

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«На правах рукопису»

УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри
_____ Теймураз КАЦАДЗЕ
“ ____ ” _____ 2024 р.

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття ступеня магістра

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

**на тему: «Застосування математичних методів для оптимального розвитку
електричних мереж енергосистем»**

Виконав:

студент II курсу, групи ЕС-31мп

Угольков Владислав Володимирович

Науковий керівник:

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

Баженов Володимир Андрійович

Консультант з розділу «Проектування підстанції»:

асистент кафедри електричних мереж та систем

Моссаковський Вадим Ігорович

Рецензент:

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2024 року

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

Рівень вищої освіти: другий (магістерський)

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма: «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Теймураз КАЦАДЗЕ

«__» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Уголькову Владиславу Володимировичу

1. Тема дисертації: «Застосування математичних методів для оптимального розвитку електричних мереж енергосистем», науковий керівник дисертації Баженов Володимир Андрійович, к. т. н., доцент, затверджені наказом по університету від «1» листопада 2024 р. №4943-с.
2. Термін подання студентом проєкту (роботи): 11 грудня 2024 р.
3. Вихідні дані до проєкту (роботи): ситуаційний план електричної мережі напругою 110 кВ з відповідним масштабом, навантаження пунктів, географічний район спорудження мережі.
4. Зміст пояснювальної записки дипломного проєкту (роботи) (перелік завдань, які необхідно розробити):
 - 1) Побудувати функцію оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ на залізобетонних опорах;
 - 2) Виконати апроксимацію функції оптимальних витрат;
 - 3) Виконати оптимізацію електричної мережі методом поконтурної оптимізації;
 - 4) Виконати розрахунок опорних режимів роботи районної електричної мережі;
 - 5) Вибір обладнання ПС 110/35/10

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

- 1) Функція оптимальних витрат;
- 2) Метод поконтурної оптимізації;
- 3) Принципова схема РЕМ;
- 4) Розрахунок режимів роботи РЕМ;
- 5) Головна схема електричних з'єднань ПС 110/35/10;
- 6) План підстанції 110/35/10;
- 7) Розрізи ПС 110/35/10.

6. Консультанти розділів проекту (роботи):

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Проектування підстанції	Моссаковський В. І., асистент кафедри електричних мереж та систем		

7. Дата видачі завдання: 28 жовтня 2024 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Опис загальних проектних рішень		
2	Побудова функції дисконтованих витрат		
3	Апроксимація функції дисконтованих витрат		
4	Оптимізація електричної мережі методом поконтурної оптимізації		
5	Розрахунок режиму максимальних навантажень		
6	Розрахунок режиму мінімальних навантажень		
7	Розрахунок післяаварійного режиму		
8	Проект електричної частини підстанції 110/35/10 кВ		
9	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини		

Студент _____

Владислав УГОЛЬКОВ

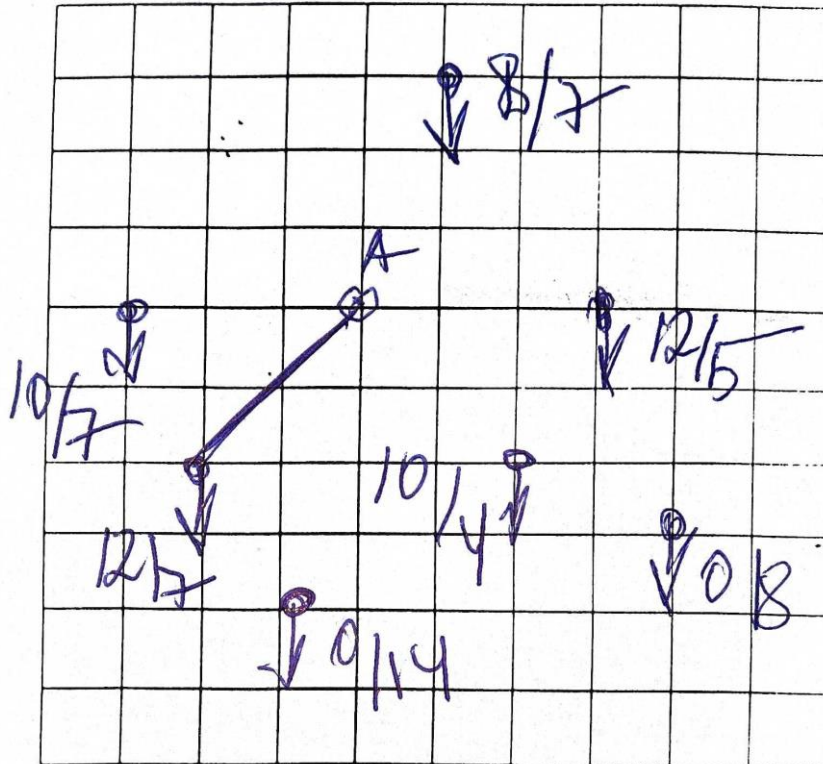
Керівник дисертації _____

Володимир БАЖЕНОВ

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

номер 011

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.
- $\cos \varphi_{сн} = 0.82$, $\cos \varphi_{нн} = 0.84$, $T_{max} = 5300$ [год/рік]
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Львів
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімального навантаження $\alpha = 64$ (%), р-н I - II.
- $M_{min} =$ _____ [МВт·км], $\alpha_n =$ _____

Примітки:

- 1 На ситуаційному плані дробі означають активні навантаження:
числитель - навантаження на стороні С.Н.;
знаменник - навантаження на стороні Н.Н.
- 2 Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез оптимальних та припопулярних схем мережі...

Завдання
видане

Дата _____

Підпис викладача _____

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальну записку виконано на 92 аркушах формату А4, до якої входять 45 таблиць, 22 рисунки та 8 джерел використаної літератури. Графічна частина виконана на 7 аркушах формату А1.

Основною метою дисертації є вибір оптимальної конфігурації електричної мережі номінальною напругою 110 кВ за допомогою методу поконтурної оптимізації.

В даній роботі було побудовано графіки функції оптимальних витрат повітряної лінії на напругу 110 кВ. Також визначено оптимальну конфігурацію електричної мережі 110 кВ. Виконано електричний розрахунок режимів роботи електричної мережі. Обрано схему виконання ПС 110/35/10 і електротехнічне обладнання на підстанції. Також була розроблена методика розрахунку значення ємностей лінії на кожній її фазі за виміряними значеннями напруги на ній.

Об'єктом дослідження є районна електрична мережа 110 кВ.

Предмет дослідження : оптимальна конфігурація мережі та режими її роботи.

ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР,
ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ФУНКЦІЯ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ,
АПРОКСИМАЦІЯ, МЕТОД НАЙМЕНШИХ КВАДРАТІВ, МЕТОД ПОКОНТУРНОЇ
ОПТИМІЗАЦІЇ

ABSTRACT

The master's thesis consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 66 A4 sheets, which includes 30 tables, 21 figures, and 4 sources of references. The graphic part is made on 7 sheets of A1 format.

The main purpose of the thesis is to select the optimal configuration of an electric network with a rated voltage of 110 kV using the method of contour optimization.

In this work, the graphs of the function of optimal overhead line costs for a voltage of 110 kV were constructed. The optimal configuration of the 110 kV power grid was also determined. An electrical calculation of the power grid operating modes was performed. The scheme of the 110/35/10 substation and electrical equipment at the substation were selected. A methodology was also developed for calculating the capacitance of the line in each phase based on the measured voltage values on it.

The object of study is a 110 kV district power grid.

The subject of research is the optimal configuration of the network and its operating modes.

ELECTRICAL TRANSMISSION LINE, ELECTRICAL NETWORK, OPTIMAL COST FUNCTION, APPROXIMATION, LEAST SQUARES METHOD, POWER TRANSFORMER, CONTOUR OPTIMIZATION METHOD

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень	9
Вступ.....	10
1 Функція дисконтованих витрат	11
1.1 Побудова функції оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ.....	11
1.2 Апроксимація функції оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ	15
Висновки по розділу 1	17
2 Оптимальна конфігурація РЕМ	18
2.1 Метод поконтурної оптимізації.....	18
2.2 Оптимальна конфігурація РЕМ-110 кВ	19
Висновки по розділу 2	23
3 Розрахунок режимів роботи РЕМ-110 кВ	25
3.1 Вибір трансформаторів на ПС-110 кВ	25
3.2 Розрахунок поточкорозподілу потужності в L-схемі РЕМ-110 кВ.....	26
3.3 Вибір перерізу та кількості ланцюгів проводів ПЛ-110 кВ.....	29
3.4 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення РЕМ 110 кВ	35
3.5 Розрахунок режиму роботи мережі за максимальних навантажень	38
3.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень РЕМ-110 кВ	51
3.7 Розрахунок післяаварійного режиму роботи РЕМ-110 кВ	56
Висновки по розділу 3	59
4 Розрахунок електричної частини підстанції 110/35/10 у 7 пункті РЕМ-110 кВ	61
4.1 Вихідні дані 7 пункта схеми мережі 110 кВ.....	61
4.2 Розрахунок струмів короткого замикання на ПС	61
4.3 Вибір електротехнічного обладнання на підстанції та його перевірка	69
4.4 Контрольно-вимірювальні прилади	76
4.5 Оперативний струм та освітлення на ПС	78
4.6 Блискавкозахист на підстанції.....	79
4.7 Заземлюючий пристрій підстанції.....	81
Висновки по розділу 4	83

5 Розрахунок значення фазних ємностей ліній електропередавання в мережах з ізолюованою нейтраллю	84
5.1 Особливості експлуатації мереж з ізолюованою або компенсованою нейтраллю.	84
5.2 Опис методики розрахунку ємності фаз ліній електропередавання.....	85
Висновки до розділу 5	88
Загальні висновки.....	89
Список використаних джерел	92
Додаток А. Результати перевірки дисертації на плагіат	93

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

БП	–	балансуючий пункт;
ВН	–	висока напруга;
ВРП	–	відкритий розподільчий пристрій
ЗРП	–	закритий розподільчий пристрій
ЛЕП	–	лінія електропередавання;
НН	–	низька напруга;
ПБЗ	–	переключення без збудження;
ПЛ	–	повітряна лінія;
ПС	–	підстанція;
РПН	–	регулювання під навантаженням;
СН	–	середня напруга;
РЕМ	–	районна електрична мережа.
ТН	–	трансформатор напруги
ТС	–	трансформатор струму

ВСТУП

Першочерговою задачею оптимізації розвитку електричних мереж є вибір конфігурації мережі, визначення номінальної напруги та порядку будівництва її об'єктів. При цьому необхідно враховувати технічні вимоги, включаючи якість електроенергії, надійність її постачання та пропускну здатність існуючих підстанцій і ліній електропередавання. Як правило, оптимальність оцінюють за мінімізацією сукупних приведених витрат на всі елементи мережі.

Задача оптимізації, у більшості випадків, розбивається на кілька підзадач, які вирішуються окремо, але з подальшим узгодженням результатів.

Для виконання оптимізації використовуються дані про навантаження в точках мережі та розрахункова схема, що відображає існуючі й потенційні до будівництва підстанції та лінії електропередавання. Для кожного елемента мережі мають бути задані технічні характеристики та вартісні показники.

У даній роботі для отримання оптимальної конфігурації схеми РЕМ був застосований метод поконтурної оптимізації. Виконана побудова функцій оптимальних витрат для ПЛ 110 кВ та їх апроксимація.

1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

1.1 Побудова функції оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ

Капіталовкладення є невід’ємною складовою будівництва будь-якого електроенергетичного об’єкта, а їх ефективність безпосередньо впливає на рівень можливих фінансових витрат. Щоб зменшити витрати на будівництво, необхідно проводити техніко-економічний аналіз і порівнювати різні варіанти реалізації конкретного об’єкта енергосистеми.

Одним із ключових завдань є вибір економічно обґрунтованого перерізу провідника, що встановлюється на ділянці мережі, а також визначення необхідної кількості ланцюгів. На практиці це завдання вирішується шляхом мінімізації функції оптимальних витрат.

У цій роботі використовується спрощений підхід до оцінки економічної ефективності, припускаючи, що всі інвестиції в будівництво здійснюються в межах одного календарного року. За таких умов функція оптимальних витрат матиме наступну формулу (1.1):

$$Z = \frac{B}{E} + K - L, \quad (1.1)$$

де B – щорічні витрати, що включають у себе експлуатаційні витрати на обслуговування електрообладнання та витрати на необхідні для покриття витрат електроенергії в елементах РЕМ;

E – норма дисконту (беремо $E=10\%$);

K – капітальні вкладення в елементи РЕМ;

L – ліквідаційна вартість.

Для побудови функції оптимальних витрат застосуємо наступний вираз (1.2):

$$Z_{V0} = a_{V0} + b_{V0} \cdot P^2, \quad (1.2)$$

де a_{v0} і b_{v0} - коефіцієнти параболи, які розраховуються наступним чином (1.3):

$$\begin{aligned} a_{v0} &= K_{ПЛ} + \frac{H_e \cdot K_{ПЛ}}{E} \\ b_{v0} &= \frac{r_{v0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E} \end{aligned} \quad (1.3)$$

де $K_{ПЛ}$ - капіталовкладення на будівництво ПЛ довжиною 1 км даного конструктивного виконання;

H_e - витрати на ремонт (для ПЛ-110 кВ становлять 1,2% від $K_{ПЛ}$);

E - норма дисконту (беремо $E=10\%$);

U_n - значення експлуатаційної напруги мережі;

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності мережі (беремо $\cos \varphi = 0,9$);

r_{v0} - погонний опір провідника відповідного перерізу;

Z_e - ціна на електроенергію (відповідно до даних сайту АТ «Оператор ринку» за 09.2024р. приймаємо $Z_e = 541$ коп/(кВт·год));

τ - час максимальних витрат, знаходиться за наступною формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = (0,124 + 5300 \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = 3746,792 \text{ год/рік},$$

де $T_{\max}$ - кількість годин використання максимального навантаження (для даного завдання становить $T_{\max} = 5300$ год/рік).

Після побудови усіх графіків отримаємо сімейство парабол, і функція оптимальних витрат буде представляти собою нижню криву яка огинає дані параболи.

Тому, перейдемо до побудови графіків функцій оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ. Технічні дані проводів, які використані для побудови графіків функцій наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Технічні дані проводів

Переріз, мм ²	Алюмінієва частина провідника		Опір постійному струму, Ом/км	Діаметр, мм
	Число дротів	Діаметр дротів, мм		
120/19	26	2,40	0,244	15,2
2х120/19	–	–	0,122	–
150/24	26	2,70	0,204	17,1
2х150/24	–	–	0,102	–
185/29	26	2,98	0,156	18,8
2х185/29	–	–	0,078	–
240/39	26	3,40	0,122	21,6
2х240/39	–	–	0,061	–

Розраховуємо базові показники вартості будівництва ПЛ-110 кВ на сталевих одностійкових вільностоячих опорах. Для цього здійснюємо перерахунок вартості будівництва ПЛ залежно від перерізу та кількості ланцюгів, оскільки в довідкових даних [2] зазначена вартість наведена згідно курсу 28,7 грн за 1 долар США, тоді як за умовами завдання необхідно використовувати курс 41,5 грн за 1 долар США. Таким чином, для перерізу 120 мм² отримуємо:

$$K_{ПЛ-120} = 2750 \cdot \frac{41,5}{28,7} = 3976,481 \text{ тис.грн/км}$$

Аналогічно розраховуємо інші перерізи, результати наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Результат перерахунку вартості спорудження ПЛ-110 кВ

Марка і переріз проводів	Вартість будівництва, тис.грн/км
АС-120/19	3976,481
2хАС-120/19	5711,672
АС-150/24	4044,443
2хАС-150/24	5954,599
АС-185/29	4122,526
2хАС-185/29	5992,195
АС-240/39	4248,328
2хАС-240/39	6232,23

Тепер розрахуємо коефіцієнти параболи для обраних перерізів, для проводу 120 мм² отримуємо:

$$a_{V0(120)} = K_{ПЛ-120} + \frac{H_e \cdot K_{ПЛ-120}}{E} = 3976,481 + \frac{0,012 \cdot 3976,481}{0,1} = 4453,659 \text{ тис.грн/км}$$

$$b_{V0(120)} = \frac{r_{V0(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 541 \cdot 3746,792}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 5,046 \text{ тис.грн/км}$$

Аналогічно проводимо розрахунки для інших перерізів, отримані результати наведені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Результат розрахунку коефіцієнтів парабол

Марка і переріз проводів	a_{V0}	b_{V0}
АС-120/19	4453,659	5,046
2хАС-120/19	6397,073	2,523
АС-150/24	4529,776	4,219
2хАС-150/24	6669,151	2,11
АС-185/29	4617,229	3,226
2хАС-185/29	6711,259	1,613
АС-240/39	4758,127	2,523
2хАС-240/39	6980,098	1,262

Тепер складаємо функції оптимальних витрат:

$$Z_{VO(120)} = a_{VO(120)} + b_{VO(120)} \cdot P^2 = 4453,659 + 5,046 \cdot P^2$$

$$Z_{VO(120 \times 2)} = a_{VO(120 \times 2)} + b_{VO(120 \times 2)} \cdot P^2 = 6397,073 + 2,523 \cdot P^2$$

$$Z_{VO(150)} = a_{VO(150)} + b_{VO(150)} \cdot P^2 = 4529,776 + 4,219 \cdot P^2$$

$$Z_{VO(150 \times 2)} = a_{VO(150 \times 2)} + b_{VO(150 \times 2)} \cdot P^2 = 6669,151 + 2,11 \cdot P^2$$

$$Z_{VO(185)} = a_{VO(185)} + b_{VO(185)} \cdot P^2 = 4617,229 + 3,226 \cdot P^2$$

$$Z_{VO(185 \times 2)} = a_{VO(185 \times 2)} + b_{VO(185 \times 2)} \cdot P^2 = 6711,259 + 1,613 \cdot P^2$$

$$Z_{VO(240)} = a_{VO(240)} + b_{VO(240)} \cdot P^2 = 4758,127 + 2,523 \cdot P^2$$

$$Z_{VO(240 \times 2)} = a_{VO(240 \times 2)} + b_{VO(240 \times 2)} \cdot P^2 = 6980,098 + 1,262 \cdot P^2$$

Графіки обчислених функцій оптимальних витрат представлені на рисунку 1.1.

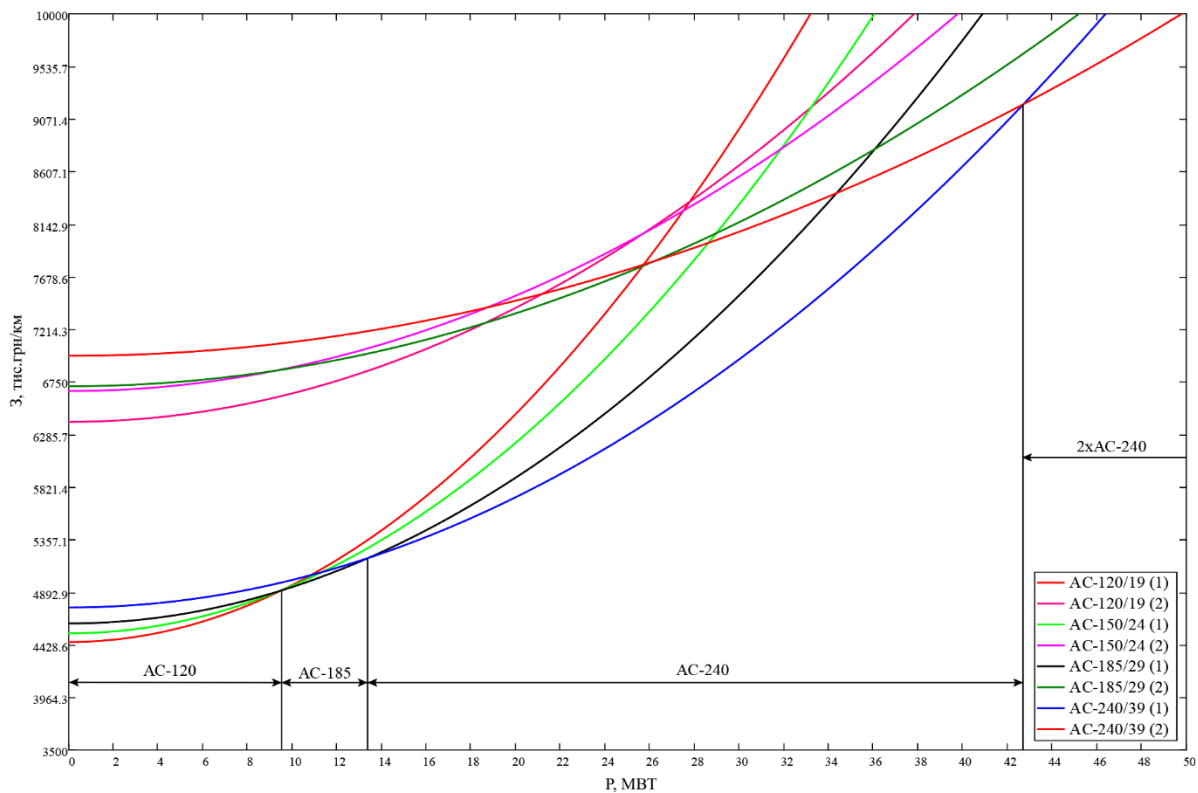


Рисунок 1.1 – Графік функції оптимальних витрат ЛЕП-110 кВ

1.2 Апроксимація функції оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ

На рисунку 1.1 добре видно, що функцією оптимальних витрат є крива, яка огинає вітки наступних парабол: $Z_{VO(120)}$, $Z_{VO(185)}$, $Z_{VO(240)}$ та $Z_{VO(240 \times 2)}$.

Для спрощення подальших розрахунків проведемо апроксимацію функції оптимальних витрат. З цією метою складемо систему рівнянь, яка дозволить визначити коефіцієнти рівняння прямої (1.4):

$$\begin{cases} a_0 \cdot S_0 + a_1 \cdot S_1 = T_0 \\ a_0 \cdot S_1 + a_1 \cdot S_2 = T_1 \end{cases}, \quad (1.4)$$

де шукані коефіцієнти знаходяться за наступними виразами:

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

Для рівняння прямої, яка будується з початку координат коефіцієнт a_1 обчислюється аналогічно.

Для подальших розрахунків необхідно визначити координати точок, що належать відповідним функціям (гілкам парабол) і є точками їх перетину. Розраховані координати цих точок подано в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Координати точок функцій

x_i	0	3	5	9,48	11	13,39	15	20	35	42,67
y_i	4454	4499	4580	4907	5008	5196	5307	5734	7748	9202

Розв'язуємо систему рівнянь:

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

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 3 + 5 + 9,48 + 11 + 13,39 + 15 + 20 + 35 + 42,67 = 154,54;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 3^2 + 5^2 + 9,48^2 + 11^2 + 13,39^2 + 15^2 + 20^2 + 35^2 + 42,67^2 = 4095,147$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 4454 + 4499 + 4580 + 4907 + 5008 + 5196 + 5307 + 5734 + 7748 + 9202 = 56634,372;$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i = y_1 \cdot x_1 + y_2 \cdot x_2 + y_3 \cdot x_3 + y_4 \cdot x_4 + y_5 \cdot x_5 + y_6 \cdot x_6 + y_7 \cdot x_7 + y_8 \cdot x_8 + y_9 \cdot x_9 + y_{10} \cdot x_{10} = 0 \cdot 4454 + 3 \cdot 4499 + 5 \cdot 4580 + 9,48 \cdot 4907 + 11 \cdot 5008 + 13,39 \cdot 5196 + 15 \cdot 5307 + 20 \cdot 5734 + 35 \cdot 7748 + 42,67 \cdot 9202 = 1065716;$$

Тоді, отримуємо систему рівнянь:

$$\begin{cases} a_0 \cdot 10 + a_1 \cdot 154,54 = 56634 \\ a_0 \cdot 154,54 + a_1 \cdot 4095 = 1065716 \end{cases}$$

Розв'язавши дану систему рівнянь маємо:

$$a_0 = 3938,798 \text{ тис.грн/км}$$

$$a_1 = 111,596 \text{ тис.грн/(км} \cdot \text{МВт)}$$

Отже апроксимовані функції дисконтованих витрат мають вигляд:

$$Z_n = a_0 + a_1 \cdot P \rightarrow Z_n = 3938,798 + 111,596 \cdot P$$

$$Z_{icn} = a_1 \cdot P \rightarrow Z_{icn} = 111,596 \cdot P$$

Графік апроксимованої функції дисконтованих витрат ліній електропередавання 110 кВ наведений на рисунку 1.2

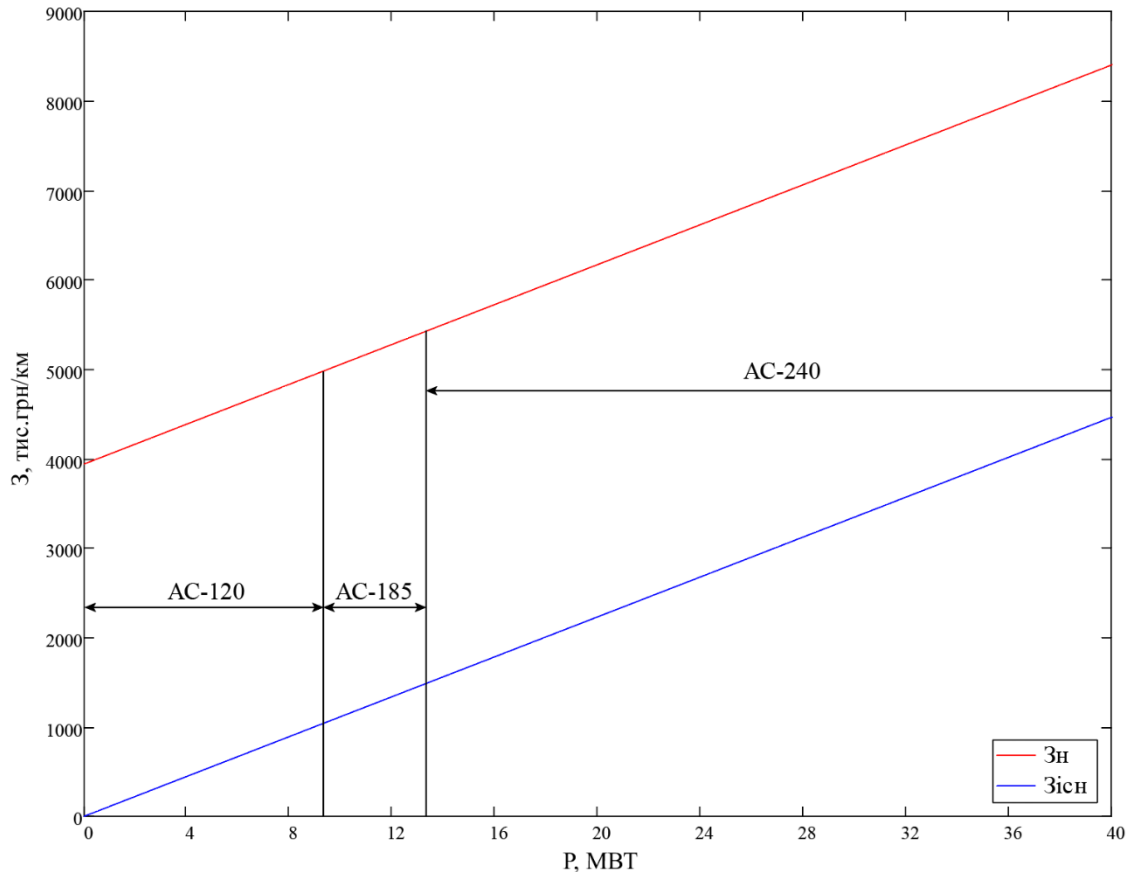


Рисунок 1.2 – Апроксимована функція оптимальних витрат

Висновки по розділу 1

У цьому розділі для ЛЕП-110 кВ, побудованої на сталевих одностійкових вільностоячих опорах, було розроблено та апроксимовано функцію оптимальних витрат за допомогою методу найменших квадратів. Функції були сформовані для таких перерізів: АС-120/19, 2хАС-120/19, АС-150/24, 2хАС-150/24, АС-185/29, 2хАС-185/29, АС-240/39 і 2хАС-240/39.

В результаті отримали наступні коефіцієнти апроксимованих функцій $a_0 = 3938,798$ тис.грн/км; $a_1 = 111,596$ тис.грн/(км · МВт).

2 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ РЕМ

2.1 Метод поконтурної оптимізації

Для визначення оптимальної конфігурації мережі застосуємо метод поконтурної оптимізації. На початковому етапі в схемі виділяється дерево — розімкнута структура, яка забезпечує зв'язність мережі. Лінії, що входять до складу дерева, називаються гілками й позначаються індексами $l=1,2,\dots,L$. Ділянки мережі, які не входять до дерева, утворюють хорди, що позначаються як $k=1,2,\dots,K$.

Щоб створити замкнений контур, до дерева достатньо додати будь-яку хорду. Навантаження хорд приймаються як незалежні змінні, а навантаження гілок — як залежні.

У випадку, якщо навантаження всіх хорд дорівнює нулю, при зміні навантаження будь-якої K -ї хорди можна визначити мінімальне значення функції приведених витрат для будівництва конкретного контуру за такою формулою (2.1):

$$V_k^*(P_k) = V_k(P_k) \sum_{l=M_k} V_l(P_l) \quad (2.1)$$

Для оптимізації кусково-лінійної функції зазвичай достатньо зосередитися на її критичних точках, тобто тих, де функція перестає зменшуватися. У контексті оптимізації мережі такими точками є навантаження хорд і гілок, що дорівнюють нулю. Тому під час аналізу будемо розглядати режими роботи РЕМ, в яких навантаження однієї з гілок або хорд стає рівним нулю. Для кожного такого режиму визначається значення приведених витрат, що дозволяє вибрати оптимальну конфігурацію мережі.

Якщо в початковій схемі мережі контури були б незалежними, оптимізація завершилася б за k кроків. Проте в більшості випадків контури мережі мають спільні ділянки, що потребує використання ітераційного підходу.

У випадках, коли мінімальні приведені втрати досягаються при нульовому навантаженні на гілці, а не на хорді, змінюється система незалежних змінних: хорда відповідного контуру включається до складу дерева, а гілка переходить у склад хорд.

Алгоритм методу поконтурної оптимізації:

1. Вихідну мережу ділять на дерево та хорди. Дуги позначають індексами $l = 1, 2, \dots, L$, а хорди – $k = 1, 2, \dots, K$. Навантаження кожної хорди прирівнюють до нуля: $P_k = 0$, $k = 1, 2, \dots, K$. Задають $k = 1$;

2. Для k -го контуру виконують оптимізацію. Знаходять:

$$V_k^*(P_l = 0) = \min \{ V_k^*(P_l = 0) / l \in M_k \}.$$

У випадку коли $V_k^*(P_l = 0) < V_k^*(P_k = 0)$, то на наступному кроці оптимізації k -у хорду включають до складу дерева, а дугу l – до складу хорд. В протилежному випадку систему незалежних змінних залишають без змін. Приймають $P_k = 0$.

3. За умови, що всі контури мережі розглянуто $k = K$, то переходять до п.4. В іншому випадку змінюють поточний індекс контуру $k = k + 1$ та виконують п.2.

4. Якщо під час виконання циклу процесу оптимізації були зміни в складі дерева та хорд, то приймають $k = 1$ та виконують п.2, якщо ні, то кінець.

Критерієм завершення даного алгоритму є стала конфігурація дерева та хорд після виконання циклу процесу оптимізації. У загальному випадку оптимізацію завершають при виконанні наступної умови:

$$|V^{*(V-1)} - V^{*V}| \leq \varepsilon,$$

де V – номер циклу оптимізації.

2.2 Оптимальна конфігурація РЕМ-110 кВ

На рисунку 2.1 зображена вихідна розрахункова схема мережі. Суцільною лінією позначено існуючу ділянку мережі, а пунктиром – можливі для спорудження лінії. Також на схемі вказані навантаження пунктів на сторонах СН та НН.

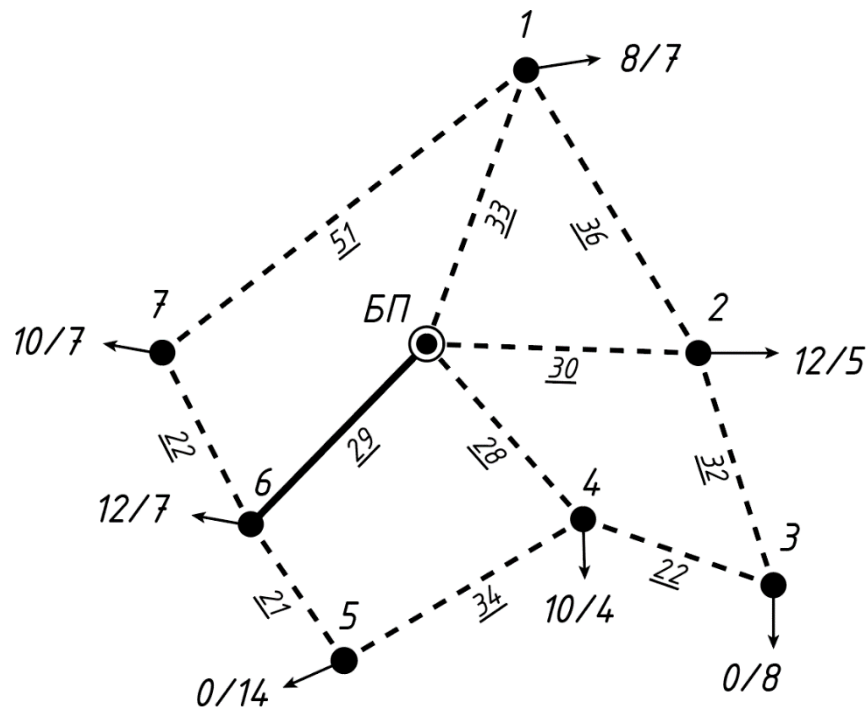


Рисунок 2.1 – Вихідна розрахункова схема РЕМ-110 кВ

Приведені питомі втрати на будівництво 1 км ПЛ-110 кВ обчислюються за наступним виразом:

$$Z_n = 3,939 + 0,112 \cdot P$$

Для вже існуючих ПЛ ми враховуємо лише втрати на компенсацію втрат електроенергії, отже маємо наступний вираз:

$$Z_{исн} = 0,112 \cdot P$$

Перейдемо до виконання ітераційного процесу оптимізації мережі.

Перша ітерація.

Перший крок.

В надлишковій розрахунковій мережі, в якості хорд приймаємо ділянки 1-2, 2-3, 5-4. Отже конфігурація контурів: перший контур – гілки 0-1, 0-2 та хорда 1-2; другий контур – гілки 0-2, 0-4, 4-3 та хорда 2-3; третій контур – гілки 0-6, 0-4, 6-5 та хорда 4-5; четвертий контур – гілки 0-1, 0-6, 6-7 та хорда 1-7. Починаємо оптимізацію з першого контуру. По черзі навантаження кожної ділянки даного контуру прирівнюємо до нуля. Далі визначаємо поточний розподіл потужності по ділянках мережі і приведені витрати на будівництво ПЛ-110 кВ. На рисунку 2.2 зображений поточний розподіл потужностей після прирівнювання навантажень кожної ПЛ до нуля.

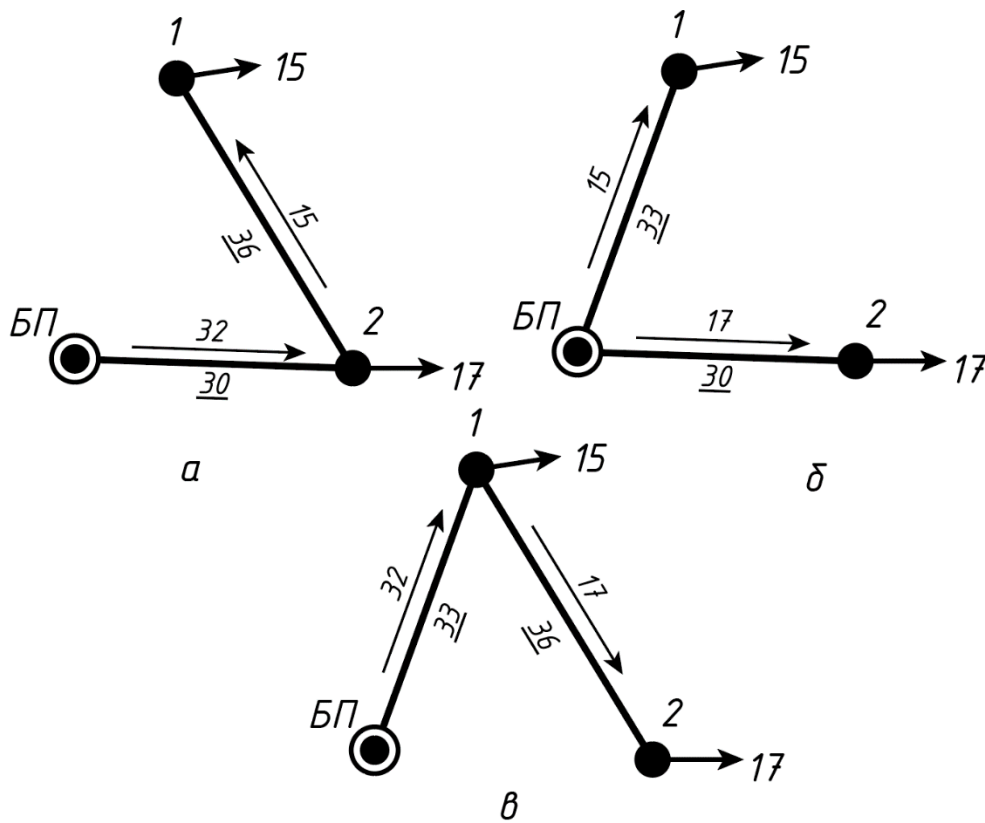


Рисунок 2.2 – Потокорозподіл потужностей в першому контурі після прирівнювання до нуля навантажень ділянок: а – 0-1; б – 1-2; в – 0-2

Далі, для кожного варіанту конфігурації першого контуру мережі розраховуємо приведені витрати:

$$Z_{(0-1)} = (a_0 + a_1 \cdot P_{0-2}) \cdot L_{0-2} + (a_0 + a_1 \cdot P_{2-1}) \cdot L_{1-2} = (3,939 + 0,112 \cdot 32) \cdot 30 + (3,939 + 0,112 \cdot 15) \cdot 36 = 427,355 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{(1-2)} = (a_0 + a_1 \cdot P_{0-2}) \cdot L_{0-2} + (a_0 + a_1 \cdot P_{0-1}) \cdot L_{0-1} = (3,939 + 0,112 \cdot 17) \cdot 30 + (3,939 + 0,112 \cdot 15) \cdot 33 = 360,298 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{(0-2)} = (a_0 + a_1 \cdot P_{1-2}) \cdot L_{1-2} + (a_0 + a_1 \cdot P_{0-1}) \cdot L_{0-1} = (3,939 + 0,112 \cdot 17) \cdot 36 + (3,939 + 0,112 \cdot 32) \cdot 33 = 457,919 \text{ млн.грн}.$$

Результати розрахунків представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати оптимізації першого контуру

Лінія	Навантаження лінії, МВт		
	I режим	II режим	III режим
0-1	0	15	32
1-2	15	0	17
0-2	32	17	0
З, млн.грн.	427,355	360,298	457,919

З наведених вище результатів оптимізації видно, що найменше значення приведених витрат спостерігається при відключенні ділянки 1-2. Отже конфігурація даного контуру не змінюється

Аналогічно виконуємо оптимізацію для другого контуру мережі. Результати розрахунків наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Результати оптимізації другого контуру

Лінія	Навантаження лінії, МВт			
	I режим	II режим	III режим	IV режим
0-2	39	25	17	0
2-3	22	8	0	17
3-4	14	0	8	25
0-4	0	14	22	39
З, млн.грн.	574,362	510,503	460,402	566,93

Звідси бачимо, що найменше значення приведених витрат спостерігається при відключенні ділянки 2-3. Положення хорд не змінилося, отже, контури залишаються такими ж.

Так само оптимізуємо для третій контур мережі. Розрахунки наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати оптимізації третього контуру.

Лінія	Навантаження лінії, МВт			
	I режим	II режим	III режим	IV режим
0-6	47	33	19	0
5-6	28	14	0	19
4-5	14	0	14	33
0-4	0	14	28	47
З, млн.грн.	487,478	376,353	446,306	643,518

Звідси бачимо, що найменше значення приведених витрат спостерігається при відключенні ділянки 4-5.

Так як конфігурація останнього контуру не змінилась тому виконання 2-го кроку оптимізації мережі не є потрібним.

Переходимо до оптимізації четвертого контуру мережі. Результати обчислень наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати оптимізації третього контуру.

Лінія	Навантаження лінії, МВт			
	I режим	II режим	III режим	IV режим
0-6	0	19	36	51
6-7	19	0	17	32
1-7	36	17	0	15
0-1	51	32	15	0
З, млн.грн.	856,866	606,948	430,117	616,517

Так як конфігурація останнього контуру не змінилась тому виконання 2-го кроку оптимізації мережі не є потрібним.

На рисунку 2.3 зображено результат оптимізації РЕМ-110 кВ.

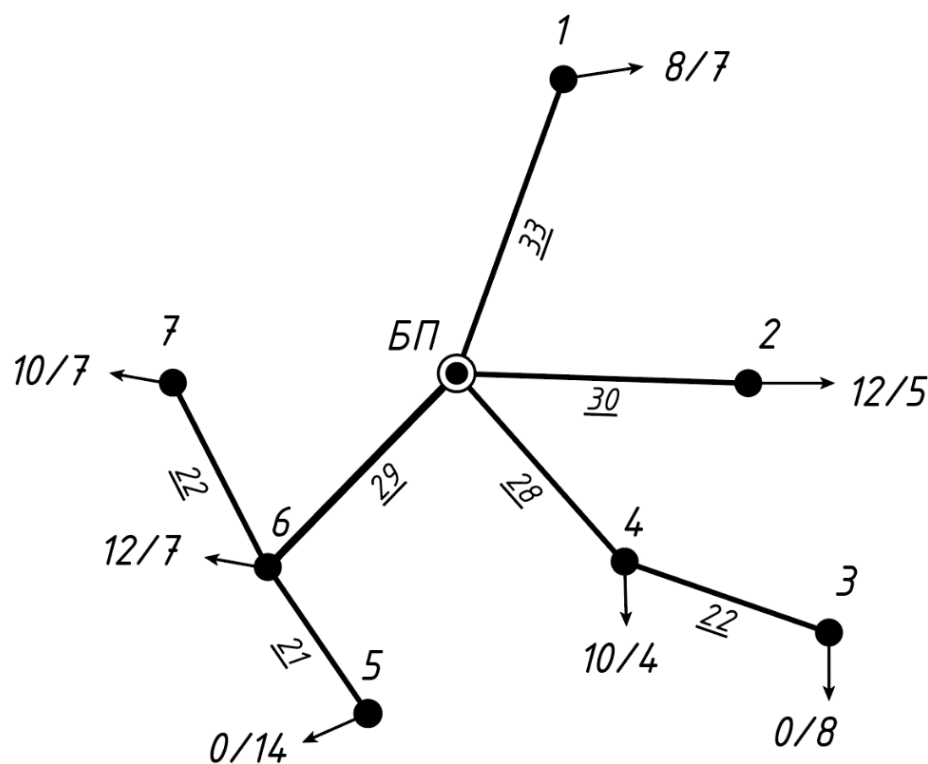


Рисунок 2.3 – Оптимальна конфігурація проектованої мережі

Висновки по розділу 2

В даному розділі використавши метод поконтурної оптимізації була знайдена оптимальна конфігурація проектованої РЕМ-110 кВ. Одержана схема є розімкненою. Для чотирьох контурів були знайдені гілки та хорди.

Для виконання оптимізації було виконано одну ітерацію методом поконтурної оптимізації, результатом якої ми отримали оптимальну конфігурацію схеми РЕМ-110 кВ, в якій було вилучено вітки 1-2, 2-3, 4-5 та 1-7, так як витрати на спорудження без

цих ділянок становили: для вилученої ділянки 1-2 – 360,298 млн.грн, для 2-3 – 460,402 млн.грн, для 4-5 – 376,353 млн.грн., та для 1-7 – 430,117 млн.грн. Ціна на спорудження результуючої оптимальної схеми становить 1051,351 млн.грн.

3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РЕМ-110 КВ

3.1 Вибір трансформаторів на ПС-110 кВ

Згідно з умовами завдання, всі споживачі, підключені до вторинних шин ПС-110 кВ, належать до I або II категорії електроспоживання. Для забезпечення необхідної надійності їх електропостачання на кожній ПС буде встановлено по два силові трансформатори з однаковими технічними характеристиками згідно з каталогом. Отже виконаємо вибір силових трансформаторів на ПС №1:

Значення реактивного навантаження даної ПС становить:

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

$$\varphi_{сн} = \arccos(\cos(\varphi_{сн})) = \arccos(0,82) = 34,915^\circ;$$

$$Q_{нн-1} = -P_{нн-1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{нн}) = -7 \cdot \operatorname{tg}(32,86^\circ) = -4,522 \text{ МВАр}$$

$$Q_{сн-1} = -P_{сн-1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{сн}) = -8 \cdot \operatorname{tg}(34,915^\circ) = -5,584 \text{ МВАр}$$

Повне навантаження та його модуль на ПС №1 становить:

$$\dot{S}_{\max-1} = P_{сн-1} + P_{нн-1} + j(Q_{сн-1} + Q_{нн-1}) = 8 + 7 + j(-5,584 - 4,522) = 15 - j10,106 \text{ МВА}$$

$$S_{\max-1} = \sqrt{P_{\max-1}^2 + Q_{\max-1}^2} = \sqrt{15^2 + (-10,106)^2} = 18,087 \text{ МВА}$$

Згідно відповідного положення правил технічної експлуатації електроустановок щодо допустимого перевантаження трансформаторів в післяаварійних режимах, це значення становить 40% отже для ПС №1 отримуємо:

$$S_{T-1} = 0,7 \cdot S_{\max-1} = 0,7 \cdot 18,087 = 12,661 \text{ МВА}$$

По розрахункам на ПС №1 потрібно встановити блок із двох силових трьохобмоткових трансформаторів типу ТДТН -16000/110.

В такий самий спосіб знаходимо потужність та тип трансформаторів на інших ПС-110 кВ. Результати розрахунків та вибору наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Результат вибору силових трансформаторів

ПС	Потужність пункту, $S_{\max}$, МВА	Розрахункова потужність, S_T , МВА	Кількість і тип трансформаторів
1	18,087	12,661	2×ТДТН-16000/110
2	20,584	14,409	2×ТДН-10000/110
3	9,524	6,667	2×ТДТН-16000/110
4	16,955	11,868	2×ТДТН-16000/110
5	16,667	11,667	2×ТДН-16000/110
6	22,964	16,075	2×ТДТН-25000/110
7	20,525	14,368	2×ТДТН-16000/110

Для обраних трансформаторів в таблиці 3.2 наведено їх каталожні дані.

Таблиця 3.2 – Каталожні дані силових трансформаторів

Тип трансформатору	S_T МВА	$U_{ном}$, кВ			u_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1,0
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
ТДН-10000/110	10	115	-	11	10,5			60	14	0,7
ТДН-16000/110	16	115	-	11	10,5			85	19	0,7

3.2 Розрахунок потокорозподілу потужностей в L-схемі РЕМ-110 кВ

Розраховувати потокорозподіл потужностей у L-схемі електричної мережі будемо методом контурних рівнянь за довжинами ділянок. Замкнемо мережу і умовно видалимо із розрахункової схеми ділянки 0-1, 2-3 та 4-5 і розрахуємо потокорозподіл потужностей в розімкненій мережі:

$$\dot{S}_{0-2}^{poz} = \dot{S}_2 = 17 - j11,606 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-1}^{poz} = \dot{S}_1 = 15 - j10,106 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3}^{poz} = \dot{S}_3 = 8 - j5,167 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-4}^{poz} = \dot{S}_4 + \dot{S}_{4-3}^{poz} = 14 - j9,564 + 8 - j5,167 = 22 - j14,731 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{6-5}^{poz} = \dot{S}_5 = 14 - j9,043 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{6-7}^{poz} = \dot{S}_7 = 17 - j11,502 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-6}^{poz} = \dot{S}_6 + \dot{S}_{6-7}^{poz} + \dot{S}_{6-5}^{poz} = 19 - j12,898 + 17 - j11,502 + 14 - j9,043 = 42 - j29,238 \text{ МВА}.$$

Потокорозподіл потужностей в розімкненій L-схемі РЕМ-110 кВ наведений на рисунку 3.1.

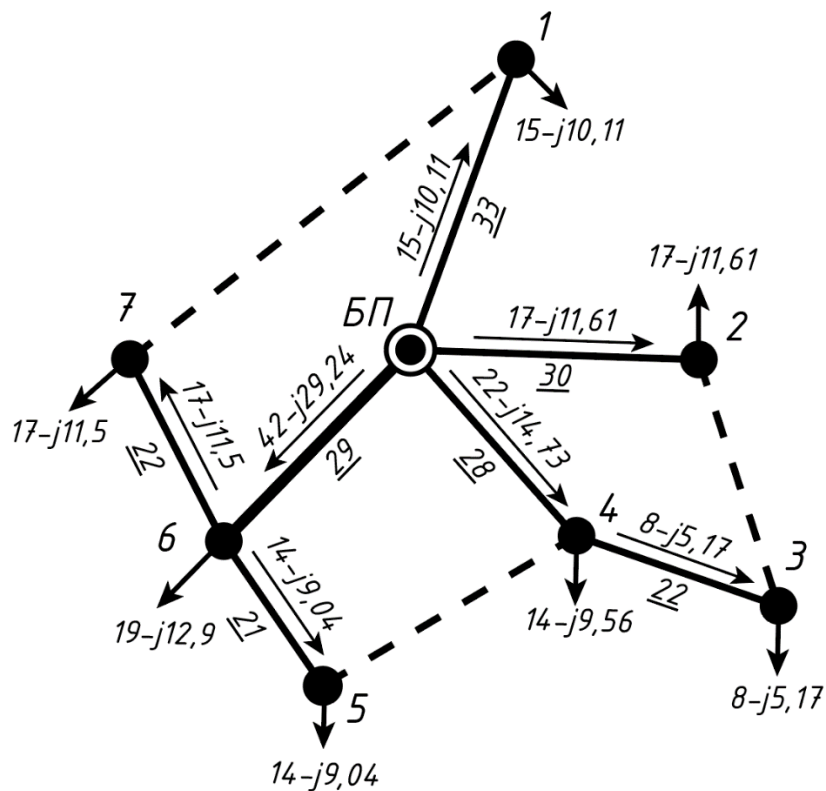


Рисунок 3.1 – Потокорозподіл потужностей по ділянках умовно розімкненої L-схеми електричної мережі

Знайдемо значення власних і взаємних довжин контурів схеми:

$$L_I = L_{0-2} + L_{2-3} + L_{0-4} + L_{3-4} = 30 + 32 + 28 + 22 = 112 \text{ км}$$

$$L_{II} = L_{0-4} + L_{4-5} + L_{5-6} + L_{0-6} = 28 + 34 + 21 + 29 = 112 \text{ км}$$

$$L_{III} = L_{0-6} + L_{6-7} + L_{1-7} + L_{0-1} = 29 + 22 + 51 + 33 = 135 \text{ км}$$

$$L_{I-II} = L_{0-4} = 28 \text{ км}$$

$$L_{I-III} = L_{I-II} = 28 \text{ км}$$

$$L_{II-III} = L_{0-6} = 29 \text{ км}$$

$$L_{III-II} = L_{II-III} = 29 \text{ км}$$

$$L_{I-III} = L_{III-I} = 0 \text{ км}$$

Складаємо систему рівнянь:

$$\begin{cases} \dot{S}_{0-2}^{poz} \cdot L_{0-2} - \dot{S}_{0-4}^{poz} \cdot L_{0-4} - \dot{S}_{4-3}^{poz} \cdot L_{3-4} = -\dot{S}_I \cdot L_I + \dot{S}_{II} \cdot L_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot L_{I-III} \\ \dot{S}_{0-4}^{poz} \cdot L_{0-4} + \dot{S}_{6-5}^{poz} \cdot L_{5-6} - \dot{S}_{0-6}^{poz} \cdot L_{0-6} = -\dot{S}_{II} \cdot L_{II} + \dot{S}_I \cdot L_{II-I} + \dot{S}_{III} \cdot L_{II-III} ; \\ \dot{S}_{0-6}^{poz} \cdot L_{0-6} - \dot{S}_{6-7}^{poz} \cdot L_{6-7} - \dot{S}_{0-1}^{poz} \cdot L_{0-1} = -\dot{S}_{III} \cdot L_{III} + \dot{S}_{II} \cdot L_{III-II} + \dot{S}_I \cdot L_{III-I} \end{cases}$$

$$\begin{cases} -282 + j177,989 = -\dot{S}_I \cdot 112 - \dot{S}_{II} \cdot 28 + \dot{S}_{III} \cdot 0 \\ -1128 + j747,256 = -\dot{S}_{II} \cdot 112 - \dot{S}_I \cdot 28 + \dot{S}_{III} \cdot 29 \\ 1329 - j889,378 = -\dot{S}_{III} \cdot 135 + \dot{S}_{II} \cdot 29 + \dot{S}_I \cdot 0 \end{cases}$$

Розв'язавши дану систему рівнянь отримуємо:

$$\dot{S}_I = 4,829 - j3,11 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = 9,244 - j6,082 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = -7,859 + j5,282 \text{ МВА}.$$

За знайденими контурними навантаженнями розраховуємо потокрозподіл потужностей в замкненій L-схемі електричної мережі:

$$\dot{S}_{0-2} = \dot{S}_{0-2}^{poz} + \dot{S}_I = 17 - j11,606 + 4,829 - j3,11 = 21,829 - j14,715 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_I = 4,829 - j3,11 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = \dot{S}_{4-3}^{poz} - \dot{S}_I = 8 - j5,167 - (4,829 - j3,11) = 3,171 - j2,058 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-4} &= \dot{S}_{0-4}^{poz} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_I = 22 - j14,731 + 9,244 - j6,082 - \\ &- (4,829 - j3,11) = 26,415 - j17,703 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{4-5} = \dot{S}_{II} = 9,244 - j6,082 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{6-5} = \dot{S}_{6-5}^{poz} - \dot{S}_{II} = 14 - j9,043 - (9,244 - j6,082) = 4,756 - j2,961 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-6} &= \dot{S}_{0-6}^{poz} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_{II} = 50 - j33,442 + (-7,859 + j5,289) - \\ &- (9,244 - j6,082) = 32,897 - j22,079 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{6-7} = \dot{S}_{6-7}^{poz} + \dot{S}_{III} = 17 - j11,502 + (-7,859 + j5,289) = 9,141 - j6,22 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{1-7} = -\dot{S}_{III} = 7,859 - j5,289 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_{0-1}^{poz} - \dot{S}_{III} = 15 - j10,106 + 7,859 - j5,289 = 22,859 - j15,387 \text{ МВА};$$

Перевірка розрахунку за другим законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{2-3} \cdot L_{2-3} + \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} - \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} - \dot{S}_{4-3} \cdot L_{4-3} &= (4,829 - j3,11) \cdot 32 + \\ &+ (21,829 - j14,715) \cdot 30 - (26,415 - j17,703) \cdot 28 - (3,171 - j2,058) \cdot 22 = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} + \dot{S}_{4-5} \cdot L_{4-5} - \dot{S}_{6-5} \cdot L_{5-6} - \dot{S}_{0-6} \cdot L_{0-6} &= (26,415 - j17,703) \cdot 28 + \\ &+ (9,244 - j6,082) \cdot 34 - (4,756 - j2,961) \cdot 21 - (32,897 - j22,079) \cdot 29 = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-6} \cdot L_{0-6} + \dot{S}_{6-7} \cdot L_{6-7} - \dot{S}_{1-7} \cdot L_{1-7} - \dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} &= (32,897 - j22,079) \cdot 29 + \\ &+ (9,141 - j6,22) \cdot 22 - (7,859 - j5,282) \cdot 51 - (22,859 - j15,387) \cdot 33 = 0. \end{aligned}$$

Отже розрахунки виконані вірно, схема з наведеним потокорозподілом потужностей представлена на рисунку 3.2.

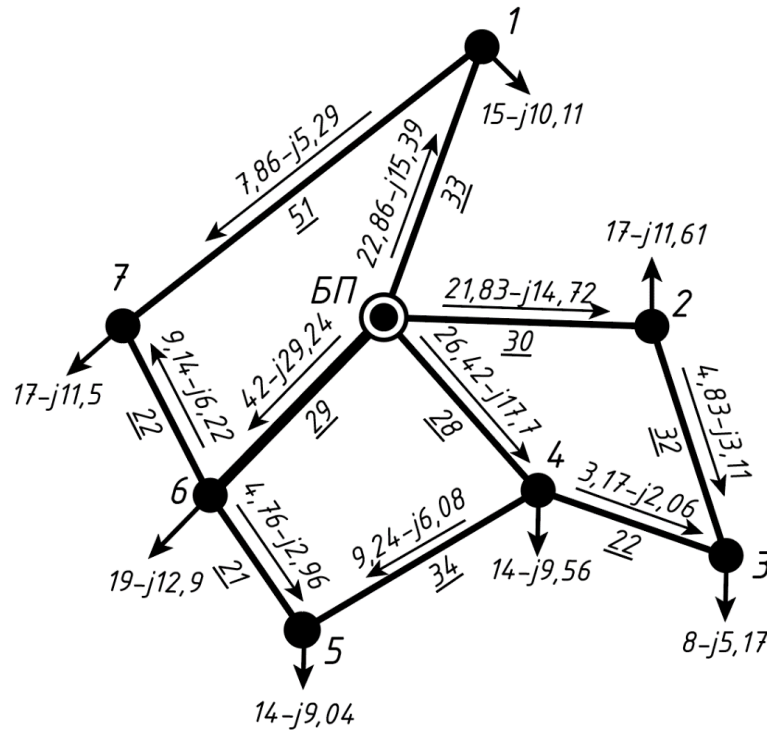


Рисунок 3.2 - Потокорозподіл потужностей в L-схемі мережі

3.3 Вибір перерізу та кількості ланцюгів проводів ПЛ-110 кВ

Щоб обрати марку і переріз проводів ділянок електричної мережі використаємо раніше розраховану апроксимовану функцію оптимальних витрат, її графік наведений на рисунку 3.3.

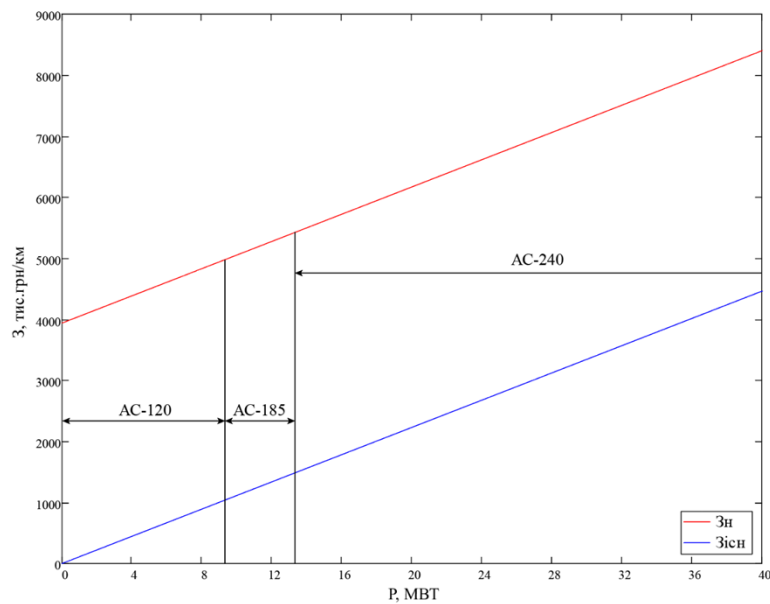


Рисунок 3.3 – Апроксимована функція оптимальних витрат

Тепер перейдемо до розрахунку оптимальних перерізів: знайдемо струмове навантаження по ділянкам мережі:

Для ділянки 0-1 струмове навантаження і значення оптимального перерізу рівні:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-1} &= \frac{\dot{S}_{0-1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{22,859 - j15,387}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 119,977 - j80,761 \text{ A}; \\ I_{0-1} &= \sqrt{119,977^2 + 80,761^2} = 144,627 \text{ A}; \\ F_{opt\ 0-1} &= \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-1})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{ex} \cdot 10^{-1}}{k_{sum\ 3M\ 110(1)} \cdot (H_e + E)}} = \\ &= \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (144,627)^2 \cdot 28,5 \cdot 3746,792 \cdot 273 \cdot 10^{-5}}{4323 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 185,703 \text{ мм}^2. \end{aligned}$$

Результати розрахунків інших ділянок наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Вибір перерізу проводів і кількості ланцюгів за функцією оптимальних витрат і розрахунком оптимальних перерізів

ПЛ	Навантаження S_i , МВА	Струмове навантаження I_i , А	Оптимальний переріз, F_{opt} , мм ²	Марка проводу
0-1	27,555	144,627	194,376	АС-240/39
0-2	26,326	138,174	185,703	АС-185/29
0-4	31,799	166,9	224,311	АС-240/39
0-6	39,62	207,95	139,74	2хАС-150/24
1-7	9,469	49,697	66,792	АС-120/19
2-3	5,743	30,145	40,515	АС-120/19
3-4	3,78	19,842	26,667	АС-120/19
4-5	11,065	58,077	78,054	АС-120/19
5-6	5,603	29,407	39,522	АС-120/19
6-7	11,057	58,033	77,995	АС-120/19

Розглянемо першу групу післяаварійних режимів. Тобто ми повинні перевірити режим роботи мережі коли на всіх ПС буде вимкнений один із силових трансформаторів.

Допустимий діапазон рівня напруги на шинах ВН для ПС №1.

Розраховуємо величину фіктивної напруги КЗ трансформатора:

$$u_{кв-1} = 0,5 \cdot (u_{к(в-с)-1} + u_{к(в-н)-1} + u_{к(с-н)-1}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$u_{\kappa c-1} = 0,5 \cdot (u_{\kappa(\theta-c)-1} + u_{\kappa(c-H)-1} + u_{\kappa(\theta-H)-1}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25\% \rightarrow \\ \rightarrow u_{\kappa c-1} = 0\%;$$

$$u_{\kappa H-1} = 0,5 \cdot (u_{\kappa(\theta-H)-1} + u_{\kappa(c-H)-1} + u_{\kappa(\theta-c)-1}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%.$$

Знайдемо втрати напруги в обмотках трансформатора:

$$\Delta U_{m\theta-1} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa-1} \cdot U_{m\theta-1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{НОМ-1}^2} - \frac{Q_1}{n} \cdot \frac{U_{m\theta-1} \cdot u_{\kappa\theta-1}}{100 \cdot S_{НОМ-1}} = \frac{15}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \\ - \frac{-10,106}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 8,145 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mc-1} = \frac{P_{CH-1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa-1} \cdot U_{m\theta-1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{НОМ-1}^2} - \frac{Q_{CH-1}}{n} \cdot \frac{U_{m\theta-1} \cdot u_{\kappa c-1}}{100 \cdot S_{НОМ-1}} = \frac{8}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \\ - \frac{-5,584}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,18 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mH-1} = \frac{P_{HH-1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa-1} \cdot U_{m\theta-1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{НОМ-1}^2} - \frac{Q_{HH-1}}{n} \cdot \frac{U_{m\theta-1} \cdot u_{\kappa H-1}}{100 \cdot S_{НОМ-1}} = \frac{7}{1} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \\ - \frac{-4,522}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 2,188 \text{ кВ};$$

Звідси, допустимий регулювальний діапазон становить:

$$\Delta U_{\min-1} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{m\theta-1}}{U_{mH-1}} \cdot (1 - \omega_{\theta-1}) + \Delta U_{m\theta-1} + \Delta U_{mH-1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + \\ + 8,145 + 2,188 = 102,543 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{\max-1} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{m\theta-1}}{U_{mH-1}} \cdot (1 + \omega_{\theta-1}) + \Delta U_{m\theta-1} + \Delta U_{mH-1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + \\ + 8,145 + 2,188 = 137,67 \text{ кВ};$$

Аналогічно виконуємо розрахунки допустимих регулювальних діапазонів силових трансформаторів для інших ПС-110 кВ. Результати розрахунку наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Допустимі регульовальні діапазони для трансформаторів на ПС

№ ПС	Тип трансформатора	Обмотка	U_i , кВ	Потік потужності, МВА	ΔU_i , кВ	$U_{\min}$, кВ	$U_{\max}$, кВ
1	ТДТН-16000/110	ВН	115	15-j10,106	8,145	102,543	137,67
		СН	38,5	8-j5,584	0,18		
		НН	11	7-j4,522	2,188		
2	ТДТН-16000/110	ВН	115	17-j11,606	9,349	103,121	138,249
		СН	38,5	12-j8,376	0,27		
		НН	11	5-j3,23	1,563		
3	ТДН-10000/110	ВН	115	8-j5,167	3,396	95,605	130,732
		НН	11				
4	ТДТН-16000/110	ВН	115	14-j9,564	7,704	101,164	136,291
		СН	38,5	10-j6,98	0,025		
		НН	11	4-j2,584	1,251		
5	ТДН-16000/110	ВН	115	14-j9,043	3,52	95,729	130,856
		НН	11				
6	ТДТН-25000/110	ВН	115	19-j12,898	6,623	100,326	135,453
		СН	38,5	12-j8,376	0,155		
		НН	11	7-j4,522	1,494		
7	ТДТН-16000/110	ВН	115	17-j11,502	9,269	103,666	138,793
		СН	38,5	10-j6,98	0,255		
		НН	11	7-j4,522	2,188		

Тепер знайдемо значення напруги в пунктах мережі. Примпустимо, що $x_0 = 0,4$ ом/км, тоді рівень напруги на ПС №1 становить:

$$U_1 = \sqrt{U_{БП}^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x_{0-1})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (22,859 \cdot 4,026 - (-15,387 \cdot 13,2))} = 112,404 \text{ кВ}$$

В такий ж спосіб виконуємо розрахунки для інших пунктів мережі. Отримані результати наведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Рівні напруг у пунктах електричної мережі для 1-ї групи післяаварійних режимів

№ ПС	U_i , кВ	Регульовальний діапазон	
		$U_{\min}$, кВ	$U_{\max}$, кВ
1	112,404	102,543	137,67
2	112,533	103,121	138,249
3	112,15	95,605	130,735
4	112,463	101,164	136,291
5	112,587	95,729	130,856
6	113,023	100,326	135,453
7	112,101	103,666	138,793

Отримані результати показують, що рівень напруги у всіх вузлах мережі відповідає допустимим межам, тобто технічні обмеження першої групи для післяаварійних режимів виконані.

Далі переходимо до перевірки дотримання обмежень другої групи для післяаварійних режимів. Для цього виконуємо розрахунок поточкорозподілу потужностей у L-схемі мережі після відключення найбільш завантаженої ділянки. Згідно з даних таблиці 3.3, відмикаємо ділянку 0-6.

Результати розрахунку поточкорозподілу потужностей в такому режимі роботи РЕМ приведені на рисунку 3.4.

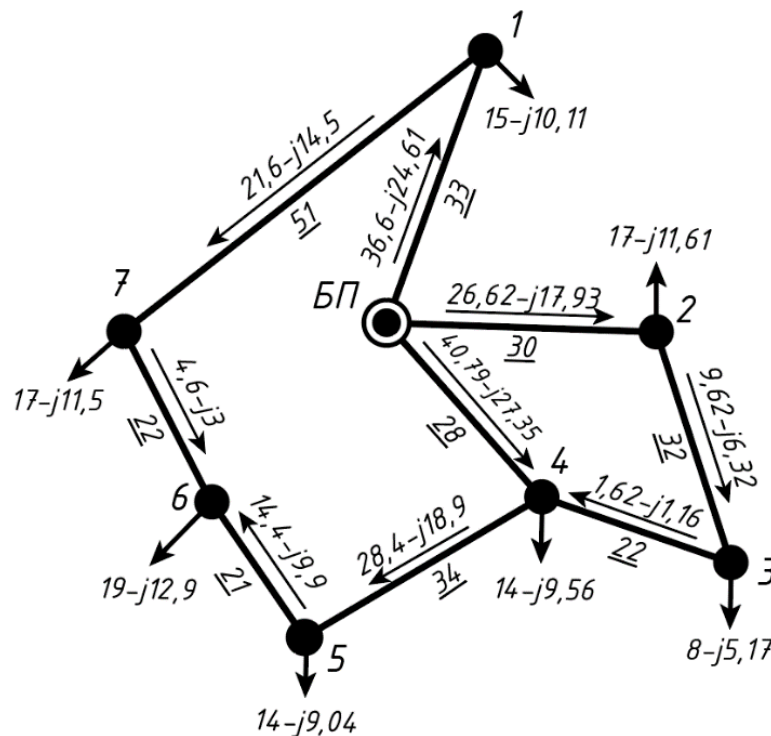


Рисунок 3.4 – Поточкорозподіл потужностей при відключеній ділянці 0-6

Так як в мережа працює у післяаварійному режимі, виконаємо розрахунок струмових навантажень ділянок мережі щоб перевірити проводи за допустимим нагріванням:

$$I_{0-1} = \frac{S_{0-1}^{av}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{36,596^2 + 24,607^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 231,463 \text{ А.}$$

Так як ділянка 0-1 виконана проводом АС-240/39, то для даного проводу згідно з нормами ПУЕ [3] тривалодопустимий струм рівний 610 А. Згідно отриманих

результатів дана ділянка не перевантажена за струмом. Проводимо ідентичні розрахунки для інших ділянок мережі. Результати наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Перевірка проводів за тривалодопустимим струмом

Ділянка	Марка та переріз проводу, мм ²	I_i , А	$I_{дон}$, А
0-1	АС-240/39	231,463	610
0-2	АС-185/29	168,452	510
0-4	АС-240/39	257,736	610
1-7	АС-120/19	136,533	265
2-3	АС-120/19	60,421	265
3-4	АС-120/19	10,443	265
4-5	АС-120/19	179,189	265
5-6	АС-120/19	91,729	265
6-7	АС-120/19	28,807	265

Як видно з результатів наведених в таблиці 3.6, жодна ділянка не перевантажена за струмом. Перевірку на допустимість відхилення напруги на шинах вищої напруги виконаємо для пункту що має найнижчий рівень напруги. Для даної конфігурації це пункт №5:

$$U_5 = \sqrt{U_4^2 - 2 \cdot (P_{4-5} \cdot r_{4-5} - Q_{4-5} \cdot x_{4-5})} = \sqrt{111,057^2 - 2 \cdot (28,404 \cdot 8,296 - (-18,941 \cdot 13,6))} = 106,524 \text{ кВ.}$$

Визначимо допустимий регулювальний діапазон силових трансформаторів на ПС №5:

$$\Delta U_{m-5} = \frac{U_{m-5}}{n \cdot S_{ном-5}} \cdot \left(P_5 \cdot \frac{\Delta P_{к-5} \cdot 10^{-3}}{S_{ном-5}} - Q_5 \cdot \frac{u_{кв-5}}{100} \right) = \frac{115}{16} \cdot \left(14 \cdot \frac{85 \cdot 10^{-3}}{16} + 9,043 \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 3,68 \text{ кВ}$$

Отже допустимий регулювальний діапазон становить:

$$\Delta U_{\min-5} = \frac{U_{нджс} \cdot U_{тв-5}}{U_{тн-5}} \cdot (1 - \omega_{г-5}) + \Delta U_{m-5} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 3,68 = 95,889 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{\max-5} = \frac{U_{нджс} \cdot U_{тв-5}}{U_{тн-5}} \cdot (1 + \omega_{г-5}) + \Delta U_{m-5} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 3,68 = 131,016 \text{ кВ;}$$

З отриманих результатів видно, що значення напруги в післяаварійному режимі на ПС №5 знаходиться в допустимих межах і це вказує на те, що обрані нами типи проводів відповідають технічним обмеженням 2-ї групи післяаварійних режимів.

3.4 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення РЕМ 110 кВ

Для початку обчислимо параметри схем заміщення силових трансформаторів на ПС-110 кВ. Як приклад виконаємо розрахунок для блоку трансформаторів на ПС №1. Значення активних і реактивних провідностей та опорів складе:

$$r_{\theta-1} = r_{c-1} = r_{n-1} = \frac{\Delta P_{\kappa 1} \cdot U_{m\theta-1}^2}{n \cdot 2 \cdot S_{ном-1}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 2 \cdot 16000^2} = 1,292 \text{ Ом};$$

$$x_{m\theta-1} = \frac{U_{\kappa\theta-1} \cdot U_{m\theta-1}^2}{n \cdot S_{ном-1}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 44,428 \text{ Ом};$$

$$x_{mc-1} = \frac{U_{\kappa c-1} \cdot U_{m\theta-1}^2}{n \cdot S_{ном-1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{mn-1} = \frac{U_{\kappa n-1} \cdot U_{m\theta-1}^2}{n \cdot S_{ном-1}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 25,83 \text{ Ом};$$

$$g_{m-1} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx1}}{U_{m\theta-1}^2} = \frac{2 \cdot 23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 3,478 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{m-1} = -\frac{n \cdot I_{xx1} \cdot S_{ном-1}}{U_{m\theta-1}^2} = \frac{2 \cdot 1 \cdot 16000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -24,197 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Ідентичні розрахунки виконуємо для інших блоків трансформаторів ПС-110 кВ. Результати наведені в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 - Параметри схем заміщення блоків трансформаторів на ПС-110 кВ

№ ПС	Кількість та тип трансформаторів	Опір, Ом				Повна провідність, мкСм
		r_m	x_θ	x_c	x_n	Y_m
1,2,4,7	2хТДТН-16000/110	1,292	44,428	0	25,83	3,478-j24,197
6	2хТДТН-25000/110	0,741	28,434	0	17,854	4,688-j26,465
3	2хТДН-10000/110	3,967	69,431	-	-	2,117-j10,586
5	2хТДН-16000/110	2,196	43,395	-	-	2,873-j16,938

Далі розрахуємо параметри схем заміщення проводів ліній електропередавання. Знайдемо значення погонного реактивного опору для перерізів проводів 120 та 240 мм²:

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

$$x_{0(240)} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,403 \text{ Ом/км}.$$

Тепер проведемо розрахунок ємнісної провідності для перерізів проводів 120 та 240 мм²:

$$b_{0(120)} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} = 2,69 \text{ мкСм/км};$$

$$b_{0(240)} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,844 \text{ мкСм/км}.$$

Виконаємо розрахунок активного та реактивного опору і реактивної провідності ділянки 0-1:

$$r_{0-1} = r_{0(240)} \cdot L_{0-1} = 0,122 \cdot 33 = 4,026 \text{ Ом};$$

$$x_{0-1} = x_{0(240)} \cdot L_{0-1} = 0,403 \cdot 33 = 13,283 \text{ Ом}.$$

$$b_{0-1} = b_{0(240)} \cdot L_{0-1} = 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 33 = 93,842 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Отже повний опір та повна провідність ділянки 0-1 становить:

$$\underline{Z}_{0-1} = r_{0-1} + jx_{0-1} = 4,026 + j13,283 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{0-1} = g_{0-1} + jb_{0-1} = 0 + j93,842 \text{ мкСм}.$$

Так само розраховуємо параметри інших ділянок РЕМ-110 кВ. Результати наведені в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Параметри схем заміщення ділянок мережі

ПЛ	Марка проводів	Довжина ПЛ, L, км	Повний опір $\underline{Z}_l$, Ом	Повна провідність, $\underline{Y}_l$, мкСм
0-1	АС-240/39	33	4,026+j13,283	0+j93,842
0-2	АС-185/29	30	4,77+j12,337	0+j83,424
0-4	АС-240/39	28	3,416+j11,27	0+j79,623
0-6	2хАС-150/24	29	2,958+j6,05	0+j158,887
1-7	АС-120/19	51	12,444+j21,656	0+j137,175
2-3	АС-120/19	32	7,808+j13,588	0+j86,07
3-4	АС-120/19	22	5,368+j9,342	0+j59,173
4-5	АС-120/19	34	8,296+j14,438	0+j91,45
5-6	АС-120/19	21	5,124+j8,917	0+j56,484
6-7	АС-120/19	22	5,368+j9,342	0+j59,173

Переходимо до розрахунку привдених навантажень на ПС-110 кВ. Виконаємо розрахунок коефіцієнтів завантажень трансформаторів для ПС №1:

$$\beta_{\text{вн-1}} = \frac{S_{\text{вн-1}}}{n \cdot S_{\text{ном-1}}} = \frac{18,87 \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,565;$$

$$\beta_{\text{сн-1}} = \frac{S_{\text{сн-1}}}{n \cdot S_{\text{ном-1}}} = \frac{9,756 \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,305;$$

$$\beta_{\text{нн-1}} = \frac{S_{\text{нн-1}}}{n \cdot S_{\text{ном-1}}} = \frac{8,333 \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,26.$$

Тепер обрахуємо втрати потужності в блоці з двох трансформаторів:

$$\Delta P_{\text{тз-1}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{к1}}}{2} \cdot (\beta_{\text{вн-1}}^2 + \beta_{\text{сн-1}}^2 + \beta_{\text{нн-1}}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,565^2 + 0,305^2 + 0,26^2) = 48,022 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{тз-1}} = -n \cdot S_{\text{ном-1}} \cdot (\beta_{\text{вн-1}}^2 \cdot u_{\text{кв-1}} + \beta_{\text{сн-1}}^2 \cdot u_{\text{кв-1}} + \beta_{\text{нн-1}}^2 \cdot u_{\text{кв-1}}) = -2 \cdot 16000 \cdot (0,565^2 \times 10,75 + 0,305^2 \cdot 0 + 0,26^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -1234,562 \text{ кВар}.$$

Отже приведенне навантаження становить:

$$\dot{S}_{\text{np-1}} = \dot{S}_{\text{max-1}} + \Delta P_{\text{тз-1}} + j\Delta Q_{\text{тз-1}} = 16 - j11,22 + 56,963 + j(-1392,773) = 16,057 - j12,613 \text{ МВА}.$$

Аналогічно виконуємо розрахунки і для інших ПС-110 кВ. Результати розрахунків наведені в таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 – Результати розрахунку приведених навантажень ПС-110 кВ

№ ПС	Задана потужність, $\dot{S}_{\text{зад}}$, МВА	Втрати потужності, $\Delta \dot{S}_{\text{тз}}$, МВА	Приведене навантаження $\dot{S}_{\text{np}}$, МВА
1	15-j10,106	0,048-j1,235	15,048-j11,34
2	17-j11,606	0,066-j1,493	17,066-j13,098
3	8-j5,167	0,027-j0,476	8,027-j5,644
4	14-j9,564	0,045-j1,01	14,045-j10,574
5	14-j9,043	0,046-j0,911	14,046-j9,955
6	19-j12,898	0,045-j1,228	19,045-j14,125
7	17-j11,502	0,062-j1,551	17,062-j13,052

Виконаємо розрахунок сумарних еквівалентних провідностей для пунктів РЕМ-110 кВ. Для пункту 1 отримуємо:

$$\underline{Y}_1 = \underline{Y}_{m-1} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-1} + \underline{Y}_{1-2}) = 3,478 \cdot 10^{-6} - j24,197 \cdot 10^{-6} + 0,5 \cdot (137,175 \cdot 10^{-6} + 93,842 \cdot 10^{-6}) = 3,478 \cdot 10^{-6} + j91,312 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Аналогічно проводимо розрахунки для інших пунктів РЕМ-110 кВ. Результати наведені в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Сумарні еквівалентні провідності пунктів РЕМ-110 кВ

Номер пункту	Еквівалентна провідність, $\underline{Y}_i$, мкСм
1	$3,478+j91,312$
2	$3,478+j60,551$
3	$2,117+j62,036$
4	$3,478+j90,927$
5	$2,873+j57,029$
6	$4,688+j110,807$
7	$3,478+j73,978$
БП	$j207,888$

Розрахункова схема РЕМ-110 кВ показана на рисунку 3.5.

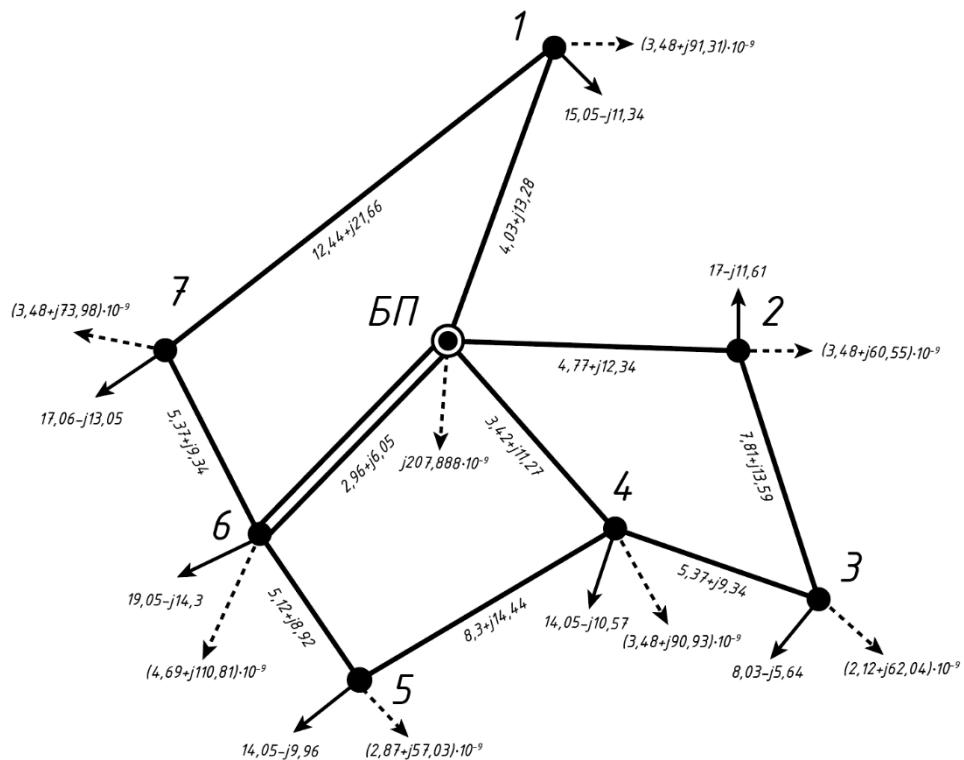


Рисунок 3.5 – Розрахункова схема РЕМ-110 кВ

3.5 Розрахунок режиму роботи мережі за максимальних навантажень

Виконувати розрахунок режимних параметрів мережі будемо за допомогою методу контурних рівнянь у струмах.

Спочатку приймемо початкові наближення напруг у пунктах мережі:

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

Розрахуємо значення власних і взаємних контурних опорів:

$$\underline{Z}_I = \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{0-2} + \underline{Z}_{3-4} = 3,416 + j11,27 + 7,808 + j13,588 + 4,77 + j12,337 + 5,368 + j9,342 = 21,362 + j46,538 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{II} = \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{5-6} + \underline{Z}_{4-5} + \underline{Z}_{0-6} = 3,416 + j11,27 + 5,124 + j8,917 + 8,296 + j14,438 + 2,958 + j6,05 = 19,794 + j40,675 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{III} = \underline{Z}_{0-6} + \underline{Z}_{6-7} + \underline{Z}_{0-1} + \underline{Z}_{1-7} = 2,958 + j6,05 + 5,368 + j9,342 + 4,026 + j13,283 + 12,444 + j21,656 = 24,796 + j50,33 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{I-II} = \underline{Z}_{0-4} = 3,416 + j11,27 \text{ Ом};$$

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

$$\underline{Z}_{II-III} = \underline{Z}_{0-6} = 2,958 + j6,05 \text{ Ом}.$$

Перша ітерація

Розрахуємо струми навантажень у пунктах мережі, для першого пункту струм рівний:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{p1}^{(1)} &= \frac{\dot{S}_{np-1}}{\hat{U}_1^{(0)}} + Y_1 \cdot \dot{U}_1^{(0)} = \frac{15,048 - j11,34}{110} + (3,478 + j91,312) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = \\ &= 137,183 - j93,048 \text{ А} \end{aligned}$$

Аналогічно виконуємо розрахунки для інших пунктів, результати зведені у таблицю. 3.11.

Таблиця 3.11 – Струми навантаження пунктів електричної мережі на першій ітерації

Пункт №	Значення струму навантаження, $\dot{I}_n$, А
1	137,183-j93,048
2	155,526-j112,415
3	73,208-j44,482
4	128,063-j86,123
5	128,008-j84,223
6	173,656-j116,222
7	155,496-j110,521

Згідно першого закону Кірхгофа знайдемо потокорозподіл струмів в умовно розімкненій мережі:

$$\dot{I}_{np0-1}^{(1)} = \dot{I}_{p1}^{(1)} = 137,183 - j93,048 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{np2-3}^{(1)} = \dot{I}_{p3}^{(1)} = 73,208 - j44,482 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{np0-2}^{(1)} = \dot{I}_{p2}^{(1)} + \dot{I}_{np2-3}^{(1)} = 155,526 - j112,415 + 73,208 - j44,482 = 228,733 - j156,897 \text{ А};$$

$$\dot{I}_{np4-5}^{(1)} = \dot{I}_{p5}^{(1)} = 128,008 - j84,223 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{np0-4}^{(1)} = \dot{I}_{np4-5}^{(1)} + \dot{I}_{p4}^{(1)} = 128,008 - j84,223 + 128,06 - j102,415 = 256,071 - j170,346 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{np6-7}^{(1)} = \dot{I}_{p7}^{(1)} = 155,496 - j110,521 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{np0-6}^{(1)} = \dot{I}_{np6-7}^{(1)} + \dot{I}_{p6}^{(1)} = 155,496 - j110,521 + 173,656 - j116,222 = 329,152 - j226,743 \text{ A};$$

Результат даного розрахунку наведений на рисунку 3.6.

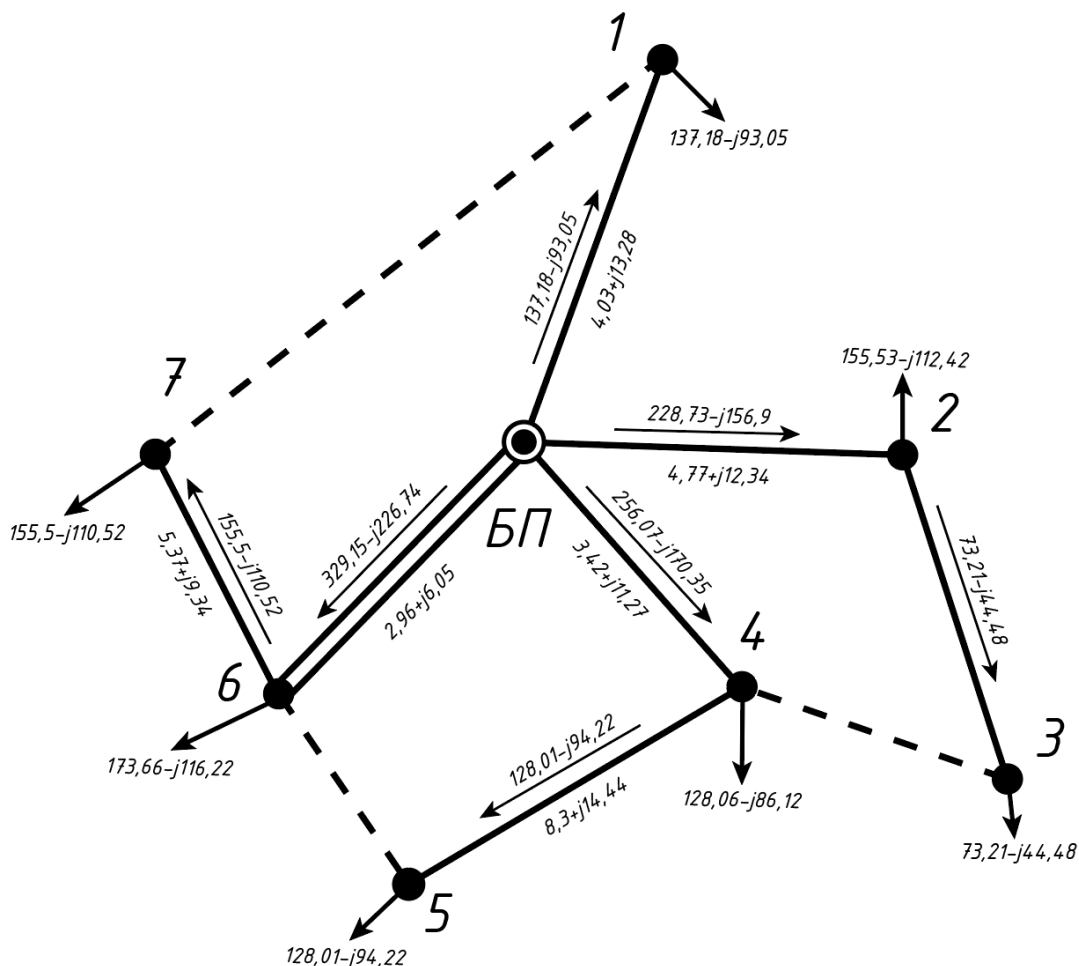


Рисунок 3.6 – Струморозподіл по ділянкам умовно розімкненої мережі на першій ітерації

Для подальших розрахунків створимо систему рівнянь для знаходження контурних струмів:

$$\begin{cases} \dot{I}_{np2-3}^{(1)} \cdot Z_{2-3} + \dot{I}_{np0-2}^{(1)} \cdot Z_{0-2} - \dot{I}_{np0-4}^{(1)} \cdot Z_{0-4} = -\dot{I}_I^{(1)} \cdot Z_I + \dot{I}_{II}^{(1)} \cdot Z_{I-II} + \dot{I}_{III}^{(1)} \cdot Z_{I-III}; \\ \dot{I}_{np0-4}^{(1)} \cdot Z_{0-4} - \dot{I}_{np0-6}^{(1)} \cdot Z_{0-6} + \dot{I}_{np4-5}^{(1)} \cdot Z_{4-5} = -\dot{I}_{II}^{(1)} \cdot Z_{II} + \dot{I}_I^{(1)} \cdot Z_{II-I} + \dot{I}_{III}^{(1)} \cdot Z_{II-III}; \\ \dot{I}_{np0-6}^{(1)} \cdot Z_{0-6} - \dot{I}_{np0-1}^{(1)} \cdot Z_{0-1} + \dot{I}_{np6-7}^{(1)} \cdot Z_{6-7} = -\dot{I}_{III}^{(1)} \cdot Z_{III} + \dot{I}_I^{(1)} \cdot Z_{III-I} + \dot{I}_{II}^{(1)} \cdot Z_{III-II}. \end{cases}$$

Отже значення контурних струмів:

$$\dot{I}_I^{(1)} = -39,963 + j29,194 \text{ A}; \dot{I}_{II}^{(1)} = -86,373 + j45,164 \text{ A}; \dot{I}_{III}^{(1)} = -41,187 + j38,381 \text{ A}.$$

Маючи значення контурних струмів розрахуємо результуючий струморозподіл по ділянкам мережі на першій ітерації:

$$\dot{I}_{0-1}^{(1)} = \dot{I}_{np0-1}^{(1)} - \dot{I}_{III}^{(1)} = 137,183 - j93,048 + 41,187 - j18,381 = 178,37 - j131,429 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-2}^{(1)} = \dot{I}_{np0-2}^{(1)} + \dot{I}_I^{(1)} = 228,733 - j156,897 - 39,963 + j29,194 = 188,771 - j127,703 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-4}^{(1)} = \dot{I}_{np0-4}^{(1)} + \dot{I}_{II}^{(1)} - \dot{I}_I^{(1)} = 256,071 - j170,346 - 86,373 + j45,164 + 39,963 - j29,194 = 209,66 - j154,376 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{0-6}^{(1)} = \dot{I}_{np0-6}^{(1)} + \dot{I}_{III}^{(1)} - \dot{I}_{II}^{(1)} = 329,152 - j226,743 - 41,187 + j18,381 + 86,373 - j45,164 = 374,337 - j233,526 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{2-3}^{(1)} = \dot{I}_{np2-3}^{(1)} + \dot{I}_I^{(1)} = 73,208 - j44,482 - 39,963 + j29,194 = 33,245 - j15,288 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{4-3}^{(1)} = -\dot{I}_I^{(1)} = -39,963 + j29,194 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{4-5}^{(1)} = \dot{I}_{np4-5}^{(1)} + \dot{I}_{II}^{(1)} = 128,008 - j84,223 - 86,373 - j45,164 = 41,635 - j39,059 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{6-5}^{(1)} = -\dot{I}_{II}^{(1)} = 86,373 - j45,164 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{6-7}^{(1)} = \dot{I}_{np6-7}^{(1)} + \dot{I}_{III}^{(1)} = 155,496 - j110,521 - 41,187 + j18,381 = 114,308 - j72,14 \text{ A};$$

$$\dot{I}_{1-7}^{(1)} = -\dot{I}_{III}^{(1)} = 41,187 - j18,381 \text{ A};$$

Отримані результати перевіримо за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{I}_{2-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{I}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{I}_{4-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} &= (188,771 - j127,703) \cdot \\ &\cdot (4,77 + j12,337) + (33,245 - j15,288) \cdot (7,808 + j13,588) - \\ &- (209,66 - j154,376) \cdot (3,416 + j11,27) - (39,963 - j29,194) \cdot \\ &\cdot (5,368 + j9,342) = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{I}_{4-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} - \dot{I}_{0-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-6} - \dot{I}_{6-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{5-6} &= (209,66 - j154,376) \cdot \\ &\cdot (3,416 + j11,27) + (41,635 - j39,059) \cdot (8,296 + j14,438) - \\ &- (374,337 - j233,526) \cdot (2,958 + j6,05) - (86,373 - j45,164) \cdot \\ &\cdot (5,124 + j8,917) = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-6} + \dot{I}_{6-7}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \dot{I}_{1-7}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-7} - \dot{I}_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} &= (374,337 - j233,526) \cdot \\ &\cdot (2,958 + j6,05) + (114,308 - j72,14) \cdot (5,368 + j9,342) - \\ &- (41,187 - j38,381) \cdot (12,444 + j21,656) - (178,37 - j131,429) \cdot \\ &\cdot (4,026 + j13,283) = 0; \end{aligned}$$

Як бачимо результати перевірки вказують на правильність виконання розрахунків. Знайдемо рівні напруг в пунктах мережі:

$$\dot{U}_1^{(1)} = U_{БП} - \dot{I}_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 115 - (178,37 - j131,429) \cdot (4,026 + j13,283) = 112,536 - j1,84 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_{БП} - \dot{I}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = 115 - (188,771 - j127,703) \cdot (4,77 + j12,337) = 112,524 - j1,72 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3^{(1)} = \dot{U}_2^{(1)} - \dot{I}_{2-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-3} = (112,524 - j1,72) - (33,245 - j15,288) \times (7,808 + j13,588) = 112,057 - j2,052 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4^{(1)} = U_{БП} - \dot{I}_{0-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-4} = 115 - (209,66 - j154,376) \cdot (3,416 + j11,27) = 112,544 - j1,836 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_6^{(1)} = U_{БП} - \dot{I}_{0-6}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-6} = 115 - (374,337 - j233,526) \cdot (2,958 + j6,05) = 112,48 - j1,574 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(1)} = \dot{U}_6^{(1)} - \dot{I}_{6-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{5-6} = (112,48 - j1,574) - (86,373 - j45,164) \times (5,124 + j8,917) = 111,635 - j2,113 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_7^{(1)} = \dot{U}_6^{(1)} - \dot{I}_{6-7}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{6-7} = (112,48 - j1,574) - (114,308 - j72,14) \times (5,368 + j9,342) = 111,192 - j2,254 \text{ кВ};$$

Розрахунок втрат потужностей в мережі на першій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = & \hat{U}_{БП} \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(1)} + \dot{I}_{0-2}^{(1)} + \dot{I}_{0-4}^{(1)} + \dot{I}_{0-6}^{(1)}) + \underline{Y}_{БП} \cdot U_{БП}^2 - (\dot{S}_{1-\max} + \dot{S}_{2-\max} + \dot{S}_{3-\max} + \\ & + \dot{S}_{4-\max} + \dot{S}_{5-\max} + \dot{S}_{6-\max} + \dot{S}_{7-\max}) = 115 \cdot (374,337 - j233,526 + 188,771 - j127,703 + \\ & + 209,66 - j154,376 + 178,37 - j131,429) + j207,888 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 - (15 - j10,106 + \\ & + 17 - j11,606 + 8 - j5,167 + 14 - j9,564 + 14 - j9,043 + 19 - j12,898 + \\ & + 17 - j11,502) = 5,381 - j1,775 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Одержані результати першої ітерації розрахунку максимальних навантажень мережі наведені на рисунку 3.7.

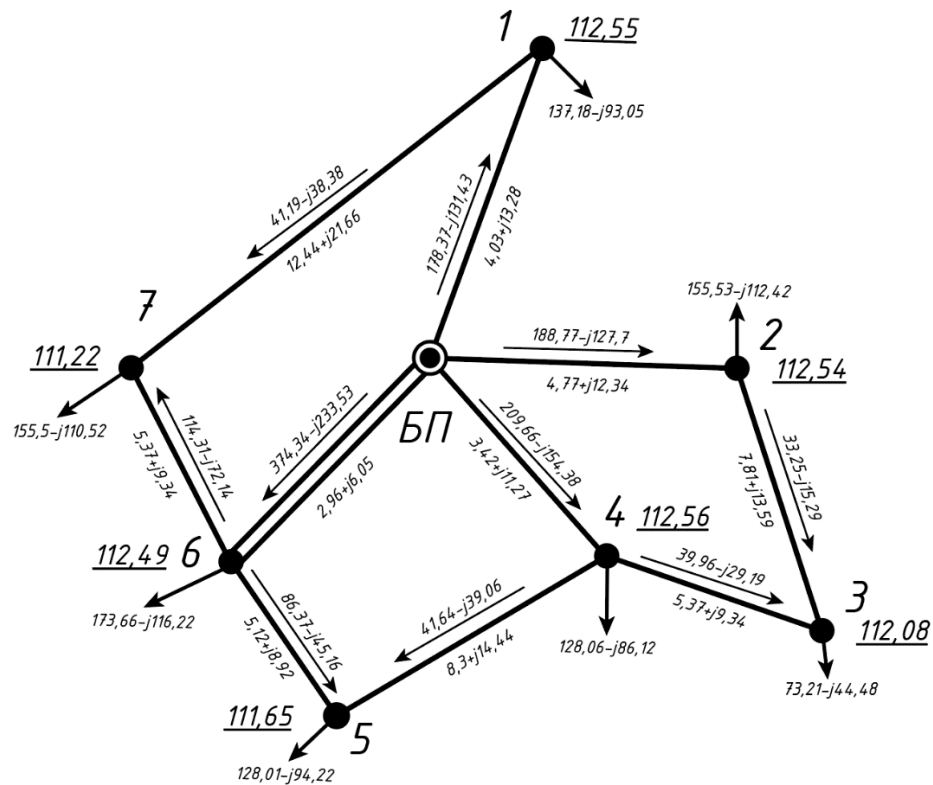


Рисунок 3.7 – Параметри роботи мережі за максимальних навантажень на першій ітерації

Друга ітерація

Розрахуємо струми навантажень у пунктах мережі, для першого пункту струм рівний:

$$\dot{I}_{p1}^{(2)} = \frac{\dot{S}_{np-1}}{\hat{U}_1^{(1)}} + \underline{Y}_1 \cdot \dot{U}_1^{(1)} = \frac{15,048 - j11,34}{112,536 + j1,84} + (3,478 + j91,312) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (112,536 - j1,84) = 132,594 - j92,658 \text{ A}$$

Аналогічно виконуємо розрахунки для інших пунктів, результати зведені у таблицю. 3.12.

Таблиця 3.12 – Струми навантаження пунктів електричної мережі на другій ітерації

Пункт №	Значення струму навантаження, $\dot{I}_n$, А
1	132,594-j92,658
2	150,345-j111,887
3	71,054-j44,712
4	123,787-j85,735
5	124,531-j85,159
6	168,235-j115,467
7	151,561-j112,23

Згідно першого закону Кірхгофа знайдемо поточкорозподіл струмів в умовно розімкненій мережі, результати зведені у таблицю. 3.13.

Таблиця 3.13 – Струми поточкорозподілу електричної мережі на другій ітерації

Ділянка, $i-j$	Значення струму поточкорозподілу, $\dot{I}_{npi-j}^{(2)}$, А
0-1	132,594-j92,658
0-2	221,398-j156,599
0-4	248,319-j170,894
0-6	319,796-j227,698
2-3	71,054-j44,712
4-5	124,531-j85,159
6-7	151,561-j112,23

Результат даного розрахунку наведений на рисунку 3.8.

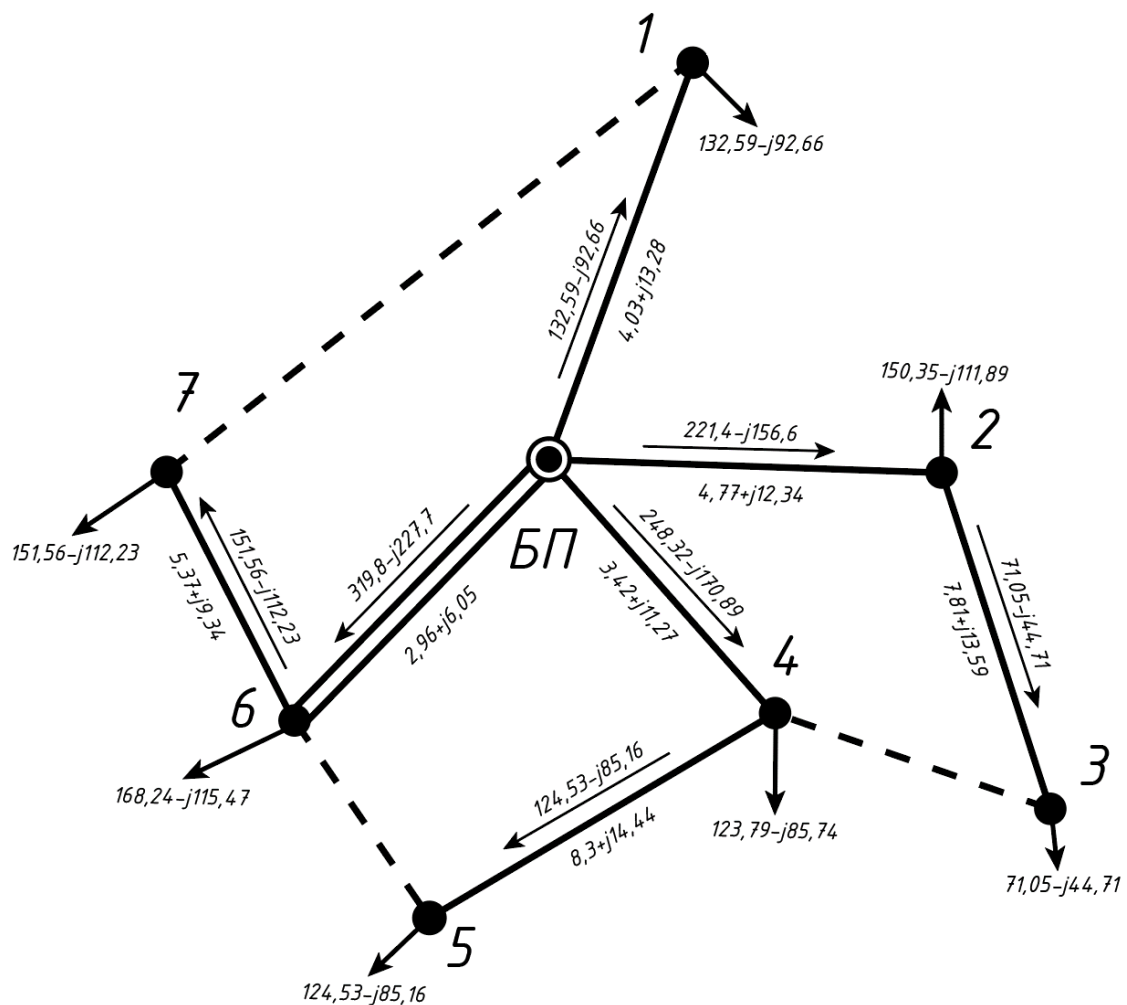


Рисунок 3.8 – Струмозподіл по ділянкам умовно розімкненої мережі на другій ітерації

Для подальших розрахунків створимо систему рівнянь для знаходження контурних струмів:

$$\begin{cases} \dot{I}_{np2-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{2-3} + \dot{I}_{np0-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-2} - \dot{I}_{np0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} = -\dot{I}_I^{(2)} \cdot \underline{Z}_I + \dot{I}_{II}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{I-II} + \dot{I}_{III}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{I-III}; \\ \dot{I}_{np0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{I}_{np0-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-6} + \dot{I}_{np4-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{4-5} = -\dot{I}_{II}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{II} + \dot{I}_I^{(2)} \cdot \underline{Z}_{II-I} + \dot{I}_{III}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{II-III}; \\ \dot{I}_{np0-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-6} - \dot{I}_{np0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \dot{I}_{poz6-7}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{6-7} = -\dot{I}_{III}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{III} + \dot{I}_I^{(2)} \cdot \underline{Z}_{III-I} + \dot{I}_{II}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{III-II}. \end{cases}$$

Отже значення контурних струмів:

$$\dot{I}_I^{(2)} = -38,632 + j29,102 \text{ A}; \quad \dot{I}_{II}^{(2)} = -83,994 + j45,829 \text{ A}; \quad \dot{I}_{III}^{(2)} = -40,14 + j38,769 \text{ A}.$$

Маючи значення контурних струмів розрахуємо результуючий струморозподіл по ділянкам мережі на другій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-1}^{(2)} &= \dot{I}_{np0-1}^{(2)} - \dot{I}_{III}^{(2)} = 133,594 - j92,658 + 40,14 - j38,769 = 172,734 - j131,428 \text{ A}; \\ \dot{I}_{0-2}^{(2)} &= \dot{I}_{np0-2}^{(2)} + \dot{I}_I^{(2)} = 221,398 - j156,599 - 38,632 + j29,102 = 182,767 - j127,497 \text{ A}; \\ \dot{I}_{0-4}^{(2)} &= \dot{I}_{np0-4}^{(2)} + \dot{I}_{II}^{(2)} - \dot{I}_I^{(2)} = 248,319 - j170,894 - 83,994 + j45,829 + \\ &+ 38,632 - j29,102 = 202,957 - j154,168 \text{ A}; \\ \dot{I}_{0-6}^{(2)} &= \dot{I}_{np0-6}^{(2)} + \dot{I}_{III}^{(2)} - \dot{I}_{II}^{(2)} = 319,796 - j227,698 - 40,14 + j38,769 + \\ &+ 83,994 - j45,829 = 363,649 - j234,757 \text{ A}; \\ \dot{I}_{2-3}^{(2)} &= \dot{I}_{np2-3}^{(2)} + \dot{I}_I^{(2)} = 71,054 - j44,712 - 38,632 + j29,102 = 32,422 - j15,614 \text{ A}; \\ \dot{I}_{4-3}^{(2)} &= -\dot{I}_I^{(2)} = 38,632 - j29,102 \text{ A}; \\ \dot{I}_{4-5}^{(2)} &= \dot{I}_{np4-5}^{(2)} + \dot{I}_{II}^{(2)} = 124,531 - j85,159 + 83,994 - j45,829 = 40,538 - j39,33 \text{ A}; \\ \dot{I}_{6-5}^{(2)} &= -\dot{I}_{II}^{(2)} = 83,994 - j45,829 \text{ A}; \\ \dot{I}_{6-7}^{(2)} &= \dot{I}_{np6-7}^{(2)} + \dot{I}_{III}^{(2)} = 151,561 - j112,23 - 40,14 + j38,769 = 111,421 - j73,461 \text{ A}; \\ \dot{I}_{1-7}^{(2)} &= -\dot{I}_{III}^{(2)} = 40,14 - j38,769 \text{ A}; \end{aligned}$$

Отримані результати перевіримо за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{I}_{2-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{I}_{0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{I}_{4-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{3-4} &= (182,734 - j131,428) \cdot \\ \cdot (4,77 + j12,337) + (32,422 - j15,61) \cdot (7,808 + j13,588) - \\ - (202,957 - j154,168) \cdot (3,416 + j11,27) - (38,632 - j29,102) \cdot \\ \cdot (5,368 + j9,342) &= 0; \\ \dot{I}_{0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{I}_{4-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{4-5} - \dot{I}_{0-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-6} - \dot{I}_{6-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{5-6} &= (202,957 - j154,168) \cdot \\ \cdot (3,416 + j11,27) + (40,538 - j39,33) \cdot (8,296 + j14,438) - \\ - (363,649 - j234,757) \cdot (2,958 + j6,05) - (83,994 - j45,829) \cdot \\ \cdot (5,124 + j8,917) &= 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{0-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-6} + \dot{I}_{6-7}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \dot{I}_{1-7}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-7} - \dot{I}_{0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} &= (363,649 - j234,757) \cdot \\ &\cdot (2,958 + j6,05) + (111,421 - j73,461) \cdot (5,368 + j9,342) - \\ &- (40,14 - j38,769) \cdot (12,444 + j21,656) - (172,734 - j131,428) \cdot \\ &\cdot (4,026 + j13,283) = 0; \end{aligned}$$

Як бачимо результати перевірки вказують на правильність виконання розрахунків. Знайдемо рівні напруг в пунктах мережі:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(2)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 115 - (172,734 - j131,428) \cdot (4,026 + j13,283) = \\ &= 112,559 - j1,765 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(2)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = 115 - (182,767 - j127,497) \cdot (4,77 + j12,337) = \\ &= 112,555 - j1,647 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_3^{(2)} &= \dot{U}_2^{(2)} - \dot{I}_{2-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{2-3} = (112,555 - j1,647) - (32,422 - j15,61) \times \\ &\times (7,808 + j13,588) = 112,09 - j1,965 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_4^{(2)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-4} = 115 - (202,957 - j154,168) \cdot (3,416 + j11,27) = \\ &= 112,568 - j1,761 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_6^{(2)} &= U_{БП} - \dot{I}_{0-6}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-6} = 115 - (363,649 - j234,757) \cdot (2,958 + j6,05) = \\ &= 112,504 - j1,506 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_5^{(2)} &= \dot{U}_6^{(2)} - \dot{I}_{6-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{5-6} = (112,504 - j1,506) - (86,994 - j45,829) \times \\ &\times (5,124 + j8,917) = 111,665 - j2,02 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_7^{(2)} &= \dot{U}_6^{(2)} - \dot{I}_{6-7}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{6-7} = (112,504 - j1,506) - (111,421 - j73,461) \times \\ &\times (5,368 + j9,342) = 111,22 - j2,152 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

Розрахунок втрат потужностей в мережі на другій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \hat{U}_{БП} \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(2)} + \dot{I}_{0-2}^{(2)} + \dot{I}_{0-4}^{(2)} + \dot{I}_{0-6}^{(2)}) + \underline{Y}_{БП} \cdot U_{БП}^2 - (\dot{S}_{1-\max} + \dot{S}_{2-\max} + \dot{S}_{3-\max} + \\ &+ \dot{S}_{4-\max} + \dot{S}_{5-\max} + \dot{S}_{6-\max} + \dot{S}_{7-\max}) = 115 \cdot (363,649 - j234,757 + 182,767 - j127,497 + \\ &+ 202,957 - j154,168 + 172,734 - j131,428) + j207,888 \cdot 10^{-6} \cdot 115^2 - (15 - j10,106 + \\ &+ 17 - j11,606 + 8 - j5,167 + 14 - j9,564 + 14 - j9,043 + 19 - j12,898 + \\ &+ 17 - j11,502) = 2,042 - j1,868 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Отримані результати другої ітерації розрахунку максимальних навантажень мережі наведені на рисунку 3.9.

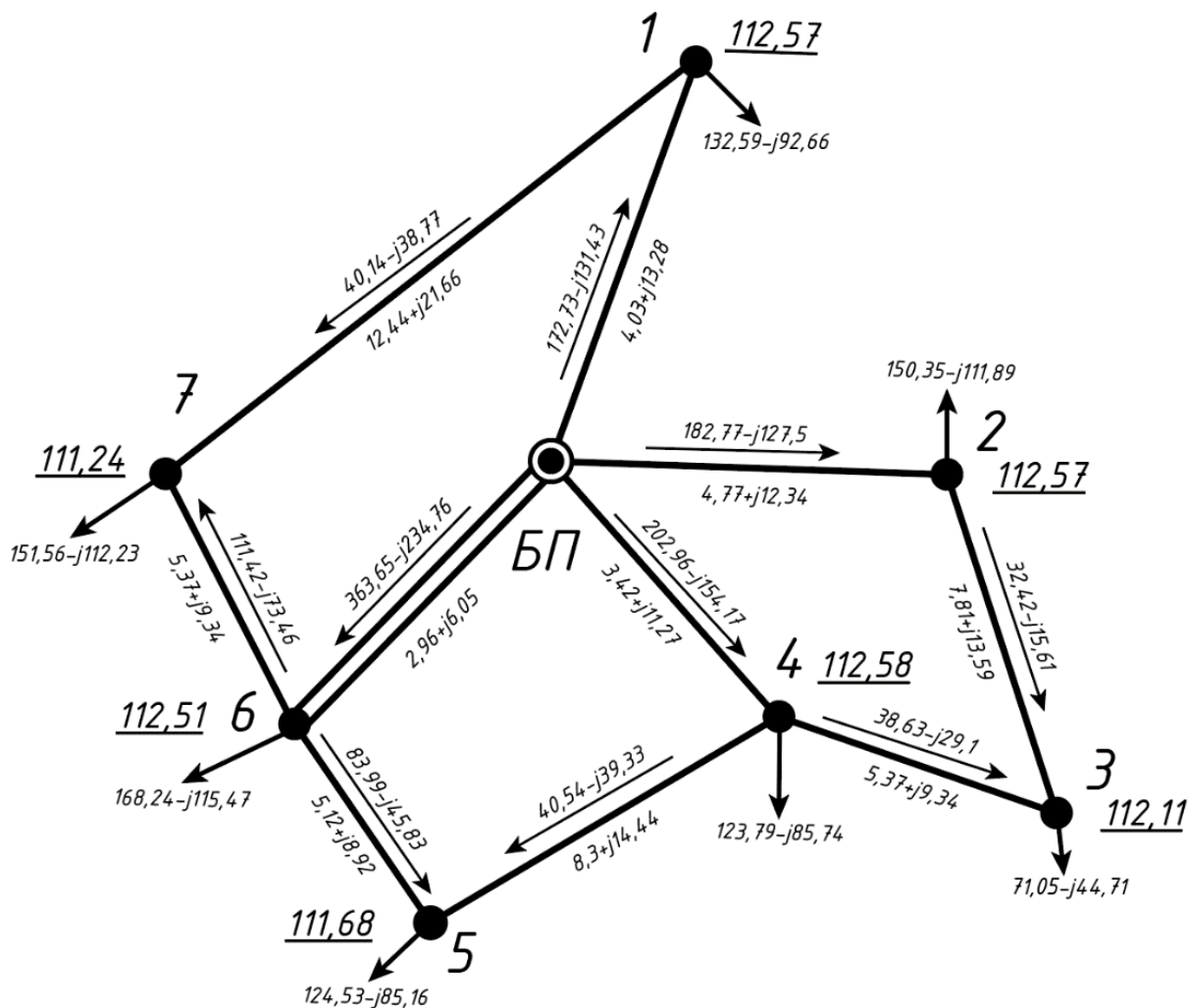


Рисунок 3.9 – Параметри режиму роботи мережі за максимальних навантажень на другій ітерації

Розрахунки решти ітерацій наведені в таблиці 3.14.

Таблиця 3.14 – Результати розрахунку режиму максимальних навантажень РЕМ-110 кВ після другої ітерації

Обчислювані величини	Номер ітерації		
	3	4	5
Струми навантаження в пунктах			
$\dot{I}_1, A$	132,63-j92,548	132,627-j92,548	132,627-j92,548
$\dot{I}_2, A$	150,378-j111,755	150,374-j111,755	150,374-j111,755
$\dot{I}_3, A$	71,069-j44,64	71,067-j44,64	71,067-j44,64
$\dot{I}_4, A$	123,818-j85,63	123,815-j85,63	123,815-j85,63
$\dot{I}_5, A$	124,571-j85,029	124,567-j85,03	124,567-j85,03
$\dot{I}_6, A$	168,27-j115,336	168,266-j115,336	168,266-j115,336
$\dot{I}_7, A$	151,631-j112,061	151,624-j112,061	151,624-j112,061

Продовження таблиці 3.14

Обчислювані величини	Номер ітерації		
	3	4	5
Струморозподіл по ділянкам			
$\dot{I}_{0-1}, A$	172,796-j131,268	172,791-j131,268	172,791-j131,268
$\dot{I}_{0-2}, A$	182,807-j127,331	182,802-j127,331	182,802-j127,331
$\dot{I}_{0-4}, A$	203,021-j153,977	203,015-j153,976	203,015-j153,976
$\dot{I}_{0-6}, A$	363,744-j234,423	363,733-j234,423	363,733-j234,423
$\dot{I}_{2-3}, A$	32,429-j15,576	32,428-j15,576	32,428-j15,576
$\dot{I}_{4-3}, A$	38,639-j29,064	38,638-j29,064	38,638-j29,064
$\dot{I}_{4-5}, A$	40,563-j39,283	40,561-j39,283	40,561-j39,283
$\dot{I}_{6-5}, A$	84,008-j45,746	84,006-j45,746	84,006-j45,746
$\dot{I}_{6-7}, A$	111,465-j73,341	111,461-j73,341	111,461-j73,341
$\dot{I}_{1-7}, A$	40,165-j38,72	40,163-j38,72	40,163-j38,72
Рівень напруги в пунктах			
$\dot{U}_1, kV$	112,561-j1,767	112,561-j1,767	112,561-j1,767
$\dot{U}_2, kV$	112,557-j1,648	112,557-j1,648	112,557-j1,648
$\dot{U}_3, kV$	112,092-j1,967	112,092-j1,967	112,092-j1,967
$\dot{U}_4, kV$	112,571-j1,762	112,571-j1,762	112,571-j1,762
$\dot{U}_5, kV$	111,667-j2,022	111,668-j2,022i	111,668-j2,022i
$\dot{U}_6, kV$	112,506-j1,507	112,506-j1,507	112,506-j1,507
$\dot{U}_7, kV$	111,222-j2,155	111,222-j2,155	111,222-j2,155
Перевірка завершення ітераційного процесу			
$\Delta \dot{S}_\Sigma$	0,102	0,003	0,0001

Так як різниця сумарних втрат потужності між двома останніми ітераціями склала 0,0001 МВА - ітераційний розрахунок завершений.

Розрахуємо початки та кінці потужностей ділянок:

$$\dot{S}_{\text{поч}0-1} = \dot{I}_{0-1}^{(5)} \cdot \hat{U}_{\text{БП}} + 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot U_{\text{БП}}^2 = (172,791 - j131,268) \cdot 115 + 0,5 \cdot (j93,848 \cdot 10^{-6}) \cdot 115^2 = 19,871 - j14,475 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{\text{кін}0-1} = \dot{I}_{0-1}^{(5)} \cdot \hat{U}_1^{(5)} - 0,5 \cdot \underline{Y}_{0-1} \cdot U_1^{(5)2} = (172,791 - j131,268) \cdot (112,561 + j1,767) - 0,5 \cdot (j93,842 \cdot 10^{-6}) \cdot (112,561^2 + 1,767^2) = 19,681 - j15,065 \text{ МВА}$$

Обчислення для інших ділянок наведені в таблиці 3.15.

Таблиця 3.15 - Потужності початків та кінців ділянок в режимі максимальних навантажень

Ділянка	Потужність, МВА		Ділянка	Потужність, МВА	
0-1	Початок	19,871-j14,475	4-3	Початок	4,401-j2,829
	Кінець	19,681-j15,065		Кінець	4,388-j3,554
0-2	Початок	21,022-j14,091	4-5	Початок	4,635-j3,771
	Кінець	20,786-j14,559		Кінець	4,609-j4,875
0-4	Початок	23,347-j17,181	6-5	Початок	9,52-j4,663
	Кінець	23,125-j17,48		Кінець	9,473-j5,291
0-6	Початок	41,829-j25,908	6-7	Початок	12,651-j7,709
	Кінець	41,275-j26,832		Кінець	12,555-j8,283
2-3	Початок	3,676-j1,154	1-7	Початок	4,589-j3,418
	Кінець	3,666-j2,223		Кінець	4,551-j5,069

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень в РЕМ-110 кВ наведені на рисунку 3.10.

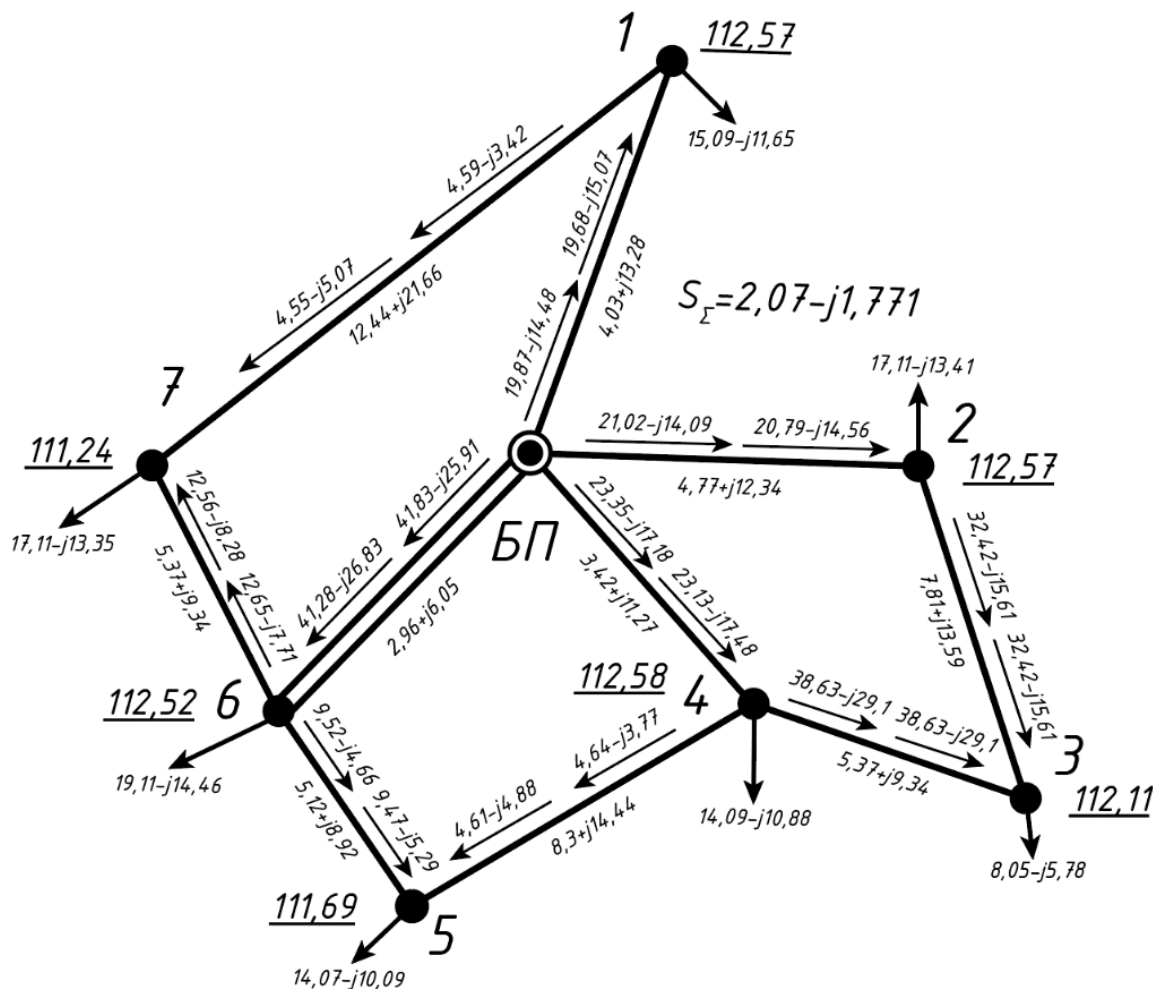


Рисунок 3.10 – Результати розрахунків параметрів режиму РЕМ-110 кВ при роботі на максимальному навантаженні

Як бачимо з результатів розрахунку жодна з ділянок мережі не перевантажена за струмом. Перейдемо до вибору положення регулювальних відгалуджень РПН і ПБЗ для режиму максимальних навантажень РЕМ-110 кВ. За бажаний рівень на стороні СН беремо значення в 36,75 кВ, а на стороні НН – 10,5 кВ.

Розрахунок для ПС №1:

Визначаємо втрати напруги у обмотках силового трансформатора:

$$\Delta U_{m\phi-1} = \frac{(P_{1-CH} + P_{1-HH} + \Delta P_{Iz1} + g_{m-1} \cdot U_1^2) \cdot r_{\phi-1}}{U_1} - \frac{(Q_{1-CH} + Q_{1-HH} + \Delta Q_{Iz1} + b_{m-1} \cdot U_1^2) \cdot x_{\phi-1}}{U_1} =$$

$$= \frac{(8 + 7 + 0,048 + 3,478 \cdot 10^{-6} \cdot (112,561^2 + 1,767^2)) \cdot 1,292}{\sqrt{112,561^2 + 1,767^2}} -$$

$$- \frac{((-5,584) + (-4,552) + (-1,235) + (-2,42 \cdot 10^{-5}) \cdot (\sqrt{112,561^2 + 1,767^2})^2) \cdot 44,428}{\sqrt{112,561^2 + 1,767^2}} = 4,77 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mc-1} = \frac{P_{1-CH} \cdot r_{\phi-1} - Q_{1-CH} \cdot x_{\phi-1}}{U_1 - \Delta U_{m\phi-1}} = \frac{8 \cdot 1,292 - (-5,584) \cdot 44,428}{\sqrt{112,561^2 + 1,767^2} - 4,77} = 0,096 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mn-1} = \frac{P_{1-HH} \cdot r_{\phi-1} - Q_{1-HH} \cdot x_{\phi-1}}{U_1 - \Delta U_{m\phi-1}} = \frac{7 \cdot 1,292 - (-4,522) \cdot 44,428}{\sqrt{112,561^2 + 1,767^2} - 4,77} = 1,167 \text{ кВ};$$

Звідси отримаємо:

$$U_{nc-1} = U_1 - \Delta U_{m\phi-1} - \Delta U_{mc-1} = 112,575 - 4,77 - 0,096 = 107,709 \text{ кВ};$$

$$U_{nn-1} = U_1 - \Delta U_{m\phi-1} - \Delta U_{mn-1} = 112,575 - 4,77 - 1,167 = 106,638 \text{ кВ}.$$

Потрібно визначити положення РПН відносно відгалудження, яке відповідає номінальній напрузі для пункту 1:

$$N_{1-РПН \text{ баж}} = \frac{1}{\omega_{0РПН}} \cdot \left(\frac{U_{nn-1} \cdot U_{TH}}{U_{T-16-B} \cdot U_{НН \text{ баж}}} - 1 \right) = \frac{1}{0,018} \cdot \left(\frac{106,638 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) = -1,604$$

$$N_{1-РПН \text{ баж}} = -2$$

Фактична напруга на шинах НН становить:

$$U_{НН-1}^{\text{факт}} = \frac{U_{nn-1} \cdot U_{TH}}{U_{T-16-B} \cdot (1 + N_{1РПН \text{ баж}} \cdot \omega_{0РПН})} = \frac{106,638 \cdot 11}{115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,0178)} = 10,577 \text{ кВ}.$$

Тепер обчислимо бажане положення відгалудження ПБЗ:

$$N_{1-ПБЗ\ баж} = \frac{1}{\omega_{0ПБЗ}} \cdot \left(\frac{U_{CH-баж} \cdot U_{T-16-B} \cdot (1 + N_{1-РПН\ баж} \cdot \omega_{0РПН})}{U_{nc-1} \cdot U_{TC}} - 1 \right) = \frac{1}{0,025} \times$$

$$\times \left(\frac{36,75 \cdot 115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,0178)}{107,709 \cdot 38,5} \right) = -0,685;$$

$$N_{1-ПБЗ\ баж} = 0.$$

Отже фактична напруга на шинах СН становить:

$$U_{CH-1}^{факт} = \frac{U_{nc-1} \cdot U_{TC} \cdot (1 + N_{1-ПБЗ\ баж} \cdot \omega_{0ПБЗ})}{U_{T-16-B} \cdot (1 + N_{1-РПН\ баж} \cdot \omega_{0РПН})} = \frac{107,709 \cdot 38,5 (1 + (0) \cdot 0,025)}{115 \cdot (1 + (-2) \cdot 0,0178)} =$$

$$= 37,39 \text{ кВ}.$$

Таким самим чином виконуємо розрахунки для інших пунктів, результати наведені в таблиці 3.16.

Таблиця 3.16 – Результати розрахунку положення відгалуджень РПН і ПБЗ

Номер пункту	Напруга на шинах ВН, кВ	$N_{РПН_i}$	$N_{ПБЗ_i}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	112,575	-2	0	37,39	10,577
2	112,569	-2	0	37,122	10,538
3	112,11	-1	-	-	10,56
4	112,585	-2	0	37,495	10,659
5	111,686	-2	-	-	10,68
6	112,516	-1	0	36,75	10,512
7	111,243	-3	0	37,344	10,562

3.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень РЕМ-110 кВ

Для даного режиму роботи мережі знизимо навантаження у пунктах в $\alpha=0,64$ разів. Напругу БП зафіксуємо на значенні 110 кВ. Тому виконаємо повторне обчислення значення активного і реактивного значень навантаження в пунктах мережі. Виконаємо розрахунки для ПС №1:

$$P_{1-CH}^{\min} = 0,64 \cdot P_{1-CH} = 0,64 \cdot 8 = 5,12 \text{ МВА};$$

$$P_{1-НН}^{\min} = 0,64 \cdot P_{1-НН} = 0,64 \cdot 7 = 4,48 \text{ МВА};$$

$$Q_{1-CH}^{\min} = -P_{1-CH}^{\min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CH} = -5,12 \cdot \operatorname{tg}(34,915^\circ) = -3,574 \text{ МВА};$$

$$Q_{1-НН}^{\min} = -P_{1-НН}^{\min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{НН} = -4,48 \cdot \operatorname{tg}(32,86^\circ) = -2,894 \text{ МВА};$$

Повне навантаження рівне:

$$\dot{S}_{1-\min} = P_{1-CH}^{\min} + P_{1-HH}^{\min} + j(Q_{1-CH}^{\min} + Q_{1-HH}^{\min}) = 5,12 + 4,48 + j(-3,574 - 2,894) = 9,6 - j6,468 \text{ МВА};$$

Обчислення для інших ділянок наведені в таблиці 3.17.

Таблиця 3.17 – Навантаження пунктів мережі у режимі мінімальних навантажень

ПС №	$\dot{S}_{1-\min}$, МВА
1	9,6-j6,468
2	10,88-j7,428
3	5,12-j3,307
4	8,96-j6,121
5	8,96-j5,788
6	12,16-j8,254
7	10,88-j7,361

Виконаємо перевірку можливості відключення одного із трансформаторів у блоці на ПС №1, Сума квадратів модулів потужності обмоток силових трансформаторів на першому пункті становить:

$$\sum(S_1^2) = (S_{1-BH}^{\min})^2 + (S_{1-CH}^{\min})^2 + (S_{1-HH}^{\min})^2 = (5,333^2) + (6,244^2) + (11,575^2) = 201,42 \text{ МВА}^2;$$

Значення критичного навантаження для силового трансформатора на ПС №1 становить:

$$S_{kp-1} = \frac{4 \cdot \Delta P_{xx-1} \cdot S_{ном-1}^2}{\Delta P_{k-1}} = \frac{4 \cdot 23 \cdot 16^2}{100} = 235,52 \text{ МВА}^2.$$

Розрахунки показують, що сума квадратів модулів потужності обмоток силових трансформаторів є меншою за критичне навантаження для одного трансформатора. Це дозволяє залишити ввімкненим лише один трансформатор у блоці на ПС №1. Аналогічні розрахунки для інших підстанцій наведені в таблиці 3.18. Згідно результатів розрахунків тільки в пунктах 1, 3, 4, 5 та 6 можливе відключення одного з трансформаторів на ПС. Тепер виконуємо ітераційний розрахунок режимних параметрів для режиму мінімальних навантажень. Результати наведені в таблиці 3.19.

Таблиця 3.18 – Кількість некомутованих трансформаторів в мережі у режимі мінімальних навантажень

ПС №	Тип трансформатора	$\sum(S^2), MBA^2$	$S_{кр}, MBA^2$	К-ть працюючих трансформаторів
1	2×ТДТН-16000/110	201,42	235,52	1
2	2×ТДН-10000/110	275,776	235,52	2
3	2×ТДТН-16000/110	74,304	93,333	1
4	2×ТДТН-16000/110	187,95	235,52	1
5	2×ТДН-16000/110	227,556	228,894	1
6	2×ТДТН-25000/110	332,165	553,571	1
7	2×ТДТН-16000/110	261,92	235,52	2

Таблиця 3.19 – Результати розрахунку параметрів РЕМ-110 кВ у мінімальному режимі роботи

Обчислювані величини	Номер ітерації			
	1	2	3	4
Струми навантаження в пунктах мережі				
$\dot{I}_1, A$	87,822-j56,615	88,394-j58,697	88,43-j58,73	88,43-j58,73
$\dot{I}_2, A$	99,537-j66,421	100,199-j68,572	100,236-j68,601	100,236-j68,601
$\dot{I}_3, A$	46,763-j26,206	47,198-j27,472	47,22-j27,491	47,22-j27,491
$\dot{I}_4, A$	81,98-j51,833	82,522-j53,775	82,555-j53,806	82,555-j53,806
$\dot{I}_5, A$	81,784-j52,198	82,66-j54,537	82,708-j54,573	82,708-j54,573
$\dot{I}_6, A$	111,142-j70,538	112,033-j73,003	112,08-j73,042	112,08-j73,042
$\dot{I}_7, A$	99,524-j64,556	100,732-j67,699	100,8-j67,75	100,8-j67,75
Струморозподіл ділянками мережі				
$\dot{I}_{0-1}, A$	114,33-j79,372	115,199-j82,424	115,254-j82,475	115,254-j82,475
$\dot{I}_{0-2}, A$	120,758-j75,761	121,696-j78,55	121,747-j78,589	121,747-j78,589
$\dot{I}_{0-4}, A$	134,337-j93,143	135,311-j96,664	135,372-j96,72	135,372-j96,72
$\dot{I}_{0-6}, A$	239,126-j140,091	241,531-j146,117	241,655-j146,208	241,655-j146,208
$\dot{I}_{2-3}, A$	21,221-j9,339	21,497-j9,978	21,511-j9,988	21,511-j9,988
$\dot{I}_{4-3}, A$	25,542-j16,866	25,7-j17,494	25,709-j17,503	25,709-j17,503
$\dot{I}_{4-5}, A$	26,816-j24,443	27,089-j25,395	27,108-j25,412	27,108-j25,412
$\dot{I}_{6-5}, A$	54,969-j27,754	55,571-j29,142	55,6-j29,161	55,6-j29,161
$\dot{I}_{6-7}, A$	73,015-j41,799	73,927-j43,972	73,975-j44,005	73,975-j44,005
$\dot{I}_{1-7}, A$	26,509-j22,757	26,805-j23,728	26,825-j23,744	26,825-j23,744

Продовження таблиці 3.19

Обчислювані величини	Номер ітерації			
	1	2	3	4
Рівень напруги в пунктах				
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	108,485-j1,199	108,441-j1,198	108,441-j1,199	108,441-j1,199
$\dot{U}_2, \text{кВ}$	108,489-j1,128	108,45-j1,127	108,45-j1,127	108,45-j1,127
$\dot{U}_3, \text{кВ}$	108,197-j1,344	108,147-j1,341	108,146-j1,341	108,146-j1,341
$\dot{U}_4, \text{кВ}$	108,491-j1,196	108,448-j1,195	108,448-j1,195	108,448-j1,195
$\dot{U}_5, \text{кВ}$	108,445-j1,032	107,857-j1,375	107,856-j1,376	107,856-j1,376
$\dot{U}_6, \text{кВ}$	107,916-j1,38	108,402-j1,029	108,401-j1,029	108,401-j1,029
$\dot{U}_7, \text{кВ}$	107,663-j1,49	107,594-j1,484	107,592-j1,484	107,592-j1,484
Перевірка завершення ітераційного процесу				
$\Delta \dot{S}_\Sigma$	-	1,786	0,04	0,00096

Втрати потужності на останній ітерації становлять:

$$\dot{S}_\Sigma^{(5)} = 0,837 + j0,554 \text{ МВА.}$$

Розрахуємо потокорозподіл потужності по ділянках схеми аналогічно до розрахунків із попереднього підрозділу. Результати наведені в таблиці 3.20.

Як видно з розрахунків жоден із пунктів не вийшов із нормального режиму роботи мережі і жодна ділянка не перевантажена за струмом.

Таблиця 3.20 – Потужності початку і кінця ділянок мережі в режимі мінімальних навантажень

Ділянка	Потужність, МВА		Ділянка	Потужність, МВА	
0-1	Початок	12,678-j8,504	4-3	Початок	2,809-j1,519
	Кінець	12,597-j9,357		Кінець	2,804-j2,204
0-2	Початок	13,392-j8,14	4-5	Початок	2,97-j2,186
	Кінець	13,292-j8,876		Кінець	2,959-j3,236
0-4	Початок	14,891-j10,158	6-5	Початок	6,057-j2,772
	Кінець	14,796-j10,796		Кінець	6,037-j3,397
0-6	Початок	26,582-j15,122	6-7	Початок	8,064-j4,346
	Кінець	26,346-j16,534		Кінець	8,024-j4,967
2-3	Початок	2,344-j0,553	1-7	Початок	2,937-j1,736
	Кінець	2,34-j1,555		Кінець	2,921-j3,309

Результати розрахунку параметрів роботи мережі при мінімальних навантаженнях наведені на рисунку 3.11.

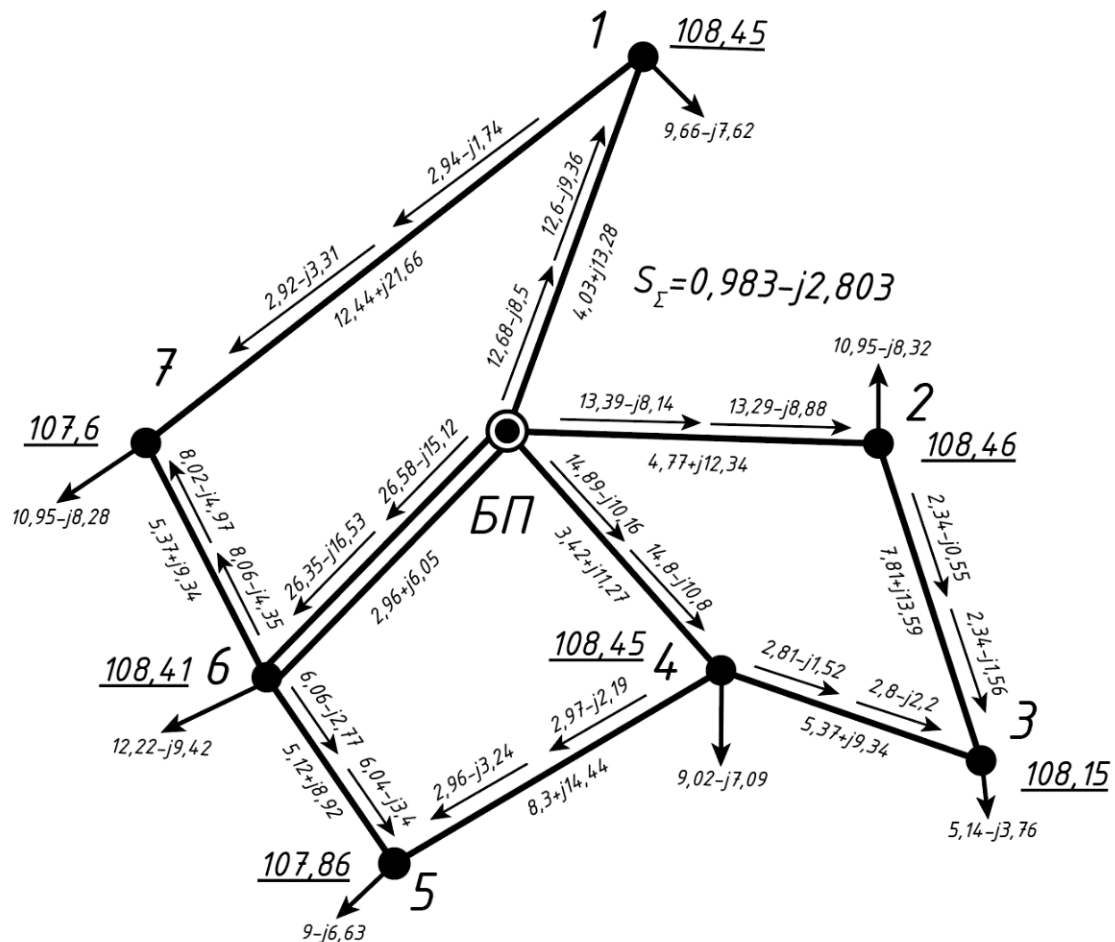


Рисунок 3.11 - Результати розрахунків параметрів режиму РЕМ-110 кВ при роботі на мінімальному навантаженні

Тепер виконаємо розрахунок для вибору положень регулювальних відгалуджень РПН і ПБЗ у трансформаторах в режимі мінімальних навантажень.

За бажаний рівень на стороні СН беремо значення в 36,75 кВ, а на стороні НН – 10,5 кВ. Результати обчислень наведені в таблиці 3.21.

Таблиця 3.21 – Результати розрахунку положення відгалуджень РПН і ПБЗ

Номер пункту	Напруга на шинах ВН, кВ	$N_{РПН_i}$	$N_{ПБЗ_i}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	108,447	-5	0	37,426	10,541
2	108,456	-3	0	37,072	10,546
3	108,154	-4	-	-	10,63
4	108,454	-5	0	37,583	10,661
5	107,865	-4	-	-	10,55
6	108,406	-4	0	37,194	10,529
7	107,603	-4	0	37,477	10,636

3.7 Розрахунок післяаварійного режиму роботи РЕМ-110 кВ

Виконаємо розрахунки режиму роботи мережі після відключення самої навантаженої ділянки мережі у режимі максимальних навантажень. В даному випадку відбудеться відключення одного кола вітки 0-6, що виконана двоколовою лінією перерізом 2хАС-150/24, ній протікає струм 432,731 А.

Так як конфігурація схеми мережі змінилась, необхідно перерахувати опір та провідність ділянки 0-6, власні провідності пункту №6 і балансуєчого пункту:

$$r_{0-6} = r_{0(150)} \cdot L_{0-6} = 0,204 \cdot 29 = 5,916 \text{ Ом};$$

$$x_{0-6} = x_{0(150)} \cdot L_{0-6} = 0,417 \cdot 29 = 12,099 \text{ Ом}.$$

$$b_{0-6} = b_{0(150)} \cdot L_{0-6} = 2,739 \cdot 10^{-6} \cdot 29 = 79,443 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

$$\underline{Z}_{0-6} = r_{0-6} + jx_{0-6} = 5,916 + j12,099 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{0-6} = g_{0-6} + jb_{0-6} = 0 + j79,443 \text{ мкСм}.$$

$$\underline{Y}_6 = \underline{Y}_{m-6} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{5-6} + \underline{Y}_{6-7} + \underline{Y}_{0-6}) = (4,688 - j26,465) \cdot 10^{-6} + 0,5 \cdot (j56,484 + j59,173 + j79,443) \cdot 10^{-6} = (4,688 + j71,085) \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$\underline{Y}_{\text{БП}} = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-6} + \underline{Y}_{0-2} + \underline{Y}_{0-1} + \underline{Y}_{0-4}) = 0,5 \cdot (j79,443 + j83,424 + j79,623 + j93,842) \cdot 10^{-6} = j168,166 \text{ См}$$

Розрахуємо значення власних і взаємних контурних опорів:

$$\underline{Z}_I = \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{0-2} + \underline{Z}_{3-4} = 3,416 + j11,27 + 7,808 + j13,588 + 4,77 + j12,337 + 5,368 + j9,342 = 21,362 + j46,538 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{II} = \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{5-6} + \underline{Z}_{4-5} + \underline{Z}_{0-6} = 3,416 + j11,27 + 5,124 + j8,917 + 8,296 + j14,438 + 5,916 + j12,099 = 22,752 + j46,724 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{III} = \underline{Z}_{0-6} + \underline{Z}_{6-7} + \underline{Z}_{0-1} + \underline{Z}_{1-7} = 5,916 + j12,099 + 5,368 + j9,342 + 4,026 + j13,283 + 12,444 + j21,656 = 27,754 + j56,38 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{I-II} = \underline{Z}_{0-4} = 3,416 + j11,27 \text{ Ом};$$

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

$$\underline{Z}_{II-III} = \underline{Z}_{0-6} = 5,916 + j12,099 \text{ Ом}.$$

Тепер переходимо до ітераційного розрахунку параметрів мережі у післяаварійному режимі, розрахунок аналогічний до того який виконаний в підрозділі 3.5. Результати наведені в таблиці 3.22.

Таблиця 3.22 – Результати розрахунку параметрів РЕМ-110 кВ у післяаварійному режимі роботи.

Обчислювані величини	Номер ітерації				
	1	2	3	4	5
Струми навантаження в пунктах мережі					
$\dot{I}_1, A$	137,183-j93,048	132,805-j93,484	132,851-j93,356	132,846-j93,355	132,846-j93,355
$\dot{I}_2, A$	155,526-j112,415	150,385-j112,163	150,432-j112,032	150,428-j112,032	150,428-j112,032
$\dot{I}_3, A$	73,208-j44,482	71,132-j44,992	71,158-j44,92	71,155-j44,919	71,155-j44,919
$\dot{I}_4, A$	128,063-j86,123	123,966-j86,414	124,017-j86,305	124,013-j86,304	124,013-j86,304
$\dot{I}_5, A$	128,008-j84,223	125,252-j86,966	125,325-j86,804	125,318-j86,804	125,318-j86,804
$\dot{I}_6, A$	175,023-j124,261	169,554-j123,367	169,617-j123,151	169,607-j123,151	169,607-j123,151
$\dot{I}_7, A$	157,365-j115,524	152,531-j114,806	152,593-j114,555	152,581-j114,554	152,581-j114,554
Струмозподіл ділянками мережі					
$\dot{I}_{0-1}, A$	210,139-j153,901	203,563-j154,017	203,649-j153,77	203,638-j153,769	203,638-j153,769
$\dot{I}_{0-2}, A$	199,616-j132,869	193,489-j133,261	193,551-j133,075	193,544-j133,075	193,544-j133,075
$\dot{I}_{0-4}, A$	242,493-j177,86	235,066-j178,671	235,176-j178,412	235,165-j178,411	235,165-j178,411
$\dot{I}_{0-6}, A$	302,126-j195,446	293,508-j196,242	293,618-j195,864	293,601-j195,864	293,601-j195,864
$\dot{I}_{2-3}, A$	44,091-j20,454	43,104-j21,099	43,119-j21,043	43,117-j21,043	43,117-j21,043
$\dot{I}_{4-3}, A$	29,117-j24,028	28,028-j23,893	28,038-j23,877	28,038-j23,876	28,038-j23,876
$\dot{I}_{4-5}, A$	85,313-j67,709	83,072-j68,364	83,12-j68,231	83,114-j68,231	83,114-j68,231
$\dot{I}_{6-5}, A$	42,695-j16,514	42,181-j18,602	42,205-j18,573	42,204-j18,574	42,204-j18,574
$\dot{I}_{6-7}, A$	84,408-j54,671	81,773-j54,272	81,796-j54,141	81,79-j54,14	81,79-j54,14
$\dot{I}_{1-7}, A$	72,956-j60,853	70,758-j60,533	70,797-j60,414	70,792-j60,414	70,792-j60,414
Рівень напруги в пунктах					
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	112,11-j2,172	112,135-j2,084	112,138-j2,086	112,138-j2,086	112,138-j2,086
$\dot{U}_2, \text{кВ}$	112,409-j1,829	112,433-j1,751	112,435-j1,753	112,435-j1,753	112,435-j1,753
$\dot{U}_3, \text{кВ}$	111,786-j2,268	111,81-j2,172	111,812-j2,175	111,812-j2,175	111,812-j2,175
$\dot{U}_4, \text{кВ}$	112,167-j2,125	112,183-j2,039	112,186-j2,041	112,186-j2,041	112,186-j2,041
$\dot{U}_5, \text{кВ}$	110,482-j2,795	110,507-j2,671	110,511-j2,675	110,511-j2,675	110,511-j2,675
$\dot{U}_6, \text{кВ}$	110,848-j2,499	110,889-j2,39	110,893-j2,394	110,893-j2,394	110,893-j2,394
$\dot{U}_7, \text{кВ}$	109,884-j2,994	109,943-j2,863i	109,948-j2,867	109,948-j2,867	109,948-j2,867
Перевірка завершення ітераційного процесу					
$\Delta \dot{S}_\Sigma, \text{МВА}$	-	3,315	0,1301	0.019	0,0002

Після виконання розрахунків на 5 ітерації різниця втрат між останніми ітераціями становить 0.0002 МВА, а значить ітераційний розрахунок завершено.

Розрахуємо потокорозподіл потужності по ділянках схеми аналогічно до розрахунків із попереднього підрозділу. Результати наведені в таблиці 3.23.

Таблиця 3.23 – Потужності початку і кінця ділянок мережі в післяаварійному режимі

Ділянка	Потужність, МВА		Ділянка	Потужність, МВА	
0-1	Початок	23,418-j17,063	4-3	Початок	3,194-j2,249
	Кінець	23,156-j17,409		Кінець	3,187-j2,979
0-2	Початок	22,258-j14,752	4-5	Початок	9,463-j6,909
	Кінець	21,994-j15,15		Кінець	9,368-j7,877
0-4	Початок	27,044-j19,991	6-5	Початок	4,725-j1,611
	Кінець	26,746-j20,037		Кінець	4,714-j2,285
0-6	Початок	33,764-j21,999	6-7	Початок	9,2-j5,444
	Кінець	33,027-j21,506		Кінець	9,148-j6,076
2-3	Початок	4,885-j1,746	1-7	Початок	8,064-j5,764
	Кінець	4,867-j2,797		Кінець	7,957-j7,269

Результати розрахунку параметрів роботи мережі при мінімальних навантаженнях наведені на рисунку 3.12.

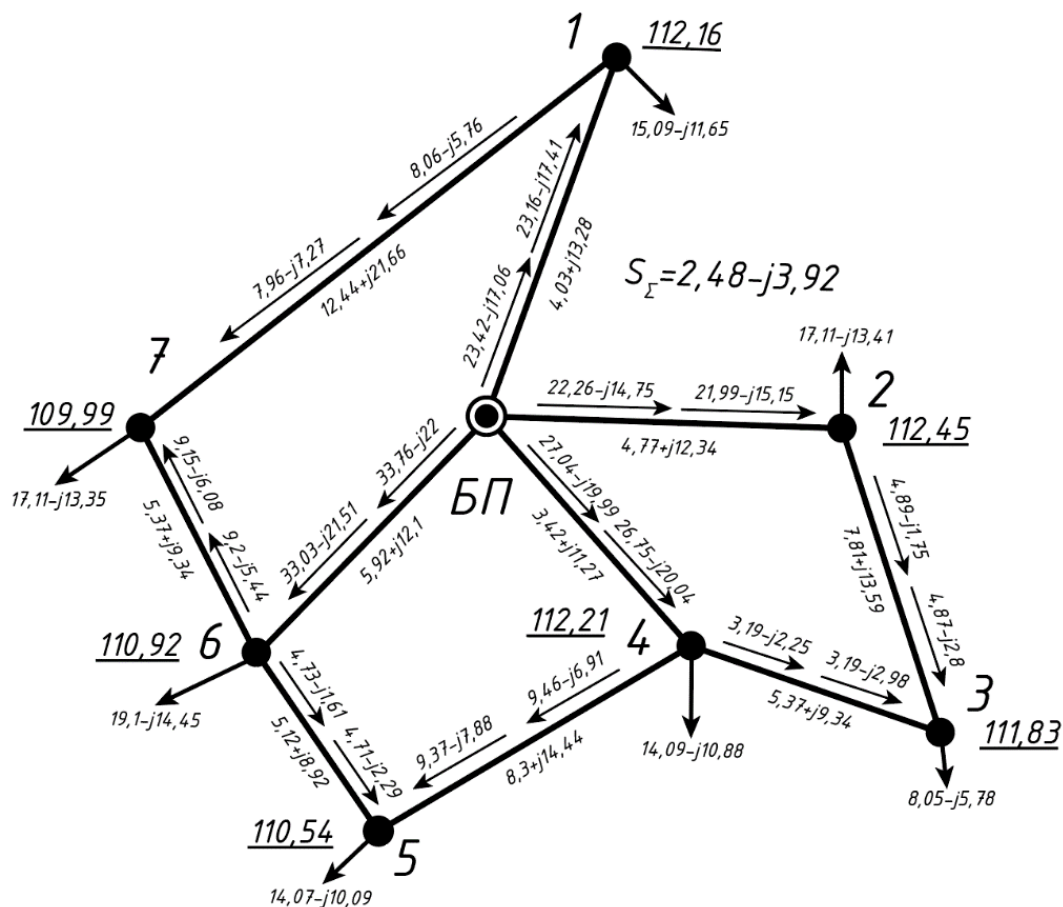


Рисунок 3.12 - Результати розрахунків параметрів післяаварійного режиму роботи РЕМ-110 кВ

Згідно до виконаних обчислень, жодна ділянка не перевантажена за струмом. Тепер виконаємо розрахунок для вибору положень регулювальних відгалуджень РПН і ПБЗ у трансформаторах у післяаварійному режимі.

За бажаний рівень на стороні СН беремо значення в 36,75 кВ, а на стороні НН – 10,5 кВ. Результати обрахунків наведені в таблиці 3.24.

Таблиця 3.24 – Результати розрахунку положення відгалуджень РПН і ПБЗ

Номер пункту	Напруга на шинах ВН, кВ	$N_{РПН_i}$	$N_{ПБЗ_i}$	Дійсна напруга на шинах СН, кВ	Дійсна напруга на шинах НН, кВ
1	112,157	-2	0	37,239	10,533
2	112,449	-2	0	37,079	10,525
3	111,834	-1	-	-	10,53
4	112,205	-2	0	37,358	10,619
5	110,544	-2	-	-	10,56
6	110,919	-2	0	37,145	10,542
7	109,986	-4	0	37,584	10,627

Висновки по розділу 3

В даному розділі було розраховано параметри заміщення силових трансформаторів для 7 підстанцій, були обрані перерізи для 10 ділянок: на ділянках 0-1 та 0-4 одноколова лінія з проводом АС-240/32, на ділянці 0-2 – оноколава лінія виконана проводом АС-185/29, дляінка 0-6 виконана двоковою лінією перерізом 2хАС-150/24 на решті ділянок одноколові лінії з проводом АС-120/19.

Було виконано перевірку допустимості струмових навантажень на ділянках і рівнів напруги у вузлах мережі відповідно до першої та другої групи післяаварійних обмежень. У всіх режимах роботи мережі струмові навантаження і напруги перебувають у допустимих межах. Також проведено розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі, на основі яких проаналізовано три режими роботи мережі: максимальний, мінімальний та післяаварійний.

Для максимального режиму було виконано 5 ітерацій, величина сумарних втрат потужності склала $\dot{S}_\Sigma = 2,07 - j1,77$ МВА, найнижчий рівень напруги на ПС №7 і становить $U_5 = 111,24$ кВ. Найвищий номер РПН у пунктах 3, та 6 і він

становить -1, найнижчий в пункті 7 і рівний -3. Для ПБЗ у всіх вузлах однаковий номер – 0.

У випадку мінімального режиму роботи мережі всі навантаження пунктів було знижено у $\alpha = 0,64$ разів і встановлено напругу на БП 110 кВ. Після цього виконано перевірку на комутування одного із трансформаторів у блоках на кожній ПС, і за результатами розрахунків для ПС №1, №3, №4, №5 та №6 було вимкнено по одному трансформатору. Розраховуючи робочі параметри мережі виконано 4 ітерацій, величина сумарних втрат потужності склала $\dot{S}_{\Sigma} = 0,98 - j2,8$ МВА, найнижчий рівень напруги на ПС №7 і становить $U_3 = 107,6$ кВ.

Найвищий номер РПН у 2 пункті: -3, найнижчий в пунктах 1 та 3 і рівний -5. Для ПБЗ у всіх вузлах однаковий номер – 0.

У випадку аварійного режиму роботи було відключено одне із кіл вітки 0-6 як самої завантаженої в режимі максимальних навантажень. Значення струму, що протікав по ній рівний 432,731 А. Ділянка була виконана двоколовою лінією проводом 2хАС-150/24. Так як конфігурація контурів не змінилась перерахунок виконувався тільки для провідності і опору ділянки 0-6 та провідності вузла №6.

Розраховуючи робочі параметри мережі виконано 5 ітерацій, величина сумарних втрат потужності склала $\dot{S}_{\Sigma} = 2,48 - 3,92$ МВА, найнижчий рівень напруги на ПС №7 і становить $U_5 = 109,99$ кВ. Найвищий номер РПН у 3 пункті і він становить -1, найнижчий в пункті 7 і рівний -4. Для ПБЗ у всіх вузлах однаковий номер і він рівний 0.

4 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/10 У 7 ПУНКТІ РЕМ-110 кВ

4.1 Вихідні дані 7 пункта схеми мережі 110 кВ

Понижувальна підстанція (ПС), що проектується розташована в сьомому вузлі схеми мережі РЕМ-110 кВ У даний вузол входять 2 лінії: вітка 1-7 довжиною 51 км з перерізом проводу АС-120/19 та вітка 6-7 довжиною 22 км. виконана перерізом марки АС-120/19. На проектованій ПС встановлено блок із пари силових трансформаторів типу ТДТН-16000/110. На стороні 35 кВ згідно проекту планується 2 секції по 4 приєднання, для сторони 10 кВ – 2 секції по 5 приєднань.

ВРП-110 кВ виконана по схемі 110-3 – місток з вимикачами на стороні ліній та ремонтною перемичкою на стороні ліній.

ВРП-35 кВ виконана по схемі 35-5 – одна робоча секціонована вимикачем система шин.

ЗРП-10 кВ виконана по схемі 10-5 – одна робоча секціонована вимикачем система шин.

4.2 Розрахунок струмів короткого замикання на ПС

Щоб вибрати електротехнічне обладнання на проектованій підстанції розрахуємо максимальне значення струмів КЗ. Точками розрахунку є шини ВН, СН та НН підстанції пункту №7 мережі.

Згідно розрахункової схеми попереднього розділу складемо схему заміщення прямої послідовності (рисунок 4.1)

Приймемо наступні умови для перетворення параметрів схеми заміщення:

$$S_B = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_B = 115 \text{ кВ}.$$

Отже значення базисного струму:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

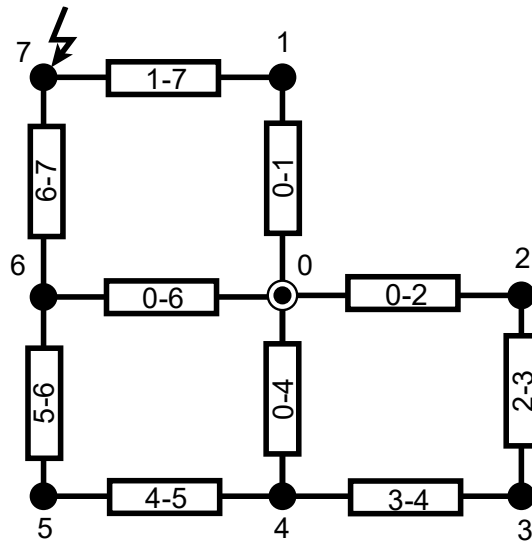


Рисунок 4.1 – Схема заміщення прямої послідовності РЕМ

Розрахуємо значення опорів прямої послідовності для ділянок мережі у відносних одиницях. Для ділянки 0-1 значення становить:

$$x_{0-1}^* = x_{0-1} \cdot \frac{S_B}{U_B^2} = 13,283 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,004 \text{ в.о.}$$

Для інших ПЛ обрахунок ідентичний. Результат наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1. – Опори прямої послідовності ділянок мережі

Ділянка	х, Ом	х, в.о.,
0-1	13,283	1,004
0-2	12,337	0,933
0-4	11,27	0,852
0-6	6,05	0,457
1-7	21,656	1,638
2-3	13,588	1,027
3-4	9,342	0,706
4-5	14,438	1,092
5-6	8,917	0,674
6-7	9,342	0,706

Виконаємо еквівалентування схеми мережі відносно точки КЗ. Результуючий опір становить:

$$x_{екв.1}^* = x_{0-7}^* = \frac{x_9^* + x_{10}^*}{x_9^* \cdot x_{10}^*} = \frac{1,091 + 2,642}{1,091 \cdot 2,642} = 0,722 \text{ в.о.}$$

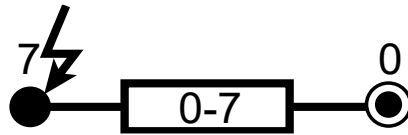


Рисунок 4.2 – Результат еквівалентування схеми заміщення прямої послідовності РЕМ

Перейдемо до розрахунку еквівалентного опору нульової послідовності.

Важливо зауважити, що при з'єднанні обмоток трансформатора за схемою Y_n - Y - D по обмотці середньої напруги струм нульової послідовності не протікає, тому трансформатор можна прийняти за двообмотковий.

Отже знайдемо значення опорів нульової послідовності для трансформаторів у пунктах мережі. Для трансформаторів у першому вузлі схеми отримаємо:

$$x_{m.1}^* = \frac{U_{\kappa BH1} \% \cdot S_{\sigma}}{n \cdot 100 \cdot S_{H1}} = \frac{17 \cdot 1000}{2 \cdot 100 \cdot 16} = 5,313 \text{ в.о.}$$

Для решти трансформаторів обрахунок аналогічний, результат занесено в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Опори нульової послідовності трансформаторів

ПС	Тип	ХТ, Ом
1	ТДТН-16000/110	5,313
2	ТДТН-16000/110	5,313
3	ТДН-10000/110	5,25
4	ТДТН-16000/110	5,313
5	ТДН-10000/110	3,281
6	ТДТН-25000/110	3,5
7	ТДТН-16000/110	5,313

Тепер розрахуємо приведені опори нульової послідовності по ділянкам мережі.

Для лінії 0-1 це значення рівне:

$$x_{0-1(0)}^* = x_{0-1}^* \cdot 2 = 1,004 \cdot 2 = 2,009 \text{ в.о.}$$

Результати розрахунку для решти ліній наведені в таблиці 4.3. Переходимо до еквівалентування схеми мережі. Вихідна схема представлена на рисунку 4.3.

Таблиця 4.3. Значення опорів нульової послідовності для ділянок мережі

Ділянка	$x(0)$, в.о.
0-1	2,009
0-2	1,866
0-4	1,704
0-6	1,372
1-7	3,275
2-3	2,055
3-4	1,413
4-5	2,183
5-6	1,349
6-7	2,009

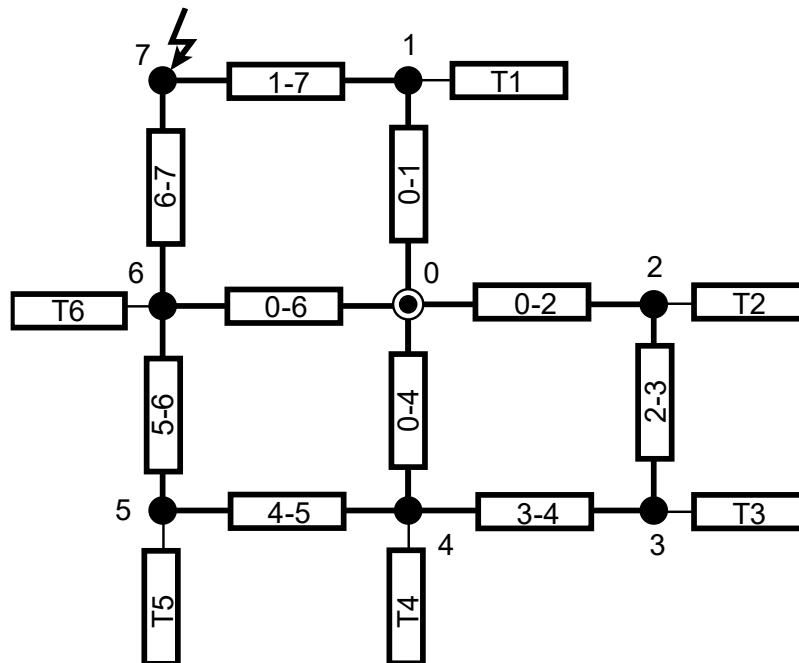


Рисунок 4.3 – Вихідна схема заміщення нульової послідовності мережі

В результаті отримали наступне значення еквівалентного опору:

$$x_{екв.0}^* = x_{26(0)}^* = \frac{x_{25(0)}^* + x_{13(0)}^*}{x_{25(0)}^* \cdot x_{13(0)}^*} = \frac{3,053 + 5,284}{3,053 \cdot 5,284} = 1,935 \text{ в.о.}$$

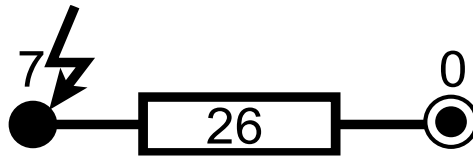


Рисунок 4.4 – Еквівалентна схема заміщення мережі нульової послідовності

Переходимо до розрахунку струмів короткого замикання.

Розрахунок 3-фазного КЗ на шинах 110 кВ. Значення періодичної складової струму:

$$I_{I0-110}^{3\phi} = \frac{I_B}{x_{екв.1}^*} = \frac{5,02}{0,772} = 6,502 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму при $k_{уд}=1,161$ становить:

$$I_{уд,110}^{3\phi} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{I0-110}^{3\phi} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 6,502 = 14,805 \text{ кА.}$$

Тоді максимальне значення повного струму КЗ становить:

$$I_{I-110}^{3\phi} = I_{I0-110}^{3\phi} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 6,502 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 8,588 \text{ кА.}$$

Розрахунок 2-фазного КЗ на шинах 110 кВ. Значення періодичної складової струму:

$$I_{I0-110}^{2\phi} = \frac{I_B \cdot \sqrt{3}}{x_{екв.1}^* + x_{екв.2}^*} = \frac{5,02 \cdot \sqrt{3}}{0,772 + 0,772} = 5,631 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму при $k_{уд}=1,161$ становить:

$$I_{уд,110}^{2\phi} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{I0-110}^{2\phi} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 5,631 = 12,822 \text{ кА.}$$

Тоді максимальне значення повного струму КЗ становить:

$$I_{I-110}^{2\phi} = I_{I0-110}^{2\phi} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 5,631 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 7,437 \text{ кА.}$$

Розрахунок 1-фазного КЗ на шинах 110 кВ. Значення періодичної складової струму:

$$I_{I0-110}^{1\phi} = \frac{I_B \cdot 3}{x_{екв.1}^* + x_{екв.2}^* + x_{екв.(0)}^*} = \frac{5,02 \cdot 3}{0,772 + 0,772 + 1,935} = 4,329 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму при $k_{уд}=1,161$ становить:

$$I_{уд,110}^{1\phi} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{I0-110}^{1\phi} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,329 = 9,857 \text{ кА.}$$

Тоді максимальне значення повного струму КЗ становить:

$$I_{II-110}^{1\phi} = I_{II0-110}^{1\phi} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 4,329 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 5,718 \text{ кА.}$$

Розрахунок 3-фазного КЗ на шинах 35 кВ за вимкненого секційного вимикача.

Розрахуємо опір прямої та зворотної послідовності силового трансформатора в базисних одиницях:

$$x_{T7}^* = \frac{U_{к.В-С}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{тр}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,563 \text{ в.о.}$$

Значення періодичної складової струму:

$$I_{II0-35}^{3\phi} = \frac{1 \cdot I_B}{(x_{екв.1}^* + x_{T7}^*) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)} = \frac{1 \cdot 5,02}{(0,772 + 6,563) \cdot \left(\frac{38,5}{115}\right)} = 2,045 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму при $k_{уд}=1,161$ становить:

$$I_{уд.35}^{3\phi} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{II0-35}^{3\phi} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 2,045 = 4,655 \text{ кА.}$$

Тоді максимальне значення повного струму КЗ становить:

$$I_{II-35}^{3\phi} = I_{II0-35}^{3\phi} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 2,045 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 2,7 \text{ кА.}$$

Розрахунок 2-фазного КЗ на шинах 35 кВ за вимкненого секційного вимикача.

$$\begin{aligned} I_{II0-35}^{2\phi} &= \frac{\sqrt{3} \cdot I_B}{((x_{екв.1}^* + x_{T7}^*) + (x_{екв.2}^* + x_{T7}^*)) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{(0,772 + 6,563 + 0,772 + 6,563) \cdot \left(\frac{38,5}{115}\right)} = 1,771 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Значення ударного струму при $k_{уд}=1,161$ становить:

$$I_{уд.35}^{2\phi} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{II0-35}^{2\phi} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 1,771 = 4,032 \text{ кА.}$$

Тоді максимальне значення повного струму КЗ становить:

$$I_{II-35}^{2\phi} = I_{II0-35}^{2\phi} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 1,771 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 2,338 \text{ кА.}$$

Розрахунок 3-фазного КЗ на шинах 35 кВ за увімкненого секційного вимикача.

Значення періодичної складової струму:

$$I_{II0-35}^{3\phi} = \frac{1 \cdot I_B}{(x_{екв.1}^* + \frac{x_{T7}^*}{2}) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)} = \frac{1 \cdot 5,02}{(0,772 + \frac{6,563}{2}) \cdot \left(\frac{38,5}{115}\right)} = 3,7 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму при $k_{уд}=1,161$ становить:

$$I_{уд.35}^{3\phi} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{II0-35}^{3\phi} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,7 = 8,424 \text{ кА.}$$

Тоді максимальне значення повного струму КЗ становить:

$$I_{II-35}^{3\phi} = I_{II0-35}^{3\phi} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 3,7 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 4,886 \text{ кА.}$$

Розрахунок 2-фазного КЗ на шинах 35 кВ за увімкненого секційного вимикача.

Значення періодичної складової струму:

$$\begin{aligned} I_{II0-35}^{2\phi} &= \frac{\sqrt{3} \cdot I_B}{((x_{екв.1}^* + \frac{x_{T7}^*}{2}) + (x_{екв.1}^* + \frac{x_{T7}^*}{2})) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{(0,772 + \frac{6,563}{2} + 0,772 + \frac{6,563}{2}) \cdot \left(\frac{38,5}{115}\right)} = 3,204 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Значення ударного струму при $k_{уд}=1,161$ становить:

$$I_{уд.35}^{2\phi} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{II0-35}^{2\phi} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 3,204 = 7,295 \text{ кА.}$$

Тоді максимальне значення повного струму КЗ становить:

$$I_{II-35}^{2\phi} = I_{II0-35}^{2\phi} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 3,204 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,61 - 1)^2} = 4,232 \text{ кА.}$$

Розрахунок 3-фазного КЗ на шинах 10 кВ за вимкненого секційного вимикача.

Розрахуємо опір прямої та зворотної послідовності силового трансформатора в базисних одиницях:

$$x_{T7}^* = \frac{U_{к.В-Н}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{тр}} = \frac{17}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 10,625 \text{ в.о.}$$

Значення періодичної складової струму:

$$I_{II0-10}^{3\phi} = \frac{1 \cdot I_B}{(x_{екв.1}^* + x_{T7}^*) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1}\right)} = \frac{1 \cdot 5,02}{(0,772 + 10,625) \cdot \left(\frac{11}{115}\right)} = 4,605 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму при $k_{уд}=1,8$ становить:

$$I_{уд.10}^{3\phi} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{II0-10}^{3\phi} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,605 = 7,295 \text{ кА.}$$

Тоді максимальне значення повного струму КЗ становить:

$$I_{II-10}^{3\phi} = I_{II0-10}^{3\phi} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 4,605 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 11,723 \text{ кА.}$$

Розрахунок 2-фазного КЗ на шинах 10 кВ за вимкненого секційного вимикача.

Значення періодичної складової струму:

$$I_{II0-10}^{2\phi} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_B}{((x_{екв.1}^* + x_{T7}^*) + (x_{екв.2}^* + x_{T7}^*)) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1}\right)} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{(0,772 + 10,625 + 0,772 + 10,625) \cdot \left(\frac{11}{115}\right)} = 3,988 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму при $k_{уд}=1,8$ становить:

$$I_{уд.10}^{2\phi} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{II0-10}^{2\phi} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,988 = 10,152 \text{ кА.}$$

Тоді максимальне значення повного струму КЗ становить:

$$I_{II-10}^{2\phi} = I_{II0-10}^{2\phi} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 3,988 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 6,022 \text{ кА.}$$

Розрахунок 3-фазного КЗ на шинах 10 кВ за увімкненого секційного вимикача.

Значення періодичної складової струму:

$$I_{II0-10}^{3\phi} = \frac{1 \cdot I_B}{(x_{екв.1}^* + \frac{x_{T7}^*}{2}) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1}\right)} = \frac{1 \cdot 5,02}{(0,772 + \frac{10,625}{2}) \cdot \left(\frac{11}{115}\right)} = 8,626 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму при $k_{уд}=1,8$ становить:

$$I_{уд.10}^{3\phi} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{II0-10}^{3\phi} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,626 = 21,959 \text{ кА.}$$

Тоді максимальне значення повного струму КЗ становить:

$$I_{II-10}^{3\phi} = I_{II0-10}^{3\phi} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 8,626 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 13,025 \text{ кА.}$$

Розрахунок 2-фазного КЗ на шинах 10 кВ за увімкненого секційного вимикача.

Значення періодичної складової струму:

$$I_{II0-10}^{2\phi} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_B}{((x_{екв.1}^* + \frac{x_{T7}^*}{2}) + (x_{екв.1}^* + \frac{x_{T7}^*}{2})) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1}\right)} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{(0,772 + \frac{10,625}{2} + 0,772 + \frac{10,625}{2}) \cdot \left(\frac{11}{115}\right)} = 7,47 \text{ кА.}$$

Значення ударного струму при $k_{уд}=1,8$ становить:

$$I_{уд.10}^{2\phi} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{II0-10}^{2\phi} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,47 = 19,017 \text{ кА.}$$

Тоді максимальне значення повного струму КЗ становить:

$$I_{II-10}^{2\phi} = I_{II0-10}^{2\phi} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{уд} - 1)^2} = 7,47 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 11,28 \text{ кА.}$$

Результати розрахунків струмів КЗ наведені в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Струми короткого замикання

Місце	Стан ШСВ	КЗ	$I_{п0}$, кА	$I_{уд}$, кА	$I_{п}$, кА
ВРП-110 кВ		3-фазне	6,502	14,805	8,588
		2-фазне	5,631	12,822	7,437
		1-фазне	4,329	9,857	5,718
ВРП-35 кВ	ВІДКЛ.	3-фазне	2,045	4,655	2,7
		2-фазне	1,771	4,032	2,338
	ВКЛ.	3-фазне	3,7	8,424	4,886
		2-фазне	3,204	7,295	4,232
ЗРП-10 кВ	ВІДКЛ.	3-фазне	4,605	11,723	6,954
		2-фазне	3,988	10,152	6,022
	ВКЛ.	3-фазне	8,626	21,959	13,025
		2-фазне	7,47	19,017	11,28

4.3 Вибір електротехнічного обладнання на підстанції та його перевірка

Вибір електротехнічного обладнання на підстанції ґрунтується на перевірках за наступними пунктами:

1) номінальна напруга обладнання повинна співпадати з номінальною напругою електроустановки, а робочий струм не повинен перевищувати номінальне значення для даного виду обладнання (4.1):

$$U_{уст} \leq U_{ном.ey}; I_{роб} \leq I_{ном} \quad (4.1)$$

2) перевірка на електродинамічну стійкість – значення ударного струму не повинно перевищувати значення струму динамічної стійкості обладнання (4.2):

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (4.2)$$

3) перевірка на термічну стійкість – термічний вплив струму КЗ впродовж розрахункового часу не повинен перевищити вплив струму термічної стійкості обладнання впродовж нормованого часу (4.3):

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (4.3)$$

Варто зазначити, що поточна величина термічного впливу струму КЗ визначається за виразом (4.4):

$$B_k = I_{П0}^2 \cdot (t_{рза} + t_{вл} + T_a), \quad (4.4)$$

де $t_{рза}$ – час спрацювання релейного захисту, $t_{рза} = 0,05 \dots 1$ с;

$t_{вл}$ – власний час вимкнення комутатора,

T_a – стала згасання аперіодичної складової струму КЗ.

4) Перевірка на комутаційну здатність: повне значення струму КЗ не повинне перевищувати номінальний струм вимкнення (4.5):

$$I_{п} \leq I_{ном.вим} \quad (4.5)$$

Розподільчий пристрій 10 кВ.

ЗРП-10 кВ виконано комірками КРП-10 кВ. Так як трансформатори напруги та струму, вимикачі, роз'єднувачі та щитове вимірювальне устаткування вже вбудовано у кожен окрему комірку, то воно не вимагає додаткових перевірок.

Розрахунок робочого струму приєднання:

$$I_{\text{вим}} = 1,1 \cdot \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot n_{\text{пр}}} = 1,1 \cdot \frac{8,333}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10} = 50,404 \text{ А.}$$

Розрахунок робочого струму збірних шин:

$$I_{\text{з.ш.10}} = 1,1 \cdot \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot 2} = 1,1 \cdot \frac{8,333}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2} = 252,018 \text{ А.}$$

Максимальне значення робочого струму становить:

$$I_{\text{роб.макс}} = \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{8,333}{\sqrt{3} \cdot 115} = 458,214 \text{ А.}$$

Отже, маємо три окремі групи комірок:

- для лінійного приєднання;
- для секційного вимикача;
- для приєднання до трансформатора.

В місці КЗ всі три типи вимикачів повинні обов'язково відповідати вимогам термічної, динамічної стійкості, та комутаційної здатності.

Найбільше значення ударного струму КЗ на стороні 10 кВ становить 21,959 кА для 3-фазного КЗ. Згідно до паспортних даних КРП забезпечує струм динамічної стійкості 52 кА.

Розрахуємо значення термічного впливу струму при $t_{\text{п.з.а}} = 0,05 \text{ с}$, $t_{\text{в.л.}} = 3 \text{ с}$, $T_a = 0,05 \text{ с}$:

$$B_K = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{п.з.а}} + t_{\text{в.л.}} + T_a) = 8,626^2 \cdot (0,05 + 3 + 0,05) = 230,671 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

КРП забезпечує:

$$B_K = I_t^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Виконаємо перевірку даного вимикача, результати наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Перевірка КРП-10

Розраховані параметри	Паспортні дані КРП
$I_{\text{макс}} = 458,214 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{уд}} = 21,959 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$B_K = 230,671 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{п}} = 13,025 \text{ кА}$	$I_{\text{відкл}} = 20 \text{ кА}$

Вибір збірних шин. Жорсткі шини 10 кВ перевіряються на термічну стійкість при короткому замиканні, на динамічну стійкість та резонансну частоту коливань.

Згідно вимог експлуатації ЗРП-10 кВ підходять мідні шини 30x4 мм на номінальний струм 475 А.

Розрахуємо робочу температуру шин за температури 25°C:

$$t_{\text{н}} = t_0 + (t_{\text{доп}} - t_0) \cdot \left(\frac{I_{\text{роб}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{252,018}{475} \right)^2 = 48,875 \text{ } ^\circ\text{C},$$

де $t_0 = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура зовнішнього середовища, $t_{\text{доп}} = 70 \text{ } ^\circ\text{C}$ – допустима температура.

Згідно кривої нагрівання струмопровідних частин отримано квадрат щільності струму в часі, який відповідає нормальному режиму роботи:

$$A_{\text{н}} = 1 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2}{\text{мм}^4} \cdot \text{с}.$$

Значення квадрату щільності струму в часі при короткому замиканні:

$$A_{\text{к}} = A_{\text{н}} + \left(\frac{I_{\text{м}}}{S} \right)^2 \cdot t = 1 \cdot 10^4 + \frac{230,671}{120^2} = 2,602 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2}{\text{мм}^2} \cdot \text{с}.$$

Згідно графіку нагріву струмопровідних частин при КЗ для отриманого значення квадрату щільності відповідає значення температури 130°C, що менше ніж максимальне значення для даного типу шин – 300°C.

Виконаємо перевірку шин на резонансну частоту коливань. Для обраного типу шин власна частота коливань конструкції повинна бути меншою за 30 Гц або більшою ніж 200 Гц.

Розрахунок моменту інерції перерізу:

$$J = \frac{a \cdot b^3}{12} = \frac{0,03 \cdot 0,004^3}{12} = 1,6 \cdot 10^{-10} \text{ м}^4.$$

Знайдемо значення моменту опору перерізу:

$$W = \frac{a \cdot b^2}{12} = \frac{0,03 \cdot 0,004^2}{12} = 8 \cdot 10^{-8} \text{ м}^3.$$

Модуль Юнга для міді становить 10 ГПа.

Звідси частота коливань:

$$f_z = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot (1,6 \cdot 10^{-10})}{8930 \cdot (0,004 \cdot 0,03)}} = 13,759 \text{ Гц.}$$

Отже умова про допустимість частоти коливань виконується.

Розрахуємо динамічне зусилля при 2-фазному короткому замиканні на шинах 10 кВ:

$$F_q^{(2)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^{(2)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{19017^2}{1,2} = 60,272 \frac{H}{м}$$

Для 3-фазного КЗ:

$$F_q^{(3)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{21,959^2}{1,2} = 80,363 \frac{H}{м}$$

Для ізоляторів повинна виконуватись наступна рівність:

$$F_q \leq 0,6 \cdot H$$

$$F_q = 80,363 \leq 0,6 \cdot 3,75 \cdot 10^3 = 2250,$$

де H – мінімальне розривне зусилля опорного ізолятора ІО(Р)-10-3,75.

Отже так як рівність виконується можемо прийняти даний тип ізолятора.

Розрахуємо напругу в матеріалі шин:

$$\sigma = \frac{F_q^{(3)} \cdot l^2}{12 \cdot 2 \cdot W} = \frac{80,363 \cdot 1^2}{12 \cdot 2 \cdot 8 \cdot 10^{-8}} = 41,856 \text{ ГПа}$$

Шина буде динамічно стійкою за умови:

$$\sigma = 41,856 \leq 245,245 \text{ МПа}$$

Отже рівність виконується.

Розподільчий пристрій 35 кВ.

Розрахунок робочого струму приєднання:

$$I_{роб.сн} = \frac{S_{сн}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн} \cdot n_{сн}} = \frac{12,195}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 8} = 22,86 \text{ А.}$$

Робочий струм збірних шин рівний:

$$I_{з.ш.35} = \frac{S_{сн}}{\sqrt{3} \cdot U_{сн} \cdot 2} = \frac{12,195}{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 2} = 95,44 \text{ А.}$$

Максимальне значення робочого струму

$$I_{роб.макс35} = \frac{S_{сн}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{12,195}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 182,879 \text{ А.}$$

Отже, маємо три окремі групи електротехнічного обладнання:

- вимикач;
- роз'єднувач;
- вимірювальний трансформатор струму.

Кожен тип призначений для лінійного приєднання, секціонування, та для приєднання до трансформатора. В місці короткого замикання всі ці типи обладнання проходять однакову перевірку.

Найбільше значення ударного струму КЗ на стороні 35 кВ становить 8,424 кА для 3-фазного КЗ з увімкненим СВ.

Розрахунок термічного впливу струму:

$$B_K = I_{п0}^2 \cdot (t_{п.з.а} + t_{в.л.} + T_a) = 3,7^2 \cdot (0,05 + 3 + 0,2) = 44,485 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Перевірка обраних типів обладнання для лінійного приєднання, секціонування, та приєднання трансформатора наведені відповідно в таблицях 4.6, 4.7, 4.8.

Таблиця 4.6 – Перевірка пристроїв для лінійного приєднання

Розрахункові параметри	ВГБ-35	РНД-35/100У1	ТОЛ-35-III-II 200/5
$I_{роб.пр}=22,86 \text{ А}$	$I_{ном}= 630 \text{ А}$	$I_{ном}= 1000 \text{ А}$	$I_1= 200 \text{ А}$
$I_y=8,424 \text{ кА}$	$I_{гр.с}=35 \text{ кА}$	$I_{гр.с}= 63 \text{ кА}$	$I_{гр.с}= 63 \text{ кА}$
$B_K=44,485 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K=468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K= 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K= 58,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{п}=4,886 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном}=12,5 \text{ кА}$	-	-

Таблиця 4.7 – Перевірка пристроїв для приєднання секціонування

Розрахункові параметри	ВГБ-35	РНД-35/100У1	ТОЛ-35-III-II 200/5
$I_{роб.пр}=91,44 \text{ А}$	$I_{ном}= 630 \text{ А}$	$I_{ном}= 1000 \text{ А}$	$I_1= 200 \text{ А}$
$I_y=8,424 \text{ кА}$	$I_{гр.с}=35 \text{ кА}$	$I_{гр.с}= 63 \text{ кА}$	$I_{гр.с}= 63 \text{ кА}$
$B_K=44,485 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K=468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K= 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K= 58,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{п}=4,886 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном}=12,5 \text{ кА}$	-	-

Таблиця 4.8 – Перевірка пристроїв для приєднання до трансформатору

Розрахункові параметри	ВГБ-35	РНД-35/100У1	ТОЛ-35-III-II 200/5
$I_{роб.пр}=182,879 \text{ А}$	$I_{ном}= 630 \text{ А}$	$I_{ном}= 1000 \text{ А}$	$I_1= 200 \text{ А}$
$I_y=8,424 \text{ кА}$	$I_{гр.с}=35 \text{ кА}$	$I_{гр.с}= 63 \text{ кА}$	$I_{гр.с}= 63 \text{ кА}$
$B_k=44,485 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k= 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k= 58,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{п}=4,886 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном}=12,5 \text{ кА}$	-	-

Розподільчий пристрій 110 кВ

Максимальне значення робочого струму становить

$$I_{роб.макс110} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{20,528}{\sqrt{3} \cdot 115} = 103,062 \text{ А.}$$

Найбільше значення ударного струму КЗ на стороні 110 кВ становить 14,805 кА для 3 фазного КЗ.

Розрахунок термічного впливу струму:

$$B_K = I_{н0-110}^2 \cdot (t_{р.з.а} + t_{в.л.} + T_a) = 6,502^2 \cdot (0,05 + 3 + 0,2) = 137,417 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Перевірка обраних типів обладнання наведене в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Перевірка обладнання для ВРП-110 кВ

Розрахункові параметри	ВБП-110/2000	РНД-110/1000У1	ТФЗМ 110Б-1У1 200/5
$I_{роб.пр}= 103,062 \text{ А}$	$I_{ном}= 2000 \text{ А}$	$I_{ном}= 1000 \text{ А}$	$I_1= 200 \text{ А}$
$I_{уд}=14,805 \text{ кА}$	$I_{гр.с}=80 \text{ кА}$	$I_{гр.с}= 80 \text{ кА}$	$I_{гр.с}= 30 \text{ кА}$
$B_k=137,417 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k= 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k= 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{п}=8,588 \text{ кА}$	$I_{відкл.ном}=31,5 \text{ кА}$	-	-

Встановимо на ВРП-110 кВ заземлювачі нейтралі трансформаторів ЗОН-110М-І УХЛ1, на номінальну напругу 110 кВ, розраховані на номінальний струм 400 А, електродинамічною стійкістю 16 кА, термічна стійкість впродовж 1 с становить 6,3 кА.

Для захисту елементів ВРП-110 кВ від грозових та комутаційних перенапруг обрані обмежувачі перенапруги типу ОПНп-110/73/10/500-IIIУХЛ1.

До встановлення обрано трансформатори напруги НКФ-110-II У1, високочастотні загороджувачі ВЗ-630-0,5 У1 та конденсатори зв'язку СМП-110/3-6,4 У1.

4.4 Контрольно-вимірювальні прилади

Виконаємо розрахунок навантаження для вимірювальних трансформаторів струму та напруги для сторін 110 та 35 кВ. Так як для ЗРП-10 кВ ми використовуємо комірки КРП-10, то там вже обрані і встановленні ТС і ТН, а також щитове обладнання. На стороні 110 кВ ТС розташовані на кожній фазі на кожному приєднанні лінії, на секційному вимикача та на ремонтній перемичці. Виконаємо перевірку трансформаторів струму 110 кВ:

Таблиця 4.10 – Потужність трансформатора струму 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Приєднання лінії 110 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	0
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднанні лінії:		7,6	7,6	2,6
Секційний вимикач				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ремонтна перемичка				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5

Навантаження на контакти та провідники становить:

$$S_{\text{пров}} = S_{\text{ВТ}} - S_{\text{прил}} = 30 - 7,6 = 22,4 \text{ ВА}$$

Опір провідників рівний:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2н}^2} - R_{\text{конт}} = \frac{22,4}{5^2} - 0,1 = 0,796 \text{ Ом}$$

Довжина алюмінієвого провідника, перерізом 2,5 мм² становить:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} \cdot S_{\text{Al}}}{\rho_{\text{Al}}} = \frac{0,796 \cdot 2,5}{0,0295} = 67,458 \text{ м}$$

Отже, обрані трансформатори струму ТФЗМ-110 Б-І У1 200/5 пройшли перевірку на допустиме значення вторинного навантаження.

Виконаємо перевірку трансформатора напруги 110 кВ, таблиця 4.11.

Таблиця 4.11 – Потужність трансформатора напруги 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Вольтметр	Н 3093	-	-	5
Частотомір	СС3021	-	-	5
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	10	10	-
Лічильник	ЦЕ 6850М	8	8	8
Сумарне навантаження:		20,5	20,5	20,5

Навантаження на контакти та провідники рівне:

$$S_{\text{пров}} = S_{\text{ВТ}} - S_{\text{прил}} = 20 - 7,6 = 12,4 \text{ ВА}$$

Опір провідників становить:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2\text{н}}^2} - R_{\text{конт}} = \frac{12,4}{5^2} - 0,1 = 0,396 \text{ Ом}$$

Довжина алюмінієвого провідника, перерізом 4 мм²:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} \cdot S_{\text{Al}}}{\rho_{\text{Al}}} = \frac{0,396 \cdot 4}{0,0295} = 53,695 \text{ м}$$

Отже, обраний трансформатор напруги НКФ-110-ІІ У1 пройшов перевірку на допустиме значення вторинного навантаження.

На стороні 35 кВ ТС розташовані на кожній фазі, на кожному приєднанні лінії, на приєднанні силового трансформатора і на секційному вимикачі.

Виконаємо перевірку трансформатора струму ТОЛ-35-ІІІ-ІІ на допустиму величину навантаження, таблиця 4.12.

Таблиця 4.12 – Потужність трансформатора струму 35 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Приєднання лінії 35 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання лінії:		2,6	2,6	2,6
Секційний вимикач				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Приєднання трансформатора 35 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	0
Лічильник	ЦЕ 6850М	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання трансформатора:		7,6	7,6	2,6

Навантаження на контакти та провідники рівне:

$$S_{\text{пров}} = S_{\text{ВТ}} - S_{\text{прил}} = 20 - 7,6 = 12,4 \text{ ВА}$$

Опір провідників становить:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2н}^2} - R_{\text{конт}} = \frac{12,4}{5^2} - 0,1 = 0,396 \text{ Ом}$$

Довжина алюмінієвого провідника, перерізом 4 мм²:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} \cdot S_{\text{Al}}}{\rho_{\text{Al}}} = \frac{0,396 \cdot 4}{0,0295} = 53,695 \text{ м}$$

Отже обрані ТС пройшли перевірку.

Виконаємо перевірку трансформаторів напруги DNT-36 на допустиму величину вторинного навантаження, таблиця 4.13.

Таблиця 4.13 – Потужність трансформатора напруги 35 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	-
Лічильник	ЦЕ 6850М	4	4	4
Ваттварметр	СК3021	-	20	20
Лічильник	ЦЕ 6850М	16	16	16
Сумарне навантаження:		30.5	51.5	47.5

Оскільки максимальне навантаження на ТН спостерігається на фазі В і становить 15,5 ВА, що менше за номінальне навантаження обраних трансформаторів напруги типу DNT-36, яке складає 100 ВА. Таким чином, перевірку вважається успішно пройденою.

4.5 Оперативний струм та освітлення на ПС

Джерелом постійного оперативного струму є стаціонарна акумуляторна батарея, яка дозволяє короточасний режим розряду, типу СК. Всі споживачі, що живляться від акумуляторної батареї (АБ), можна класифікувати на такі групи:

а) Постійно підключене навантаження (пристрої керування, блокування, сигналізації, релейного захисту, постійно увімкнена частина аварійного освітлення);

б) Тимчасове навантаження, яке виникає при зникненні змінного струму в аварійному режимі (аварійне освітлення);

в) Короткочасне навантаження тривалістю не більше 5 с (струми увімкнення та вимкнення приводів вимикачів, струми навантаження апаратів керування, сигналізації релейних захистів, в яких короткочасно протікає струм).

Тривалість аварійного режиму для засобів зв'язку та телемеханіки складає 1-2 с., для решти приймачів оперативного струму – 0,5 год. Обираємо підзарядний пристрій ВАЗП-380/260-40/80 напругою 380/260 В і струмом 40/80 А. Потужність в режимі зарядки та живлення установок становить 23 кВА, $\cos(\varphi) = 0,86$.

На проектованій підстанції 110/35/10 кВ застосовується природне та штучне освітлення. Для штучного освітлення території підстанції виберемо прожектори ЖО-04В-1000-71 з натрієвими лампами, які встановлюються на залізобетонних порталах та на щоглах. Живлення мережі зовнішнього освітлення території підстанції та керування освітленням виконується від щитка ЯУО-01-1.

Освітлення приміщень ЗРП та ЗПК здійснюється світильниками з люмінесцентними лампами та лампами розжарювання. Напруга мережі робочого освітлення 220 В змінного струму, ремонтного – 12 В змінного струму, аварійного 220 В від блоку аварійного освітлення (БАО). Увімкнення прожекторів виконується обслуговуючим персоналом за допомогою вимикача. Аварійне освітлення автоматично активується при зникненні робочого струму. Живлення аварійного освітлення забезпечується акумуляторними батареями. Увімкнення освітлення ЗРП здійснюється вимикачем, розташованим всередині ЗРП.

4.6 Блискавкозахист на підстанції

Згідно до прийнятих норм робоча зона встановленого блискавкозахисту повинна забезпечувати рівень надійності не менше 95%.

Блискавкозахист на ПС виконано 7 блискавковідводами встановленими окремо. Середня кількість грозових годин за рік в Україні становить 70 год. Розміри підстанції становлять 119х94 м. Найдовша відстань між сусідніми блискавковідводами становить 60 м, а найкоротша – 28 м. Висота електротехнічного обладнання, що вимагає захисту – 11 м. Знайдемо значення найбільшої відстані між відводами для кожної попарно взятої групи:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{28^2 + 60^2} = 66,212 \text{ м.}$$

Перевищення висоти блискавковідводу над об'єктом:

$$h_a = \frac{L}{8} = \frac{66,212}{8} = 8,276 \text{ м.}$$

Тоді стандартна висота становить:

$$h = h_a + h_x = 8,276 + 11 = 19,276 = 20 \text{ м.}$$

Висота вершини конусу складає:

$$h_0 = 0,92 \cdot h_a = 0,92 \cdot 20 = 18,4 \text{ м.}$$

Радіус зони захисту на рівні землі, та на рівні висоти об'єкту, що вимагає захисту відповідно становить:

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(20 - \frac{11}{0,92} \right) = 12,065 \text{ м;}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ м.}$$

Знайдемо висоту середньої частини зони захисту для попарно взятих блискавковідводів для максимальної та мінімальної відстані між ними відповідно:

$$h_{\min/1} = h_0 - 0,14 \cdot (l_1 - h) = 18,4 - 0,14 \cdot (28 - 20) = 17,28 \text{ м}$$

$$h_{\min/2} = h_0 - 0,14 \cdot (l_2 - h) = 18,4 - 0,14 \cdot (60 - 20) = 12,8 \text{ м.}$$

Звідси радіуси на рівні висоти об'єкту, що захищається:

$$r_{l1} = r_0 \cdot \frac{h_{\min/1} - h_x}{h_{\min/1}} = 30 \cdot \frac{17,28 - 11}{17,28} = 10,903 \text{ м.}$$

$$r_{l2} = r_0 \cdot \frac{h_{\min/2} - h_x}{h_{\min/2}} = 30 \cdot \frac{12,8 - 11}{12,8} = 4,219 \text{ м.}$$

Знайдемо кількість прямих уражень за рік:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot \max\{h_x\}) \cdot (b + 10 \cdot \max\{h_x\}) \cdot 10^{-6} = 0,06 \cdot 70 \cdot (94 + 10 \cdot 11) \cdot (119 + 10 \cdot 11) \cdot 10^{-6} = 0,052.$$

Кількість відключень становить:

$$\gamma = N \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g = 0,052 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 2,488 \cdot 10^{-5}.$$

Показник грозостійкості становить:

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{2,448 \cdot 10^{-5}} = 4,019 \cdot 10^4 \text{ років.}$$

4.7 Заземлюючий пристрій підстанції

Згідно до норм опір захисного заземлення для пристроїв напругою вище 1000 В не повинен перевищувати 0,5 Ом.

Тип ґрунту на підстанції – чорнозем. Підстанція розташована в 4 кліматичній зоні. Звідси, $\psi_1 = 1,3$ – кліматичний коефіцієнт для вертикальних електродів, $\psi_2 = 1,5$ – кліматичний коефіцієнт для горизонтальних електродів. Питомий опір чорнозему $\rho_0 = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Розраховуємо питомий опір ґрунту:

$$\rho_B = 50 \cdot \psi_1 = 50 \cdot 1,3 = 65 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_r = 50 \cdot \psi_2 = 50 \cdot 1,5 = 75 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

У якості матеріалу вертикального заземлювача обираємо сталь.

Знайдемо відстань до центру вертикального заземлювача, глибина залягання контуру прийнята 0,7 м:

$$t_B = 0,7 + \frac{L_B}{2} = 0,7 + \frac{2,4}{2} = 1,9 \text{ м.}$$

Тоді опір вертикального заземлювача становить:

$$R_B = 0,366 \cdot \frac{\rho_v}{L_B} \left(\log\left(\frac{2 \cdot L_B}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \log\left(\frac{4 \cdot t_B + L_B}{4 \cdot t_B - L_B}\right) \right) = 0,366 \cdot \frac{65}{2,4} \left(\log\left(\frac{2 \cdot 2,4}{0,016}\right) + \frac{1}{2} \cdot \log\left(\frac{4 \cdot 1,9 + 2,4}{4 \cdot 1,9 - 2,4}\right) \right) = 25,962 \text{ Ом}$$

Мінімальна кількість вертикальних стрижнів рівна:

$$n' = \frac{R_B}{R_3} = \frac{25,962}{0,5} = 51,924$$

Прийmemo у кількості 50 штук. Розподілимо вертикальні заземлювачі у відношенні 1:2 ширина до довжини. Значення поправок на кількість стрижнів у ряду становить:

$$\eta_B = 0,56$$

$$\eta_r = 0,28$$

В якості горизонтального заземлювача обираємо смугу з сталі, розмірами 4х40 мм. До встановлення приймаємо смуги 2 видів: перша з'єднає 5 вертикальних заземлювачів, друга – 10. Відповідно кількість складає 10 та 5 шт.

Відстань між вертикальними заземлювачами становить:

$$a = 2 \cdot L_B = 2 \cdot 2,4 = 4,8 \text{ м}$$

Розрахунковий опір вертикальних стрижнів рівний:

$$R_{Broz} = \frac{R_B}{n} = \frac{25,962}{50} = 0,519 \text{ Ом}$$

Сумарна довжина горизонтальних смуг становить:

$$l_{c1} = 1,05 \cdot a \cdot (n_1 - 1) = 1,05 \cdot 4,8 \cdot (5 - 1) = 20,16 \text{ м}$$

$$l_{c2} = 1,05 \cdot a \cdot (n_2 - 1) = 1,05 \cdot 4,8 \cdot (10 - 1) = 45,36 \text{ м}$$

Опір розтікання від кожної смуги:

$$R_{G1} = 0,366 \cdot \frac{\rho_{\Gamma}}{l_{c1}} \cdot \log\left(\frac{2 \cdot l_{c1}^2}{t \cdot b}\right) = 0,366 \cdot \frac{75}{20,16} \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 20,16^2}{0,8 \cdot 0,04}\right) = 5,998 \text{ Ом}$$

$$R_{G2} = 0,366 \cdot \frac{\rho_{\Gamma}}{l_{c2}} \cdot \log\left(\frac{2 \cdot l_{c2}^2}{t \cdot b}\right) = 0,366 \cdot \frac{750}{45,36} \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 45,36^2}{0,8 \cdot 0,04}\right) = 3,092 \text{ Ом}$$

Розрахунковий опір горизонтальних електродів становить:

$$R_{zop} = \frac{R_{G1}}{n_1 \cdot \eta_{\Gamma}} = \frac{5,998}{5 \cdot 0,28} = 4,284 \text{ Ом}$$

$$R_{zop2} = \frac{R_{G2}}{n_1 \cdot \eta_{\Gamma}} = \frac{3,092}{5 \cdot 0,28} = 2,208 \text{ Ом}$$

Отже, еквівалентний опір заземлювача становить:

$$R = \frac{R_{poz} \cdot R_{zop} \cdot R_{zop2}}{R_{poz} \cdot R_{zop} + R_{poz} \cdot R_{zop2} + R_{zop} \cdot R_{zop2}} = \frac{0,519 \cdot 4,284 \cdot 2,208}{0,519 \cdot 4,284 + 0,519 \cdot 2,208 + 4,284 \cdot 2,208} = 0,383 \text{ Ом}$$

Отже дана конфігурація заземлювача допустима до встановлення.

Висновки по розділу 4

Для проектованої підстанції в пункті № 7 РЕМ обрано наступні схеми головних з'єднань:

- для ВРП-110 кВ схема 110-3;
- для ВРП-35 кВ схема 35-5;
- ЗРП-10 кВ виконано комірками КРП-10 кВ.

Виконано розрахунок струмів короткого замикання на сторонах ВН, СН та НПС №7. Найбільші значення яких становлять відповідно: 8,588, 4,886 та 13,025 кА.

Для сторін ВН і СН підстанції були обрані вимикачі, роз'єднувачі та вимірювальні трансформатори, а для сторони НН - комірки КРП і жорсткі мідні шини 30x4 мм. Для всього обраного електрообладнання проведено перевірку на динамічну та термічну стійкість. Крім того, для вимірювальних трансформаторів виконано перевірку на допустимість вторинного навантаження.

Для забезпечення підстанції постійним оперативним струмом було обрано акумуляторну батарею типу СК з підзарядним пристроєм ВАЗП-380/260-40/80. Джерелом змінного оперативного струму стали трансформатори струму та трансформатори власних потреб.

Для захисту ПС від уражень блискавкою було обрано до встановлення 7 блискавковідводів висотою 20 м, для забезпечення захисту на рівні 11 м.

Виконано розрахунок заземлювального контуру підстанції. Він виконаний 50 стрижнями висотою 1,9 м та діаметром 16 мм. Горизонтальний заземлювач – сталева смуга розміром 4x40 мм. Розрахований опір пристрою становить 0,383 Ом.

5 РОЗРАХУНОК ЗНАЧЕННЯ ФАЗНИХ ЄМНОСТЕЙ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ В МЕРЕЖАХ З ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

5.1 Особливості експлуатації мереж з ізольованою або компенсованою нейтраллю

На сьогоднішній день в Україні експлуатується близько 70 000 км ліній 35 кВ. Мережі даної напруги характеризуються відносно малими струмами замикання на землю (до 500 А), тому в таких мережах доцільно обмежити струми замикання на землю, а значить це дозволить спростити конструкції електроустановок та забезпечити їх економічність [7].

Доцільність та необхідність використання компенсуючих пристроїв ємнісних струмів замикання на землю визначається згідно сумарного струму замикання на землю. Для мереж 35 кВ це значення становить 10 А [3]. В більшості випадків цей струм менший за вище наведене значення, тому експлуатація лінії відбувається без використання дугогасних реакторів (ДГР).

Але останнім часом на великій кількості підстанцій виконуються реконструкції зі зміною конфігурації мережі – додаються нові приєднання кабельних ліній електропередавання (КЛЕП). В такому випадку значення ємнісного струму замикання на землю істотно зростає, тому використання ДГР є обов'язковим.

Більшість сучасних ДГР мають функцію автоматичного налаштування. Основний метод оснований на пошуку точки глобального екстремуму (точка резонансу) характеристики напруги компенсованої нейтралі відносно зміни індуктивності ДГР (рисунок 5.1).

В цій точці індуктивний струм ДГР зкомпенсує ємнісний струм лінії. Проте, якщо мережа має відносно суттєву несиметрію то результуюча напруга компенсованої нейтралі буде така, що в деяких випадках може спричинити спрацювання захисту напруги нульової послідовності.

Для уникнення даної ситуації, оперативний персонал в ручному режимі встановлює індуктивність ДГР в режим пере або недокомпенсації, тобто індуктивна

складова струму ДГР буде більшою або меншою ніж ємнісний струм замикання на землю.

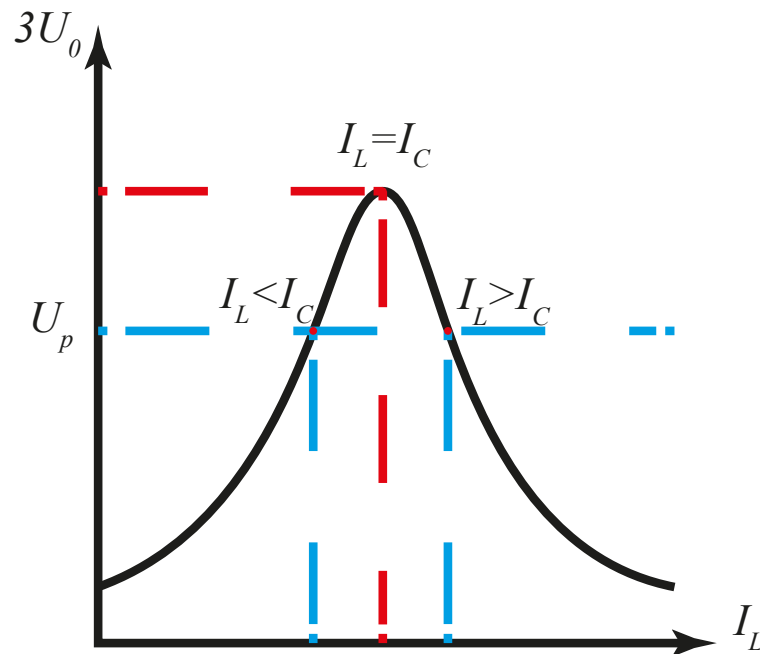


Рисунок 5.1 – Характеристика напруги компенсованої нейтралі від зміни індуктивного струму ДГР

Щоб ДГР зміг працювати в автоматичному режимі і напруга нульової послідовності в нормальному режимі роботи мережі не переходила за межі спрацювання інших захистів, потрібно спочатку врівноважити за напругою найбільш несиметричні за режимом роботи лінії. Для цього потрібно знати ємності фаз кожної лінії. Тому постало завдання розробити метод розрахунку ємності ЛЕП для кожної фази.

5.2 Опис методики розрахунку ємності фаз ліній електропередавання

Для мереж з ізолюваною нейтраллю напруга небалансу рахується за наступною формулою [8] (5.1):

$$U_n = \frac{E_a \cdot Y_a + E_b \cdot Y_b + E_c \cdot Y_c}{Y_a + Y_b + Y_c}, \quad (5.1)$$

де E_a, E_b, E_c - вхідні фазні напруги;

Y_a, Y_b, Y_c - провідності по фазам лінії.

Також виконується рівність (5.2):

$$U_a \cdot Y_a + U_b \cdot Y_b + U_c \cdot Y_c = 0, \quad (5.2)$$

де U_a, U_b, U_c - фазні напруги на ділянках мережі, що знаходяться за наступним виразом:

$$U_a = E_a - U_n$$

Також запишемо наступний вираз (5.3):

$$\frac{Y_a}{Y_a + Y_b + Y_c} + \frac{Y_b}{Y_a + Y_b + Y_c} + \frac{Y_c}{Y_a + Y_b + Y_c} = 1. \quad (5.3)$$

Так як фазні ємності нам невідомі, то і провідності також. Для їх знаходження потрібно розв'язати систему лінійних алгебраїчних рівнянь яка складається з виразів (1), (2) та (3). В результаті отримаємо наступне параметричне рівняння:

$$Y_c = -\frac{Y_a \cdot U_a + Y_b \cdot U_b}{U_c}.$$

Для його розв'язання прийемо перейдемо до наступного вигляду рівняння:

$$\gamma = -\frac{\alpha \cdot U_a + \beta \cdot U_b}{U_c},$$

де α, β, γ - коефіцієнти пропорційності.

Прийmemo, що $\alpha = 1$, тоді нам потрібно знайти таке β , щоб γ було дійсним числом. Отже, отримаємо наступний вираз:

$$\beta = \frac{\operatorname{Re}(U_a) \cdot \operatorname{Im}(U_c) - \operatorname{Re}(U_c) \cdot \operatorname{Im}(U_a)}{\operatorname{Re}(U_c) \cdot \operatorname{Im}(U_b) - \operatorname{Re}(U_b) \cdot \operatorname{Im}(U_c)}.$$

Так як ми отримали всі необхідні вирази, перейдемо до проведення розрахунку фазних ємностей.

Для виконання розрахунків нам потрібні наступні вихідні дані:

- довжина лінії електропередавання;
- погонна ємність проводу/кабелю яким виконана ЛЕП;
- значення модуля напруги та її кута на кожній фазі.

Порядок розрахунку:

- 1) Згідно погонної ємності та довжини лінії знаходимо сумарну ємність всієї лінії;

$$C_{\Sigma} = l \cdot C_n$$

- 2) Розраховуємо сумарний опір і провідність лінії, нехтуючи активним опором;

$$Z_{\Sigma} = \frac{1}{j\omega \cdot C_{\Sigma}}; Y_{\Sigma} = \frac{1}{Z_{\Sigma}}.$$

- 3) Розраховуємо коефіцієнти пропорційності α, β, γ згідно виміряним фазним напругам та їх кутам;

$$\begin{aligned} \alpha &= 1; \\ \beta &= \frac{\operatorname{Re}(U_a) \cdot \operatorname{Im}(U_c) - \operatorname{Re}(U_c) \cdot \operatorname{Im}(U_a)}{\operatorname{Re}(U_c) \cdot \operatorname{Im}(U_b) - \operatorname{Re}(U_b) \cdot \operatorname{Im}(U_c)}, \\ \gamma &= -\frac{\alpha \cdot U_a + \beta \cdot U_b}{U_c}. \end{aligned}$$

- 4) Виконуємо розрахунок провідностей, опорів та ємностей по фазам згідно наступного виразу:

$$Y_a = Y_{\Sigma} \cdot \frac{\alpha}{\alpha + \beta + \gamma}; Y_b = Y_{\Sigma} \cdot \frac{\beta}{\alpha + \beta + \gamma}; Y_c = Y_{\Sigma} \cdot \frac{\gamma}{\alpha + \beta + \gamma}$$

Висновки по розділу 5

Була розроблена методика розрахунку значення ємностей лінії на кожній її фазі. Згідно неї можливо проаналізувати параметри мережі та її режими роботи в несиметричних режимах для подальшого їх усунення.

Проаналізовано принцип роботи автоматичного налаштування дугогасних реакторів та проблеми, що виникають при роботі з ним.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В результаті виконання дисертаційної роботи отримано наступні практичні та наукові результати:

1) В першому розділі для ЛЕП-110 кВ, побудованої на сталевих одностійкових вільностоячих опорах, було розроблено та апроксимовано функцію оптимальних витрат за допомогою методу найменших квадратів. Функції були сформовані для таких перерізів: АС-120/19, 2хАС-120/19, АС-150/24, 2хАС-150/24, АС-185/29, 2хАС-185/29, АС-240/39 і 2хАС-240/39.

В результаті отримали наступні коефіцієнти апроксимованих функцій $a_0 = 3938,798$ тис.грн/км; $a_1 = 111,596$ тис.грн/(км · МВт).

2) В другому розділі використавши метод поконтурної оптимізації була знайдена оптимальна конфігурація проекрованої РЕМ-110 кВ. Для чотирьох контурів були знайдені гілки та хорди, Для виконання оптимізації було виконано одну ітерацію методом поконтурної оптимізації, результатом якої ми отримали оптимальну конфігурацію схеми РЕМ-110 кВ, в якій було вилючено вітки 1-2, 2-3, 4-5 та 1-7, так як витрати на спорудження без цих ділянок становили: для вилюченої ділянки 1-2 – 360,298 млн.грн, для 2-3 – 460,402 млн.грн, для 4-5 – 376,353 млн.грн., та для 1-7 – 430,117 млн.грн. Ціна на спорудження результуючої оптимальної схеми становить 1051,351 млн.грн.

3) В третьому розділі було розраховано параметри заміщення силових трансформаторів для 7 підстанцій, були обрані перерізи для 10 ділянок: на ділянках 0-1 та 0-4 одноколова лінія з проводом АС-240/32, на ділянці 0-2 – оноколава лінія виконана проводом АС-185/29, ділянка 0-6 виконана двоковою лінією перерізом 2хАС-150/24 на решті ділянок одноколові лінії з проводом АС-120/19.

Було виконано перевірку допустимості струмових навантажень на ділянках і рівнів напруги у вузлах мережі відповідно до першої та другої групи післяаварійних обмежень. У всіх режимах роботи мережі струмові навантаження і напруги перебувають у допустимих межах. Також проведено розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі, на основі яких проаналізовано три режими роботи мережі: максимальний, мінімальний та післяаварійний.

Для максимального режиму було виконано 5 ітерацій, величина сумарних втрат потужності склала $\dot{S}_{\Sigma} = 2,07 - j1,77$ МВА, найнижчий рівень напруги на ПС №7 і становить $U_5 = 111,24$ кВ. Найвищий номер РПН у пунктах 3, та 6 і він становить -1, найнижчий в пункті 7 і рівний -3. Для ПБЗ у всіх вузлах однаковий номер – 0.

У випадку мінімального режиму роботи мережі всі навантаження пунктів було знижено у $\alpha = 0,64$ разів і встановлено напругу на БП 110 кВ. Після цього виконано перевірку на комутування одного із трансформаторів у блоках на кожній ПС, і за результатами розрахунків для ПС №1, №3, №4, №5 та №6 було вимкнено по одному трансформатору. Розраховуючи робочі параметри мережі виконано 4 ітерацій, величина сумарних втрат потужності склала $\dot{S}_{\Sigma} = 0,98 - j2,8$ МВА, найнижчий рівень напруги на ПС №7 і становить $U_3 = 107,6$ кВ.

Найвищий номер РПН у 2 пункті: -3, найнижчий в пунктах 1 та 3 і рівний -5. Для ПБЗ у всіх вузлах однаковий номер – 0.

У випадку аварійного режиму роботи було відключено одне із кіл вітки 0-6 як самої завантаженої в режимі максимальних навантажень. Значення струму, що протікав по ній рівний 432,731 А. Ділянка була виконана двоколовою лінією проводом 2хАС-150/24. Так як конфігурація контурів не змінилась перерахунок виконувався тільки для провідності і опору ділянки 0-6 та провідності вузла №6.

Розраховуючи робочі параметри мережі виконано 5 ітерацій, величина сумарних втрат потужності склала $\dot{S}_{\Sigma} = 2,48 - 3,92$ МВА, найнижчий рівень напруги на ПС №7 і становить $U_5 = 109,99$ кВ. Найвищий номер РПН у 3 пункті і він становить -1, найнижчий в пункті 7 і рівний -4. Для ПБЗ у всіх вузлах однаковий номер і він рівний 0.

4) В четвертому розділі для проектованої підстанції в пункті № 7 РЕМ обрано наступні схеми головних з'єднань: для ВРП-110 кВ схема 110-3; для ВРП-35 кВ схема 35-5; ЗРП-10 кВ виконано комірками КРП-10 кВ.

Виконано розрахунок струмів короткого замикання на сторонах ВН, СН та Н ПС №7. Найбільші значення яких становлять відповідно: 8,588, 4,886 та 13,025 кА.

Для сторін ВН і СН підстанції були обрані вимикачі, роз'єднувачі та вимірювальні трансформатори, а для сторони НН - комірки КРП і жорсткі мідні шини 30x4 мм. Для всього обраного електрообладнання проведено перевірку на динамічну та термічну стійкість. Крім того, для вимірювальних трансформаторів виконано перевірку на допустимість вторинного навантаження.

Для забезпечення підстанції постійним оперативним струмом було обрано акумуляторну батарею типу СК з підзарядним пристроєм ВА3П-380/260-40/80. Джерелом змінного оперативного струму стали трансформатори струму та трансформатори власних потреб.

Для захисту ПС від уражень блискавкою було обрано до встановлення 7 блискавковідводів висотою 20 м, для забезпечення захисту на рівні 11 м.

Виконано розрахунок заземлювального контуру підстанції. Він виконаний 50 стрижнями висотою 1,9 м та діаметром 16 мм. Горизонтальний заземлювач – сталева смуга розміром 4x40 мм. Розрахований опір пристрою становить 0,383 Ом.

5) В п'ятому розділі була розроблена методика розрахунку значення ємностей лінії на кожній її фазі. Згідно неї можливо проаналізувати параметри мережі та її режими роботи в несиметричних режимах для подальшого їх усунення. Проаналізовано принцип роботи автоматичного налаштування дугогасних реакторів та проблеми, що виникають при роботі з ним.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. 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, 2020.
2. Районні електричні мережі: Курсовий проєкт : навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: В. В. Чижевський, О. М. Янковська, О. С. Богомоллова. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 118 с.
3. Правила улаштування електроустановок : Міністерство енергетики України. – 2017. – 617 с.
4. Районні електричні мережі: Метод. вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Економічна частина) для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»/ Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2009. – 95 с.
5. Районні електричні мережі: Метод. вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Електротехнічна частина) для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»/ Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська – К.: НТУУ «КПІ», 2009. - 89 с.
6. Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій./ Нормативний документ - Мінпаливенерго України, ДП НЕК « Укренерго», 2008. – 75 с.
7. Електричні мережі та системи : підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.
8. Теоретичні основи електротехніки: Підручник у 3 т. / В. С. Бойко, В. В. Бойко, Ю. Ф. Видолоб, І. А. Курило, В. І. Шеховцов, Н. А. Шидловська; за заг. ред. І. М. Чиженка, В. С. Бойка. - К.: ІВЦ "Видавництво "Політехніка", 2004. - Т. 1: Усталені режими лінійних електричних кіл із зосередженими параметрами. - 272 с

Додаток А. Результати перевірки дисертації на плагіат

Звіт подібності

метадані

Заголовок

Застосування математичних методів для оптимального розвитку електричних мереж енергосистем

Автор

Угольков Владислав Володимирович

Науковий керівник / Експерт

Баженов Володимир Андрійович

підрозділ

ФЕА, Кафедра електричних мереж і систем

Тривога

У цьому розділі ви знайдете інформацію щодо текстових спотворень. Ці спотворення в тексті можуть говорити про МОЖЛИВІ маніпуляції в тексті. Спотворення в тексті можуть мати навмисний характер, але частіше характер технічних помилок при конвертації документа та його збереженні, тому ми рекомендуємо вам підходити до аналізу цього модуля відповідально. У разі виникнення запитань, просимо звертатися до нашої служби підтримки.

Заміна букв	Б	38
Інтервали	A→	0
Мікропробіли	␣	53
Білі знаки	Б	0
Парафрази (SmartMarks)	a	276

Обсяг знайдених подібностей

Коефіцієнт подібності визначає, який відсоток тексту по відношенню до загального обсягу тексту було знайдено в різних джерелах. Зверніть увагу, що високі значення коефіцієнта не автоматично означають плагіат. Звіт має аналізувати компетентна / уповноважена особа.



10

Довжина фрази для коефіцієнта подібності 2

11634

Кількість слів

75921

Кількість символів

Подібності за списком джерел

Нижче наведений список джерел. В цьому списку є джерела із різних баз даних. Колір тексту означає в якому джерелі він був знайдений. Ці джерела і значення Коефіцієнту Подібності не відображають прямого плагіату. Необхідно відкрити кожне джерело і проаналізувати зміст і правильність оформлення джерела.

10 найдовших фраз			Колір тексту	
ПОРЯДКОВИЙ НОМЕР	НАЗВА ТА АДРЕСА ДЖЕРЕЛА URL (НАЗВА БАЗИ)		КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)	
1	Районна електрична мережа 110 кВ та вимірювання і фіксація параметрів електроенергії 12/8/2024 National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute (ФЕА, Кафедра електричних мереж і систем)	72	0.62 %	
2	https://ela.kpi.ua/bitstreams/8dead137-bd32-4d7d-b770-429e7032bcd2/download	62	0.53 %	
3	Районна електрична мережа 110 кВ та вимірювання і фіксація параметрів електроенергії 12/8/2024 National Technical University of Ukraine Igor Sikorskyi Kyiv Politech Institute (ФЕА, Кафедра електричних мереж і систем)	61	0.52 %	