

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

“ ___ ” _____ 2023 р.

ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ

на здобуття ступеня бакалавра

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

на тему: «Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі 110 кВ»

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕС-92

Бойченко Максим Сергійович

Boichuk

Науковий керівник:

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

Баженов Володимир Андрійович

Консультант:

Рецензент:

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

Студент Boichuk

Київ – 2023 року

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

Інститут/факультет: факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра: електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти: перший (бакалаврський)

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма: «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

«__» _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проєкт (роботу) студенту

Бойченку Максиму Сергійовичу

1. Тема дипломного проєкту (роботи): «Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі 110 кВ», науковий керівник дисертації Баженов Володимир Андрійович, к. т. н., доцент, затверджені наказом по університету від «25» травня 2023 р. №1969-с.
2. Термін подання студентом проєкту (роботи): 9 червня 2023 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 дисконтованих витрат для ЛЕП-110 кВ на сталевих опорах;
 - 2) Виконати апроксимацію функції дисконтованих витрат;
 - 3) Виконати оптимізацію електричної мережі методом поконтурної оптимізації;
 - 4) Виконати розрахунок опорних режимів роботи районної електричної мережі;
5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:
 - 1) Функція оптимальних витрат;
 - 2) Метод поконтурної оптимізації;

3) Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ;

6. Дата видачі завдання: 25 березня 2023 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання бакалаврської роботи	Термін виконання етапів бакалаврської роботи	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	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини		

Студент

Boichenko

Максим БОЙЧЕНКО

Керівник проекту (роботи)

Володимир БАЖЕНОВ

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

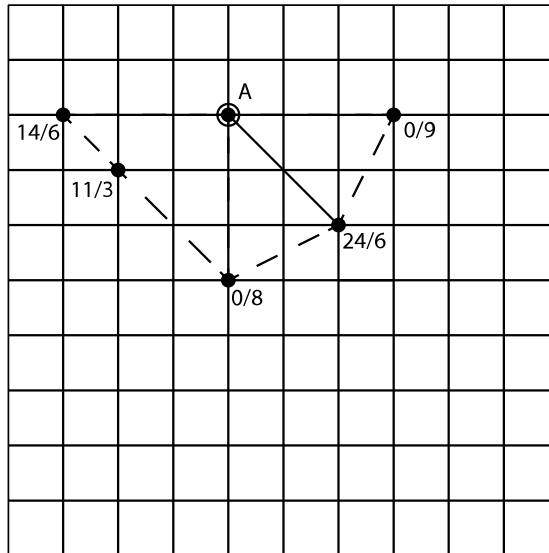
кафедра електричних мереж та систем

студент Бойченко Максим Сергійович

ДОДАТОК

До завдання на бакалаврську роботу

Ситуаційний план



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110 \text{ кВ}$.
- Балансуючий пункт у точці _____.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{CH} = 0,84$. $\cos \varphi_{HH} = 0,82$. $T_{\max} = 5300 \text{ год} / \text{рік}$.
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі _____.
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантаження $a = 61 \%$. $p - n I - II$.
- $M_{\text{гран}} = \text{_____ МВт} \cdot \text{км}$, $a_m = \text{_____}$, $\text{долар} = 39.05 \text{ грн}$.

Примітки:

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

Завдання видане: _____

Підпис викладача _____


**Пояснювальна записка
до дипломного проєкту**

на тему: Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі 110 кВ

Київ – 2023 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	ДП9201.141.013.ПЗ	Пояснювальна записка	63	
3	A1	ДП9201.141.013.ТК	Функція оптимальних витрат	1	
4	A1	ДП9201.141.013.ТК	Метод поконтурної оптимізації	1	
5	A1	ДП9201.141.013.ТК	Принципова схема РЕМ і розрахунків режимів роботи РЕМ	1	

					ДП9201.141.013.ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Бойченко М.С.			Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі 110 кВ	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Баженов В.А.					6	63
Реценз.						КПІ ім. Ігоря Сікорського,		
Н. Контр.		Моссаковський В.І.						
Затверд.		Кирик В.В.						

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальну записку виконано на 63 аркуші формату А4, до якої входять 28 таблиць, 16 рисунків та 4 джерел використаної літератури. Графічна частина виконана на 3 аркушах формату А1.

Метою дипломного проекту є вибір оптимальної конфігурації електричної мережі номінальною напругою 110 кВ.

В даній роботі побудовано функцію дисконтованих витрат повітряної лінії номінальною напругою 110 кВ. Знайдено оптимальну конфігурацію електричної мережі номінальною напругою 110 кВ. Виконано електричний розрахунок опорних режимів роботи електричної мережі.

ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ, ПОКОНТУРНА ОПТИМІЗАЦІЯ, АПРОКСИМАЦІЯ, МЕТОД НАЙМЕНШИХ КВАДРАТІВ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР.

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 63 sheets of A4 format, which includes 28 tables, 16 figures and 4 sources of used literature. The graphic part is made on 3 sheets of A1 format.

The goal of the diploma project is to choose the optimal configuration of the electrical network with a nominal voltage of 110 kV.

In this work, the function of discounted costs of an overhead line with a nominal voltage of 110 kV is constructed. The optimal configuration of the electrical network with a nominal voltage of 110 kV was found. An electrical calculation of reference operating modes of the electrical network was performed.

TRANSMISSION LINE, ELECTRICAL NETWORK, DISCOUNTED COST FUNCTION, CONTOUR OPTIMIZATION, APPROXIMATION, METHOD OF LEAST SQUARES, POWER TRANSFORMER.

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зміст

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	10
ВСТУП.....	11
1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ	12
1.1 Побудова функції оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ.....	12
1.2 Апроксимація функції оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ	15
Висновки до розділу 1	18
2 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ РЕМ	19
2.1 Метод поконтурної оптимізації.....	19
2.2 Оптимальна конфігурація РЕМ-110 кВ	20
Висновки до розділу 2	24
3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	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 кількості ланцюгів та перерізу проводів ПЛ-110 кВ.....	29
3.4 Розрахунок параметрів елементів Z-схеми заміщення	34
3.5 Розрахунок режиму максимальних навантажень	38
3.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень.....	50
3.7 Післяаварійний режим.....	54
Висновок по розділу 3	57
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	59
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	61
ДОДАТОК А. Результат перевірки на плагіат	62

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

- БП – балансуєчий пункт;
ВН – висока напруга;
СН – середня напруга;
НН – низька напруга;
ЛЕП – лінія електропередавання;
ПЛ – повітряна лінія;
ПС – підстанція;
ЕРС – електрорушійна сила;
ПТЕ – правила технічної експлуатації;
ПБЗ – переключення без збудження;
РПН – регулювання під навантаженням;
РЕМ – районна електрична мережа;
КЗ – коротке замикання.

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Оптимізації розвитку електричної мережі полягає у виборі схеми мережі, номінальної напруги і черговості будівництва об'єктів мережі. Тому під час проектування важливо врахувати технічні вимоги до якості електроенергії та надійності електропостачання. Разом з цим необхідно враховувати технічні обмеження по пропускній здатності існуючих підстанцій та ліній. За критерій оптимальності приймають суму всіх приведених витрат на елементи мережі.

Даними для виконання задачі є значення навантажень та розрахункова схема мережі, де представленні як вже існуючі елементи електромережі, так і можливі до будівництва. Для вирішення задачі оптимізації розвитку мережі вихідну задачу ділять на підзадачі, які розв'язуються незалежно, а потім результати погоджуються.

В роботі використовується метод поконтурної оптимізації для вибору оптимальної електричної мережі номінальної напругою 110 кВ.

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ФУНКЦІЯ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ

1.1 Побудова функції оптимальних витрат для ПЛ-110 кВ

Для спорудження нових електричних мереж потрібні значні капіталовкладення. Саме ефективність капіталовкладень є основним фактором результативності інвестицій. Для того щоб обрати варіант який має найменші фінансові витрати виконуємо техніко-економічне порівняння різних варіацій будівництва електроенергетичної системи.

Під час проектування розподільчої електричної мережі, одним із основних завдань є визначення оптимальної кількості ланцюгів та перерізу проводів ЛЕП. Для порівняння різних варіантів виконання ЛЕП використовується критерій мінімізації витрат.

У проєкті ми використовуємо спрощений метод оцінки економічної ефективності, де припускається що всі інвестиції в будівництво здійснюються протягом одного календарного року. У такому випадку функція оптимальних витрат має наступний вигляд:

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

B – щорічні видатки, які враховують експлуатаційні витрати на обслуговування електрообладнання та витрати необхідні для покриття втрат електроенергії в елементах РЕМ;

E – норма дисконту;

K – капітальні вкладення в елементи РЕМ;

L – ліквідаційна вартість.

Будуємо графік функції дисконтованих витрат використовуючи вираз:

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

де a_{V0} і b_{V0} - коефіцієнти параболи:

$$a_{V0} = K_{ПЛ} + \frac{H_e \cdot K_{ПЛ}}{E}, \quad (1.3)$$

$$b_{V0} = \frac{r_{V0} \cdot Z_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot E}, \quad (1.4)$$

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $K_{ПЛ}$ - капіталовкладення для будівництва ПЛ довжиною один кілометр;
 H_e - нормований показник витрат (для ПЛ-110 кВ становлять 1,2% від $K_{ПЛ}$);

U_n - номінальна напруга мережі;

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

r_{V0} - погонний активний опір;

Z_e - вартість електроенергії (відповідно до даних сайту АТ «Оператор ринку» за 05.2023 приймаємо $Z_e = 280,335$ коп/(кВт·год));

T_{\max} - кількість годин використання максимального навантаження;

τ - час максимальних витрат:

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

Побудувавши графік отримуємо параболи, функція оптимальних витрат це нижня крива, що огинає дані параболи. Аргумент функції оптимальних витрат це потужність, тому під час оптимізації число ланцюгів та переріз можемо винести із незалежних змінних.

Рахуємо вартість будівництва ПЛ 110 кВ перераховуючи ціну спорудження повітряної лінії через зміну курсу долара з 28,5 гривень за 1 долар США до 39,05 гривень за 1 долар США.

$$K_{ПЛ-(120)} = 2748 \cdot \frac{39,05}{28,5} = 3765,242 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}};$$

Дані для побудови функції оптимальних витрат занесені до таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Технічні дані проводів

Переріз, мм ²	Погонний опір, Ом/км	Вартість будівництва, тис.грн/км
АС-120/19	0,244	3765,242
2хАС-120/19	0,122	5408,885
АС-150/24	0,204	3830,038
2хАС-150/24	0,102	5638,934
АС-185/29	0,156	3903,983
2хАС-185/29	0,078	5674,537

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1. Продовження

АС-240/32	0,118	4023,115
2хАС-240/32	0,059	5901,847

Знаходимо коефіцієнти параболи для відповідних перерізів:

$$a_{VO(120)} = K_{III-120} + \frac{H_e \cdot K_{III-120}}{E} = 3765,242 + \frac{0,012 \cdot 3765,242}{0,1} = 4217,071 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}};$$

$$b_{VO(120)} = \frac{r_{VO(120)} \cdot 3_e \cdot \tau}{U_n^2 \cdot \cos \varphi^2 \cdot E} = \frac{0,244 \cdot 280,335 \cdot 3746,792}{110^2 \cdot 0,9^2 \cdot 0,1} = 2,615 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}.$$

Результати розрахунку для інших перерізів наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Коефіцієнти параболи для функції дисконтованих витрат

Марка і переріз проводів	$a_{VO}, \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}$	$b_{VO}, \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}$
АС-120/19	4217,071	2,615
2хАС-120/19	6058,587	1,307
АС-150/24	4292,266	2,186
2хАС-150/24	6319,468	1,093
АС-185/29	4375,135	1,672
2хАС-185/29	6359,368	0,836
АС-240/32	4508,644	1,265
2хАС-240/32	6614,111	0,632

Функції дисконтованих витрат:

$$3_{VO(120)} = a_{VO(120)} + b_{VO(120)} \cdot P^2 = 4217,071 + 2,615 \cdot P^2$$

$$3_{VO(120.x2)} = a_{VO(120.x2)} + b_{VO(120.x2)} \cdot P^2 = 6058,587 + 1,307 \cdot P^2$$

$$3_{VO(150)} = a_{VO(150)} + b_{VO(150)} \cdot P^2 = 4292,266 + 2,186 \cdot P^2$$

$$3_{VO(150.x2)} = a_{VO(150.x2)} + b_{VO(150.x2)} \cdot P^2 = 6319,468 + 1,093 \cdot P^2$$

$$3_{VO(185)} = a_{VO(185)} + b_{VO(185)} \cdot P^2 = 4375,135 + 1,672 \cdot P^2$$

$$3_{VO(185.x2)} = a_{VO(185.x2)} + b_{VO(185.x2)} \cdot P^2 = 6359,368 + 0,836 \cdot P^2$$

$$3_{VO(240)} = a_{VO(240)} + b_{VO(240)} \cdot P^2 = 4508,644 + 1,265 \cdot P^2$$

$$3_{VO(240.x2)} = a_{VO(240.x2)} + b_{VO(240.x2)} \cdot P^2 = 6614,111 + 0,632 \cdot P^2$$

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

На рис. 1.1 зображені функції дисконтованих витрат.

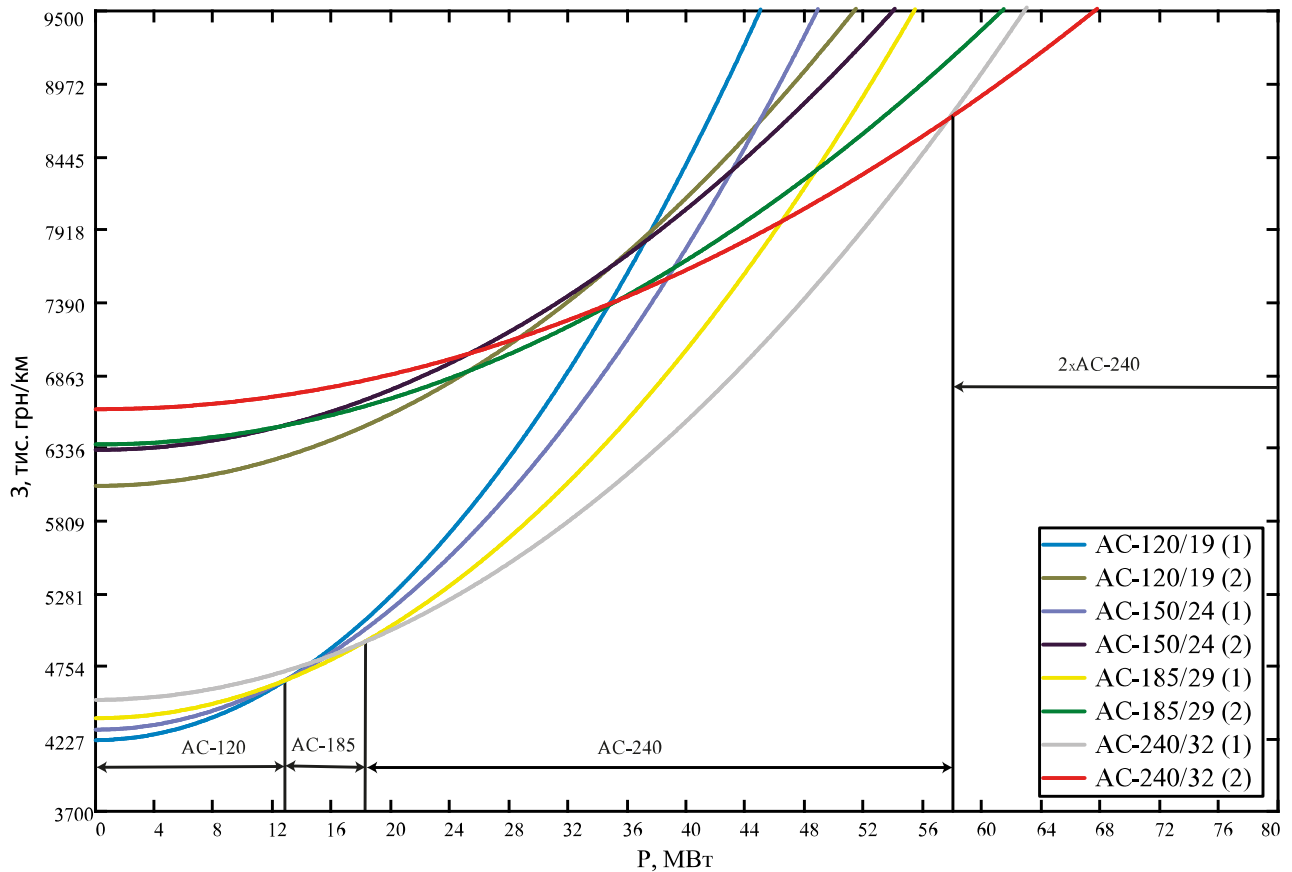


Рисунок 1.1 – Функції дисконтованих витрат

1.2 Апроксимація функції оптимальних витрат для ЛЕП-110 кВ

Робимо апроксимацію функції оптимальних витрат використовуючи метод найменших квадратів.

Якщо функція апроксимується прямою вигляду $y = a_0 + a_1 \cdot x$, то система рівнянь для знаходження коефіцієнтів набуває такого вигляду:

$$\begin{cases} a_0 \cdot S_0 + a_1 \cdot S_1 = T_0 \\ a_0 \cdot S_1 + a_1 \cdot S_2 = T_1 \end{cases} \quad (1.5)$$

де шукані коефіцієнти знаходимо за наступними виразами:

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

Якщо функція апроксимується прямою яка проходить через початок координат, то a_1 знаходимо з рівняння:

						ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			15

$$a_1 = \frac{\sum_{i=1}^N y_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^N x_i^2} \quad (1.6)$$

Обчислюємо координати точок в яких перетинаються функції різних перерізів та координати точок, що належать кривій яка описує дану функцію, саме вони необхідні для апроксимації функції оптимальних витрат. Координати точок наведені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Координати точок функцій необхідних для апроксимації функції

x_i	0	2	4	8	12,946	16	18,106	25	30	35
y_i	4217	4228	4259	4384	4655	4803	4923	5299	5647	6058

Знаходимо S_0, S_1, T_0, T_1 :

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

$$S_1 = \sum_{i=1}^N x_i = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} = 0 + 2 + 4 + 8 + 12,946 +$$

$$+ 16 + 18,106 + 25 + 30 + 35 = 151,052;$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^N x_i^2 = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + x_5^2 + x_6^2 + x_7^2 + x_8^2 + x_9^2 + x_{10}^2 = 0^2 + 2^2 + 4^2 + 8^2 +$$

$$+ 12,946^2 + 16^2 + 18,106^2 + 25^2 + 30^2 + 35^2 = 3585,426;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^N y_i = y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8 + y_9 + y_{10} = 4217,071 + 4227,531 +$$

$$+ 4258,91 + 4384,425 + 4655,327 + 4803,122 + 4923,21 + 5299,011 + 5646,772 +$$

$$+ 6057,763 = 48473,142;$$

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

$$+ y_8 \cdot x_8 + y_9 \cdot x_9 + y_{10} \cdot x_{10} = 0 \cdot 4217,071 + 2 \cdot 4227,531 + 4 \cdot 4258,91 + 8 \cdot 4384,425 +$$

$$+ 12,946 \cdot 4655,327 + 16 \cdot 4803,122 + 18,106 \cdot 4923,21 + 25 \cdot 5299,011 + 30 \cdot 5646,772 +$$

$$+ 35 \cdot 6057,763 = 800723,698.$$

Отримуємо систему рівнянь:

											Арк.
											16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

$$\begin{cases} a_0 \cdot 10 + a_1 \cdot 151,052 = 48473,142; \\ a_0 \cdot 151,052 + a_1 \cdot 3585,426 = 800723,698. \end{cases}$$

Отримуємо коефіцієнти прямої:

$$a_0 = 4053,364 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}};$$

$$a_1 = 52,561 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км} \cdot \text{МВт}}.$$

Для існуючих ліній 110 кВ розрахунок не наводимо, в результаті отримуємо функцію:

$$Z_{\text{існ}} = 52,561 \cdot P.$$

Для лінії, що планується до будівництва, апроксимована функція має вигляд:

$$Z_n = a_0 + a_1 \cdot P = 4053,364 + 52,561 \cdot P.$$

Графік апроксимованої функції зображено на рисунку 1.2.

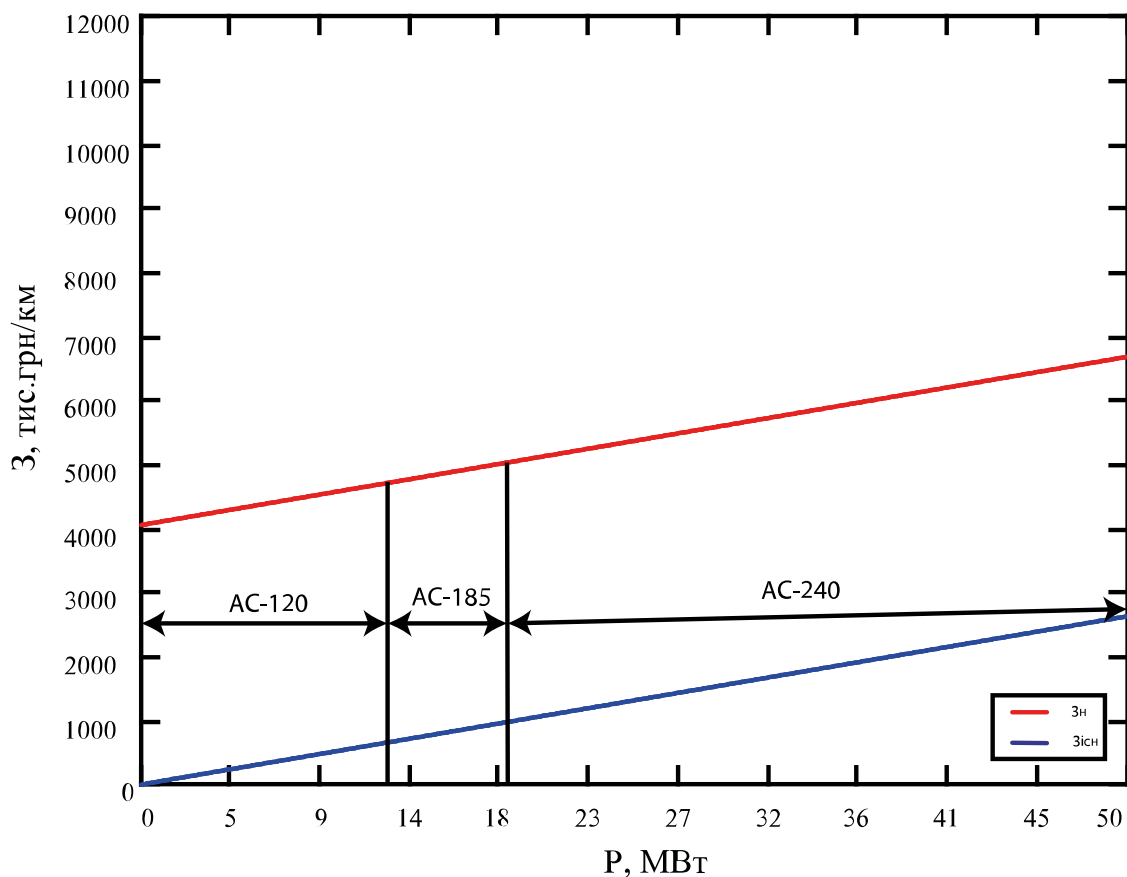


Рисунок 1.2 – Апроксимована функція оптимальних витрат

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки до розділу 1

У розділі було побудовано графік функції оптимальних витрат для ПЛ 110 кВ. При побудові враховувались наступні перерізи проводів: 120 мм², 2х120 мм², 150 мм², 2х150 мм², 185 мм², 2х185 мм², 240 мм², 2х240 мм².

Виконано лінійну апроксимацію функції оптимальних витрат для ПЛ 110 кВ. Отримано наступні коефіцієнти: $a_0 = 4053,364 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}$; $a_1 = 52,561 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км} \cdot \text{МВт}}$.

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ РЕМ

2.1 Метод поконтурної оптимізації

Метод поконтурної оптимізації використовується для розв'язання задач визначення оптимальної конфігурації проектуємої мережі. На початку у вихідній схемі виділяємо дерево мережі та хорди. Дуги, що утворюють дерево, позначаємо індексами $l=1,2,\dots,L$, а хорди – індексами $k=1,2,\dots,K$. Навантаження кожної хорди прирівнюємо до нуля: $P_k=0, k=1,2,\dots,K$. Задаємо $k=1$. Далі для k -го контуру виконуємо оптимізацію. Знаходимо

$$V_k^*(P_l=0) = \min \langle V_k^*(P_l=0 | l \in M_k) \rangle.$$

Якщо $V_k^*(P_l=0) < V_k^*(P_l=0)$, то під час наступного кроку оптимізації дугу l беремо як хорду, а k -у хорду включаємо до дерева мережі. Інакше систему незалежних змінних залишаємо без змін. Задаємо $P_k=0$. Якщо всі контури мережі $k=K$, то рухаємось далі. В іншому випадку змінюють поточний індекс контуру $k=k+1$ та виконуємо оптимізацію k -го контуру. Якщо в циклі процесу оптимізації були зміни в складі дерева та хорд, то приймаємо $k=1$ та виконуємо оптимізацію k -го контуру, якщо ні - кінець.

Критерій закінчення процесу оптимізації – сталість дерева і хорд мережі після виконання циклу оптимізації. В загальному випадку ітераційний процес можна закінчувати, при виконанні умови: $|V^{*(V-1)} - V^{*V}| \leq \varepsilon$, де V – номер циклу оптимізації.

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2 Оптимальна конфігурація РЕМ-110 кВ

Вихідна розрахункова схема мережі зображена на рисунку 2.1. На схемі зображено навантаження у пунктах. Повітряна лінія що існує позначена суцільною лінією, а ті що проєктуються – пунктиром.

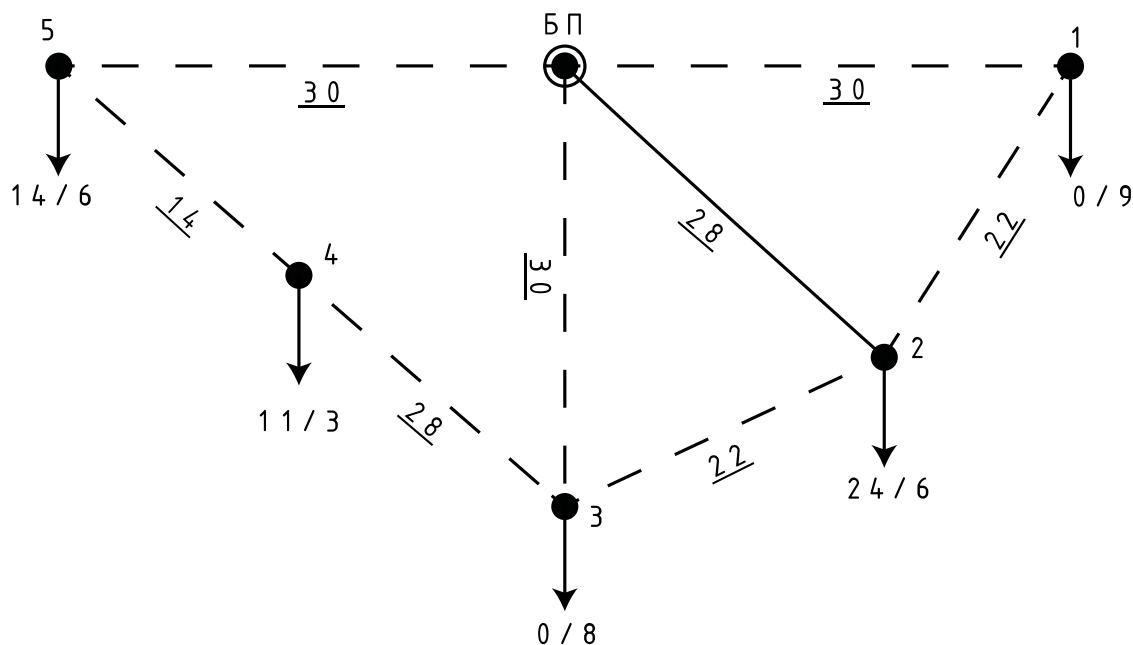


Рисунок 2.1 – Вихідна розрахункова схема РЕМ

Приведені питомі втрати на будівництво одного кілометра повітряної лінії:

$$Z_n = 4,053 + 0,053 \cdot P;$$

Для існуючої лінії враховуємо лише втрати на компенсацію втрат електроенергії:

$$Z_{існ} = 0,053 \cdot P;$$

Виконуємо ітераційний процес оптимізації мережі.

Перша ітерація.

В надлишковій розрахунковій мережі, в якості хорд приймаємо ділянки 0-1, 0-3, 3-4. Конфігурація контурів: перший контур – дуги 1-2, 0-2 та хорда 0-1; другий контур – дуги 0-2, 2-3 та хорда 0-3; третій контур – дуги 0-2, 2-3, 4-5, 0-5 та хорда 3-4.

Виконуємо оптимізацію першого контуру. Послідовно прирівнюємо навантаження ділянок контуру до нуля. Визначаємо поточкорозподіл в мережі і приведені витрати на спорудження мережі. Поточкорозподіл потужностей в

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

першому контурі після прирівнювання до нуля навантажень ліній зображений на рисунку 2.2.

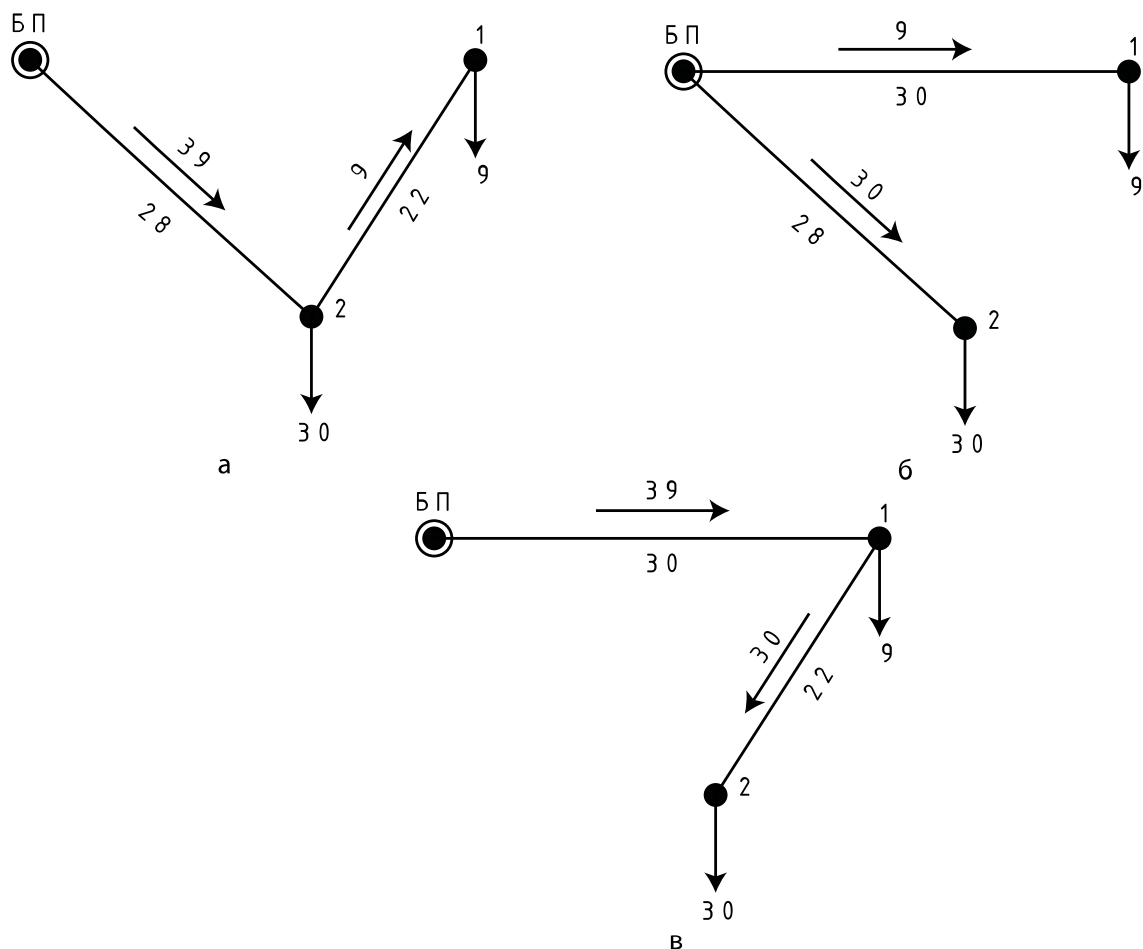


Рисунок 2.2 – Потокорозподіл потужностей в першому контурі після прирівнювання до нуля навантажень ПЛ: а – 0-1; б – 1-2; в – 0-2

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

$$Z_{(0-1)} = (a_1 \cdot P_{0-2}) \cdot L_{0-2} + (a_0 + a_1 \cdot P_{2-1}) \cdot L_{1-2} = (0,053 \cdot 39) \cdot 28 + (4,053 + 0,053 \cdot 9) \cdot 22 = 156,978 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{(1-2)} = (a_1 \cdot P_{0-2}) \cdot L_{0-2} + (a_0 + a_1 \cdot P_{0-1}) \cdot L_{0-1} = (0,053 \cdot 30) \cdot 28 + (4,053 + 0,053 \cdot 9) \cdot 30 = 179,944 \text{ млн.грн};$$

$$Z_{(0-2)} = (a_0 + a_1 \cdot P_{1-2}) \cdot L_{1-2} + (a_0 + a_1 \cdot P_{0-1}) \cdot L_{0-1} = (4,053 + 0,053 \cdot 30) \cdot 22 + (4,053 + 0,053 \cdot 39) \cdot 30 = 306,962 \text{ млн.грн}.$$

Результати розрахунку представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати оптимізації першого контуру

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Лінія	Навантаження лінії, МВт		
	I режим	II режим	III режим
0-1	0	9	39
1-2	9	0	30
0-2	39	30	0
З, млн.грн.	156,978	179,944	306,962

Оскільки найменші значення приведених витрат забезпечує відключення ділянки 0-1, то положення хорд не змінюється, тому зміна системи контурів не доцільна.

Виконуємо оптимізацію другого контуру. Результати розрахунків занесені до таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Результати оптимізації другого контуру

Лінія	Навантаження лінії, МВт		
	I режим	II режим	III режим
2-3	0	30	8
0-2	30	0	38
0-3	8	38	0
З, млн.грн.	178,367	305,385	154,35

Оскільки найменші значення приведених витрат забезпечує відключення ділянки 0-3, то положення хорд не змінюється, тому зміна системи контурів не доцільна.

Виконуємо оптимізацію третього контуру. Розрахунки наведені в таблиці 2.3.

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.3 – Результати оптимізації третього контуру.

Лінія	Навантаження лінії, МВт				
	I режим	II режим	III режим	IV режим	V режим
0-5	34	20	0	42	72
4-5	14	0	20	22	52
0-2	38	52	72	30	0
2-3	8	22	42	0	30
3-4	0	14	34	8	38
3, млн.грн.	396,613	478,379	478,701	430,184	623,429

Оскільки найменші значення приведених витрат забезпечує відключення ділянки 3-4, то положення хорд не змінюється, тому зміна системи контурів не доцільна.

На першому циклі оптимізації хорди незалежних контурів не змінилися, отримуємо оптимальну конфігурацію мережі.

На рисунку 2.3 зображено оптимальну конфігурацію проектованої мережі.

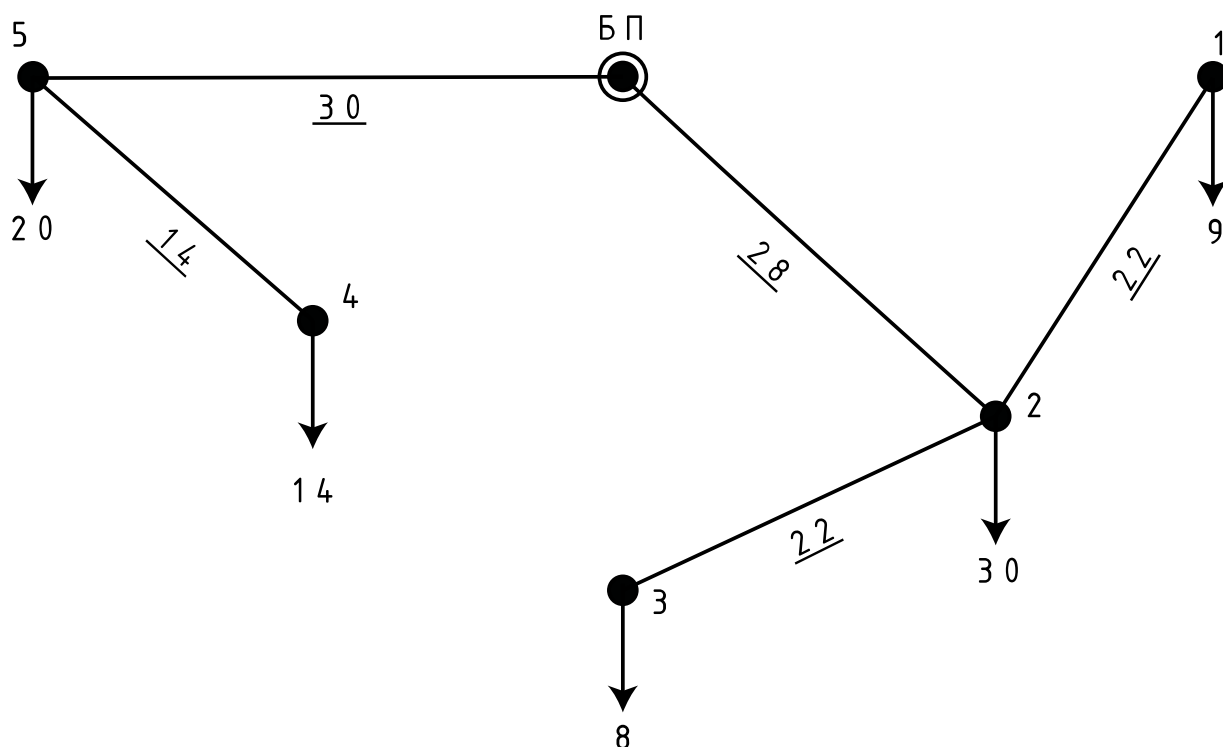


Рисунок 2.3 – Оптимальна конфігурація проектованої мережі

Висновки до розділу 2

В даному розділі зроблено оптимізацію РЕМ 110 кВ методом поконтурної оптимізації. За допомогою лінійної апроксимації функції сумарних дисконтових затрат було встановлену оптимальну схему розподільчої мережі. В кожному контурі було прибрано ділянку мережі, в першому – 0-1, другому – 0-3, третьому – 3-4. При вилучені ділянки 0-1 ціна спорудження решти ділянок 1 контуру буде дорівнювати 156,978 млн.грн. При вилучені ділянки 0-3 ціна спорудження решти ділянок 2 контуру буде дорівнювати 154,35 млн.грн. При вилучені ділянки 3-4 ціна спорудження решти ділянок 3 контуру буде дорівнювати 396,613 млн.грн. По результатам розрахунку загальна ціна оптимізованої мережі буде дорівнювати 509,439 млн.грн.

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Вибір трансформаторів на ПС 110 кВ

Вибираючи кількість, тип та потужність силових трансформаторів потрібно виходити с припущення, що в кожному локальному районі електропостачання присутні споживачі першої та другої категорії, саме тому на всіх понижуючих підстанціях встановлюють по два трансформатора.

Шукаємо необхідну потужність силових трансформаторів для встановлення на підстанції у пункті 2. Величина реактивного навантаження:

$$Q_{нн-2} = -P_{нн-2} \cdot \tan(\varphi_{нн}) = -6 \cdot 0,698 = -4,188 \text{ МВАр};$$

$$Q_{сн-2} = -P_{сн-2} \cdot \tan(\varphi_{сн}) = -24 \cdot 0,646 = -15,502 \text{ МВАр}.$$

Повне навантаження та його модуль у пункті 2 становить:

$$\dot{S}_{\max-2} = P_{сн-2} + P_{нн-2} + j(Q_{сн-2} + Q_{нн-2}) = 6 + 24 + j(-15,502 - 4,188) = 30 - j19,69 \text{ МВА};$$

$$S_{\max-2} = \sqrt{P_{\max-2}^2 + Q_{\max-2}^2} = \sqrt{30^2 + (-19,69)^2} = 35,885 \text{ МВА}.$$

Потужність кожного трансформатора обирається так, щоб при відключенні одного із них, трансформатор що залишився міг передати задану потужність без порушень вимог ПТЕ до своєї здатності до перевантаження. Коефіцієнт перевантаження складає 1.5, тому:

$$S_{T-2} = \frac{S_{\max-2}}{1,5} = \frac{35,885}{1,5} = 23,923 \text{ МВА}.$$

Тому для ПС у пункті 2 встановлюємо два триобмоткові силові трансформатори типу ТДТН – 25000/110.

В такий самий спосіб знаходимо потужність та тип трансформаторів на інших ПС. Результати вибору трансформаторів занесені до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вибір силових трансформаторів

ПС	Модуль повної потужності, $ \dot{S}_{\max} $, МВА	Розрахункова потужність, S_T , МВА	Кількість і тип трансформаторів
1	10,976	7,317	2×ТДН-10000/110
2	35,885	23,923	2×ТДТН-25000/110
3	9,756	6,504	2×ТДН-10000/110

										ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
											25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Таблиця 3.1. Продовження

4	16,752	11,168	2×ТДТН-16000/110
5	23,98	15,987	2×ТДТН-16000/110

3.2 Розрахунок поточкорозподілу потужності в L-схемі РЕМ-110 кВ

Розрахунок поточкорозподілу в у L-схемі проводимо методом контурних рівнянь за довжинами ділянок. Виділяємо перемички 0-1, 3-4, 0-3 та знаходимо поточкорозподіл розімкненої мережі:

$$\dot{S}_{2-1}^{poz} = \dot{S}_{1-max} = 9 - j6,282 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-3}^{poz} = \dot{S}_{3-max} = 8 - j5,584 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-4}^{poz} = \dot{S}_{4-max} = 14 - j9,199 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-2}^{poz} = \dot{S}_{2-1}^{poz} + \dot{S}_{2-3}^{poz} + \dot{S}_{2-max} = 9 - j6,282 + 8 - j5,584 + 30 - j19,69 = 47 - j31,557 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-5}^{poz} = \dot{S}_{5-max} + \dot{S}_{5-4}^{poz} = 20 - j13,231 + 14 - j9,199 = 34 - j22,43 \text{ МВА}.$$

Поточкорозподіл потужності в умовно розімкненій L-схемі наведений на рисунку 3.1.

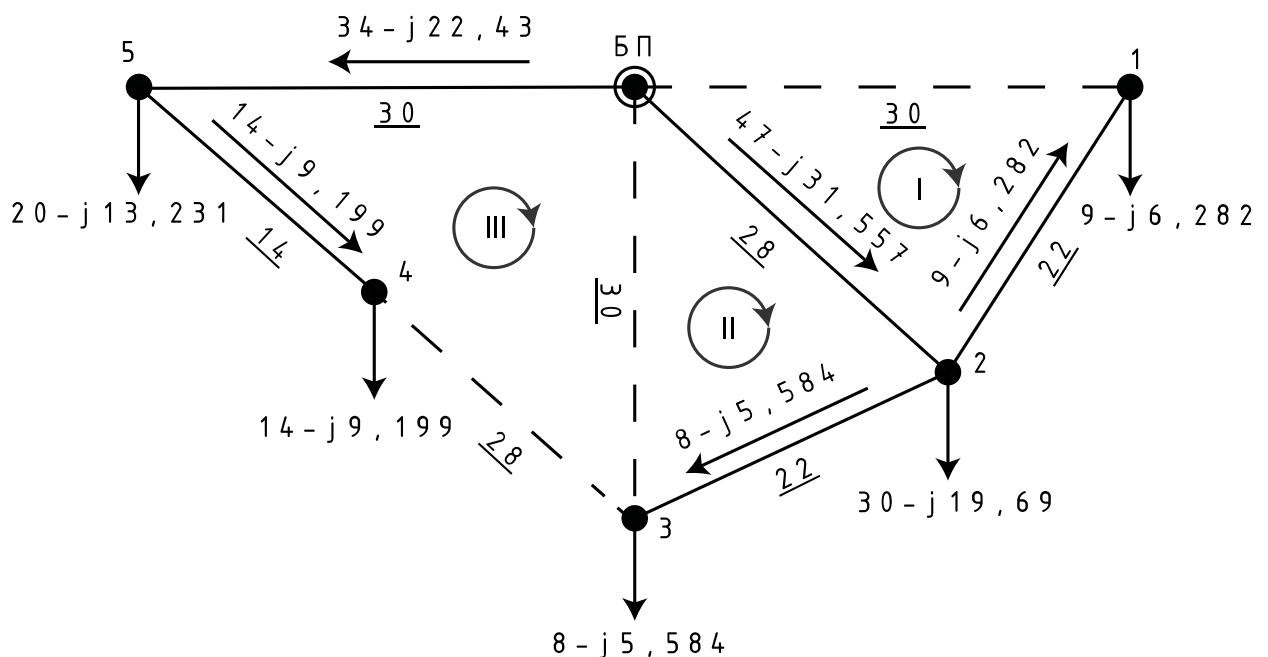


Рисунок 3.1 – Поточкорозподіл потужностей в розімкненій L-схемі РЕМ

Знаходимо значення власних та взаємних довжин контурів:

$$L_I = L_{0-1} + L_{1-2} + L_{0-2} = 30 + 22 + 28 = 80 \text{ км};$$

$$L_{II} = L_{0-2} + L_{2-3} + L_{0-3} = 28 + 22 + 30 = 80 \text{ км};$$

$$L_{III} = L_{0-2} + L_{2-3} + L_{3-4} + L_{4-5} + L_{0-5} = 28 + 22 + 28 + 14 + 30 = 122 \text{ км};$$

$$L_{I-II} = L_{0-2} = 28 \text{ км};$$

$$L_{II-III} = L_{0-2} + L_{2-3} = 28 + 22 = 50 \text{ км};$$

$$L_{I-III} = L_{0-2} = 28 \text{ км}.$$

Формуємо систему контурних рівнянь:

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

Отримуємо:

$$\dot{S}_I^K = 15,478 - j10,417 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II}^K = -18,873 + j12,61 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III}^K = 9 - j5,881 \text{ МВА}.$$

Знаходимо поточкорозподіл потужності в замкненій L-схемі електричної мережі:

$$\dot{S}_{0-3} = -\dot{S}_{II}^K = 18,873 - j12,61 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-1} = \dot{S}_I^K = 15,478 - j10,417 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-1} = \dot{S}_{2-1}^{poz} - \dot{S}_I^K = 9 - j6,282 - 15,478 - j10,417 = -6,478 + j4,135 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-2} = -\dot{S}_I^K + \dot{S}_{II}^K + \dot{S}_{0-2}^{poz} + \dot{S}_{III}^K = -15,478 + j10,417 + 18,873 - j12,61 + 9 - j5,881 = 21,674 - j14,41 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{II}^K + \dot{S}_{2-3}^{poz} + \dot{S}_{III}^K = 18,873 - j12,61 + 8 - j5,881 + 9,025 - j5,881 = -1,848 + j1,145 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-4} = \dot{S}_{III}^K = 9,025 - j5,881 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-4} = -\dot{S}_{III}^K + \dot{S}_{5-4}^{poz} = -9,025 + j5,881 + 14 - j9,199 = 4,975 - j3,319 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-5} = -\dot{S}_{III}^K + \dot{S}_{0-5}^{poz} = -9,025 + j5,881 + 34 - j22,43 = 24,975 - j16,55 \text{ МВА}.$$

Перевіряємо правильність розрахунків за допомогою II-го закону Кірхгофа:

									ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
										27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$\dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} - \dot{S}_{2-1} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} = (15,478 - j10,417) \cdot 30 +$$

$$+ (-6,478 + j4,135) \cdot 22 - (21,674 - j14,41) \cdot 28 = 0;$$

$$\dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} + \dot{S}_{2-3} \cdot L_{2-3} - \dot{S}_{0-3} \cdot L_{0-3} = (21,674 - j14,41) \cdot 28 + (-1,848 + j1,145) \cdot 22 -$$

$$- (18,873 - j12,61) \cdot 30 = 0;$$

$$\dot{S}_{0-2} \cdot L_{0-2} + \dot{S}_{2-3} \cdot L_{2-3} + \dot{S}_{3-4} \cdot L_{3-4} - \dot{S}_{5-4} \cdot L_{4-5} - \dot{S}_{0-5} \cdot L_{0-5} = (21,674 - j14,41) \cdot 28 +$$

$$+ (-1,848 + j1,145) \cdot 22 + (9,025 - j5,881) \cdot 28 - (4,975 - j3,319) \cdot 14 -$$

$$- (24,975 - j16,55) \cdot 30 = 0.$$

Потокорозподіл потужності в L-схемі розраховано вірно. Потокорозподіл потужності в замкненій L-схемі показаний на рисунку 3.2.

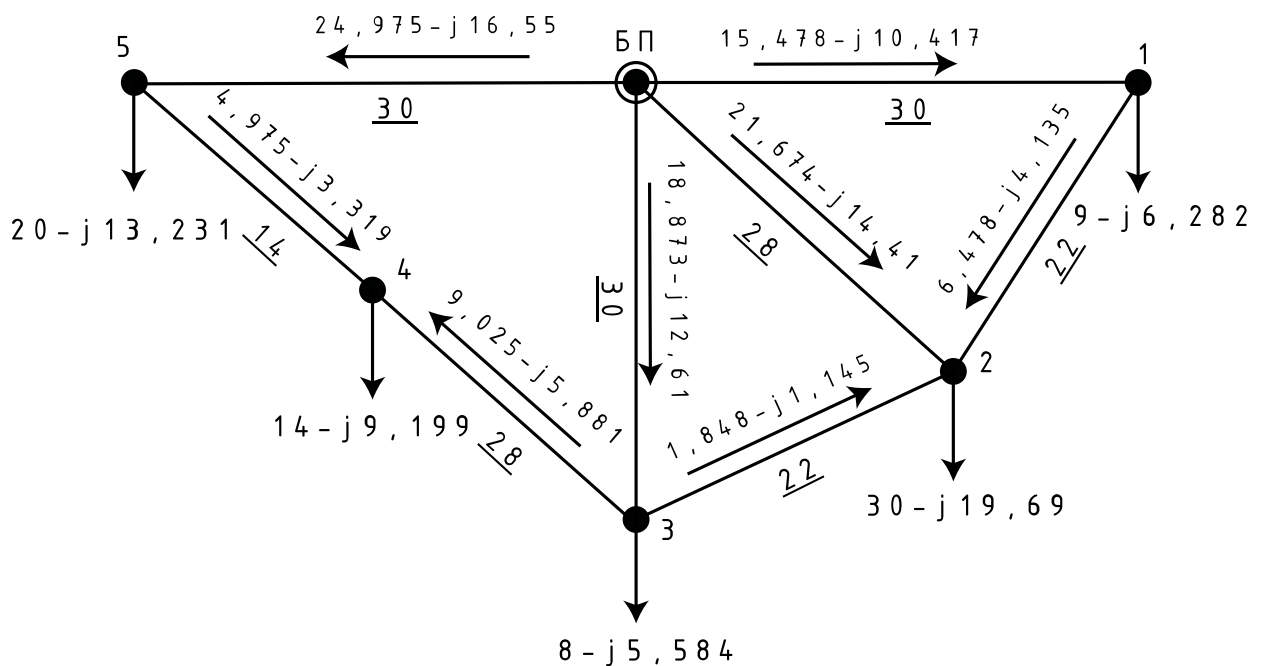


Рисунок 3.2 - Потокорозподіл потужності в L-схемі мережі

3.3 Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів ПЛ-110 кВ

Для того щоб знайти кількість ланцюгів та потрібні перерізи проводів використаємо раніше розраховану функцію дисконтованих втрат.

Згідно розрахованого поточкорозподілу потужності L-схеми вибираємо перерізи проводів для всіх ліній, після чого перевіряємо їх в післяаварійних режимах роботи на відповідність щодо технічних обмежень.

Для ділянки 2-1 струмове навантаження і значення оптимального перерізу рівні:

$$\dot{i}_{2-1} = \frac{\dot{S}_{2-1}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{-6,478 + j4,135}{\sqrt{3} \cdot 110} = -34,001 + j21,704 \text{ A};$$

$$|\dot{i}_{2-1}| = |-34,001 + j21,704| = 40,338 \text{ A};$$

$$F_{opt\ 2-1} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{2-1})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{ex} \cdot 10^{-1}}{k_{num\ 3M\ 110(1)} \cdot (H_e + E_n)}} =$$

$$= \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (40,338)^2 \cdot 28,5 \cdot 3979,458 \cdot 280,335 \cdot 10^{-5}}{4295,5 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 55,112 \text{ мм}^2.$$

Результати розрахунків інших ділянок наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Вибір кількості ланцюгів і перерізу проводів

ПЛ	Навантаження S_i , МВА	Струмове навантаження I_i , А	Оптимальний переріз, F_{opt} , мм ²	Марка проводу
2-1	7,685	40,338	55,112	АС-120/19
0-1	18,657	97,925	133,791	АС-185/29
0-2	26,027	136,606	186,64	АС-240/32
2-3	2,174	11,412	15,592	АС-120/19
3-4	10,772	56,538	77,246	АС-185/29
0-3	22,698	119,135	162,77	АС-185/29
0-5	29,961	157,253	214,85	АС-240/32
5-4	5,98	31,388	42,885	АС-120/19

Розглядаємо першу групу післяаварійних режимів. Тому, для всіх понижаючих підстанцій районної мережі розглядаємо випадок відключення одного силового трансформатора.

Знаходимо допустимий діапазон рівня напруги на шинах високої напруги для пункту 2.

Порахуємо величину фіктивної напруги КЗ трансформатора:

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$u_{кв-2} = 0,5 \cdot (u_{к(в-с)-2} + u_{к(в-н)-2} + u_{к(с-н)-2}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%;$$

$$u_{кс-2} = 0,5 \cdot (u_{к(в-с)-2} + u_{к(с-н)-2} + u_{к(в-н)-2}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25\% \rightarrow u_{кс-2} = 0\%;$$

$$u_{кн-2} = 0,5 \cdot (u_{к(в-н)-2} + u_{к(с-н)-2} + u_{к(в-с)-2}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%.$$

Знайдемо втрати напруги в обмотках трансформатора

$$\Delta U_{тв-2} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к-2} \cdot U_{тв-2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-2}^2} - \frac{Q_2}{n} \cdot \frac{U_{тв-2} \cdot u_{кв-2}}{100 \cdot S_{ном-2}} = \frac{30}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-19,69}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 10,123 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тс-2} = \frac{P_{сн-2}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к-2} \cdot U_{тс-2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-2}^2} - \frac{Q_{сн-2}}{n} \cdot \frac{U_{тс-2} \cdot u_{кс-2}}{100 \cdot S_{ном-2}} = \frac{24}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-15,502}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,309 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тн-2} = \frac{P_{нн-2}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к-2} \cdot U_{тн-2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-2}^2} - \frac{Q_{нн-2}}{n} \cdot \frac{U_{тн-2} \cdot u_{кн-2}}{100 \cdot S_{ном-2}} = \frac{6}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-4,188}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 25} = 1,378 \text{ кВ}.$$

Отже допустимий регулювальний діапазон становить:

$$\Delta U_{\min-2} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв-2}}{U_{тн-2}} \cdot (1 - \omega_{в-2}) + \Delta U_{тв-2} + \Delta U_{тн-2} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 10,123 + 1,378 = 103,688 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\max-2} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв-2}}{U_{тн-2}} \cdot (1 + \omega_{в-2}) + \Delta U_{тв-2} + \Delta U_{тн-2} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 10,123 + 1,378 = 138,859 \text{ кВ}.$$

Так само здійснюємо розрахунок допустимого регулювального діапазону для всіх трансформаторів. Результати розрахунку наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Регулювальні діапазони силових трансформаторів

№ ПС	Тип трансформатора	Обмотка	U_i , кВ	Потік потужності, МВА	ΔU_i , кВ	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ
1	ТДН-10000/110	ВН	115	9-j6,282	8,207	100,394	135,565

					ДП9201.141.013.ПЗ			Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				30

Таблиця 3.3. Продовження

2	ТДТН-25000/110	ВН	115	30-j19,69	10,123	103,688	138,859
		СН	38,5	24-j15,502	0,309		
		НН	11	6-j4,188	1,378		
3	ТДН-10000/110	ВН	115	8-j5,584	7,295	99,482	134,653
4	ТДТН-16000/110	ВН	115	14-j9,199	7,422	100,618	135,789
		СН	38,5	11-j7,105	0,247		
		НН	11	3-j2,094	1,008		
5	ТДТН-16000/110	ВН	115	20-j13,231	10,672	104,876	140,047

Розрахуємо значення рівня напруги в пунктах мережі. Прийmemo, що $x_0 = 0,4$ ом/км, тоді рівень напруги в пункті 2:

$$U_2 = \sqrt{U_{\text{БП}}^2 - 2 \cdot (P_{0-2} \cdot r_{0-2} - Q_{0-2} \cdot x_{0-2})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (21,674 \cdot 3,304 - 14,41 \cdot 11,2)} = 111,937 \text{ кВ.}$$

В такий самий спосіб виконуємо розрахунки для інших пунктів мережі.

Результати наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Перевірка першої групи післяаварійних режимів

№ ПС	U_i , кВ	Регульовальний діапазон	
		U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	112,571	100,394	135,565
2	111,937	103,688	138,859
3	112,116	99,482	134,653
4	111,134	100,618	135,789
5	111,454	104,876	140,047

Бачимо, що рівень напруги у всіх пунктах знаходяться в допустимих межах, технічні обмеження першої групи післяаварійних режимів виконуються.

Виконуємо перевірку виконання технічних обмежень другої групи післяаварійних режимів. Для цього розраховуємо поточкорозподіл потужностей в L-схемі мережі після відключення максимально навантаженої ділянки – 0-5.

Результати розрахунку поточкорозподілу потужностей приведені на рисунку 3.3.

										Арк.
										31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

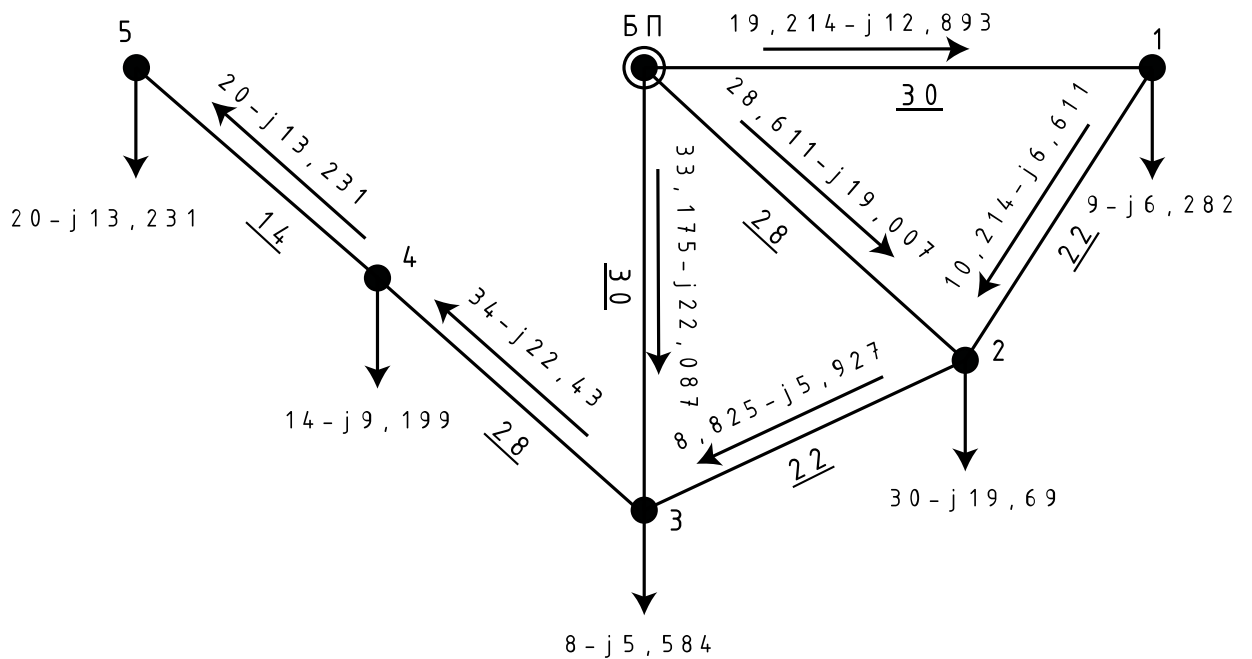


Рисунок 3.3 – Поторозподіл потужностей при відключеній ділянці 0-5

Рахуємо струмові навантаження ділянок в післяаварійному режимі:

$$I_{1-2} = \frac{|\dot{S}_{1-2}^{ав}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{10,214^2 + 6,11^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 63,856 \text{ А.}$$

Ділянка 1-2 виконана проводом з перерізом 120 мм^2 , то для такого типу проводу згідно з нормами ПУЕ тривалодопустимий струм рівний 390 А . Отже, на ділянці перевантаження за струмом відсутнє. В такий самий спосіб розрахуємо для інших ділянок мережі. Результати наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.5 – Перевірка проводів за допустимим струмом

Ділянка	Марка та переріз проводу, мм^2	I_i , А	$I_{дон}$, А
2-1	АС-120/19	63,856	390
0-1	АС-185/29	121,445	510
0-2	АС-240/32	180,287	610
2-3	АС-120/19	55,797	390
3-4	АС-185/29	213,789	510
0-3	АС-185/29	209,185	510
4-5	АС-120/19	125,865	390

Аналіз результатів наведених в таблиці 3.5, показує що жодна ділянка не перевантажена за струмом у післяаварійному режимі.

Перевірку на допустимість відхилення напруги на шинах ВН виконаємо для пункту, який в післяаварійному режимі має найнижчий рівень напруги. Пункт 5 має найнижчий рівень напруги:

$$U_5 = \sqrt{U_4^2 - 2 \cdot (P_{5-4} \cdot r_{4-5} - Q_{5-4} \cdot x_{4-5})} = \sqrt{106,564^2 - 2 \cdot (20 \cdot 3,416 - 13,231 \cdot 5,6)} = 105,219 \text{ кВ.}$$

Шукаємо допустимий регулювальний діапазон силових трансформаторів встановлених в 5 пункті:

$$\Delta U_{тв-5} = \frac{P_5}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к-5} \cdot U_{тв-5} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-4}^2} - \frac{Q_5}{n} \cdot \frac{U_{тв-5} \cdot U_{кв-5}}{100 \cdot S_{ном-5}} = \frac{20}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-13,231}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 5,336 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{тс-5} = \frac{P_{сн-5}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к-5} \cdot U_{тв-5} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-5}^2} - \frac{Q_{сн-5}}{n} \cdot \frac{U_{тв-5} \cdot U_{кв-5}}{100 \cdot S_{ном-5}} = \frac{14}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-9,043}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,157 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{тн-5} = \frac{P_{нн-5}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к-5} \cdot U_{тв-5} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{ном-5}^2} - \frac{Q_{нн-5}}{n} \cdot \frac{U_{тв-5} \cdot U_{кн-5}}{100 \cdot S_{ном-5}} = \frac{6}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-4,188}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 1,008 \text{ кВ.}$$

Отже допустимий регулювальний діапазон становить:

$$\Delta U_{\min-5} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв-5}}{U_{тн-5}} \cdot (1 - \omega_{в-5}) + \Delta U_{тв-5} + \Delta U_{тн-5} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 5,336 + 1,008 = 98,531 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{\max-5} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв-5}}{U_{тн-5}} \cdot (1 + \omega_{в-5}) + \Delta U_{тв-5} + \Delta U_{тн-5} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 5,336 + 1,008 = 133,703 \text{ кВ.}$$

Таким чином видно, що значення напруги в післяаварійному режимі в 5 пункті знаходиться в допустимих межах. Це означає, що обрані перерізи проводів відповідають технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів.

										ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
											33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

3.4 Розрахунок параметрів елементів Z-схеми заміщення

Розрахуємо параметри схем заміщення силових трансформаторів на понижуючих ПС-110 кВ. Розглядаємо блок трансформаторів розташованих в пункті 3. Значення активного опору блоку із двох трансформаторів типу ТДН-10000/110:

$$r_{m-3} = \frac{\Delta P_{к3} \cdot U_{m\theta-3}^2}{n \cdot S_{ном-3}^2} = \frac{60 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000^2} = 3,967 \text{ Ом.}$$

Значення індуктивного опору:

$$x_{m-3} = \frac{U_{к3} \cdot U_{m\theta-3}^2}{n \cdot S_{ном-3}^2} = \frac{10,5 \cdot 115^2 \cdot 10}{2 \cdot 10000^2} = 69,431 \text{ Ом.}$$

Значення активної та індуктивної провідності:

$$g_{m-3} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx3}}{U_{m\theta-3}^2} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,117 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{m-3} = -\frac{n \cdot I_{xx3} \cdot S_{ном-3}}{U_{m\theta-3}^2} = -\frac{2 \cdot 0,7 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -10,56 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Розрахуємо параметри схем заміщення блоку триобмоткових трансформаторів у пункті 5:

$$r_{\theta-5} = r_{c-5} = r_{н-5} = \frac{\Delta P_{к5} \cdot U_{m\theta-5}^2}{n \cdot 2 \cdot S_{ном-5}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 2 \cdot 16000^2} = 1,292 \text{ Ом;}$$

$$x_{m\theta-5} = \frac{10 \cdot u_{к\theta-5} \cdot U_{m\theta-5}^2}{n \cdot S_{ном-5}^2} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 44,428 \text{ Ом;}$$

$$x_{mс-5} = \frac{10 \cdot u_{кс-5} \cdot U_{m\theta-5}^2}{n \cdot S_{ном-5}^2} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{mн-5} = \frac{10 \cdot u_{кн-5} \cdot U_{m\theta-5}^2}{n \cdot S_{ном-5}^2} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 16000} = 25,83 \text{ Ом;}$$

$$g_{m-5} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx5}}{U_{m\theta-5}^2} = \frac{2 \cdot 23 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 3,478 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$b_{m-5} = -\frac{n \cdot I_{xx5} \cdot S_{ном-5}}{U_{m\theta-5}^2} = \frac{2 \cdot 1 \cdot 16000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -24,197 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

В такий самий спосіб проводимо розрахунок для всіх блоків силових трансформаторів. Результати розрахунків представлено в таблиці 3.6.

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.6 – Параметри схем заміщення блоків трансформаторів

ПС	Кількість та тип трансформатора	Опір, Ом					Повна провідність, мкСм
		r_m	x_m	x_σ	x_c	x_H	
1	2хТДН-10000/110	3,967	69,431	-	-	-	2,12-j10,59
2	2хТДТН-25000/110	0,741	-	28,434	0	17,854	4,69-j26,47
3	2хТДН-10000/110	3,967	69,431	-	-	-	2,12-j10,59
4	2хТДТН-16000/110	1,292	-	44,428	0	25,83	3,48-j24,2
5	2хТДТН-16000/110	1,292	-	44,428	0	25,83	3,48-j24,2

Робимо розрахунок параметрів схем заміщення повітряних ліній електропередавання номінальною напругою 110 кВ. Значення погонного реактивного опору:

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

$$x_{0(185)} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{185}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{18,8}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,411 \text{ Ом / км};$$

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

Значення ємнісної провідності:

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

$$b_{0(185)} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{185}}\right)} = \frac{7,56 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{18,8}\right)} = 2,781 \text{ мкСм / км};$$

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

Шукаємо активний та реактивний опір ділянки 0-2:

$$r_{0-2} = r_{0(240)} \cdot L_{0-2} = 0,118 \cdot 28 = 3,304 \text{ Ом};$$

$$x_{0-2} = x_{0(240)} \cdot L_{0-2} = 0,403 \cdot 28 = 11,27 \text{ Ом}.$$

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

Повний опір ділянки 0-2:

$$Z_{0-2} = r_{0-2} + j \cdot x_{0-2} = 3,304 + j11,27 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо реактивну провідність ділянки 0-2:

$$b_{0-2} = b_{0(240)} \cdot L_{0-2} = 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 28 = 79,623 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Активну провідність всіх повітряних ліній 110 кВ приймаємо рівними нулю, тому що втрати на корону в лініях 110 кВ не значні.

Проводимо розрахунки для решти ділянок. Результати заносимо до таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Параметри схем заміщення ПЛ – 110кВ

ПЛ	Марка проводів	Довжина ПЛ, L, км	Повний опір $Z_{\text{л}}$, Ом	Ємнісна провідність, $b_{\text{л}}$, мкСм
2-1	АС-120/19	22	5,368+j9,342	59,173
0-1	АС-185/29	30	4,68+j12,337	83,424
0-2	АС-240/32	28	3,304+j11,27	79,623
2-3	АС-120/19	22	5,368+j9,342	59,173
3-4	АС-185/29	28	4,368+j11,515	77,862
0-3	АС-185/29	30	4,68+j12,337	83,424
4-5	АС-120/19	14	3,416+j5,945	37,656
0-5	АС-240/32	30	3,54+j12,075	85,311

Здійснимо розрахунок приведених навантажень для ПС 110 кВ. Розглянемо ПС №3. Коефіцієнти завантаження трансформаторів:

$$\beta_3 = \frac{S_{\text{max-3}}}{n \cdot S_{\text{ном-3}}} = \frac{9,756 \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0,488.$$

Розрахунок втрат потужності в блоці трансформаторів в пункті 3:

$$\Delta P_{\text{tz-3}} = n \cdot \Delta P_{\text{к3}} \cdot \beta_3^2 = 2 \cdot 60 \cdot 0,488^2 = 28,554 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{tz-3}} = n \cdot S_{\text{ном-3}} \cdot \beta_3^2 \cdot U_{\text{к3}} = 2 \cdot 10000 \cdot 0,488^2 \cdot 10,5 \cdot 10^{-2} = -499,703 \text{ кВАр.}$$

Значення приведенного навантаження у пункті 3:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{np-3}} &= \dot{S}_{\text{max-3}} + \Delta P_{\text{tz-3}} + j \cdot \Delta Q_{\text{tz-3}} = 8 - j5,584 + 28,554 + j \cdot (-499,703) = \\ &= 8,029 - j6,084 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Приведене навантаження пункту 4. Коефіцієнти завантаження трансформаторів:

						ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
							36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

$$\beta_{\text{вн-4}} = \frac{S_{\text{вн-4}}}{n \cdot S_{\text{ном-4}}} = \frac{\sqrt{14^2 + 9,199^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,523;$$

$$\beta_{\text{сн-4}} = \frac{S_{\text{сн-4}}}{n \cdot S_{\text{ном-4}}} = \frac{\sqrt{11^2 + 7,105^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,409;$$

$$\beta_{\text{нн-4}} = \frac{S_{\text{нн-4}}}{n \cdot S_{\text{ном-4}}} = \frac{\sqrt{3^2 + 2,094^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,114.$$

Розрахуємо втрати потужності в блоці трансформатора в пункті 4:

$$\Delta P_{\text{тз-4}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{к4}}}{2} \cdot (\beta_{\text{вн-4}}^2 + \beta_{\text{сн-4}}^2 + \beta_{\text{нн-4}}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,523^2 + 0,409^2 + 0,114^2) = 45,459 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{тз-4}} = -n \cdot S_{\text{ном-4}} \cdot (\beta_{\text{вн-4}}^2 \cdot U_{\text{кв-4}} + \beta_{\text{сн-4}}^2 \cdot U_{\text{кс-4}} + \beta_{\text{нн-4}}^2 \cdot U_{\text{кн-4}}) = -2 \cdot 16000 \cdot (0,523^2 \cdot 10,75 + 0,409^2 \cdot 0 + 0,114^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -968,875 \text{ кВар}.$$

Значення приведеного навантаження в пункті 4:

$$\dot{S}_{\text{нр-4}} = \dot{S}_{\text{макс-4}} + \Delta P_{\text{тз-4}} + j \cdot \Delta Q_{\text{тз-4}} = 14 - j9,199 + 45,459 + j \cdot (-968,875) = 14,045 - j10,168 \text{ МВА}.$$

В такий самий спосіб знаходимо приведене навантаження всіх пунктів. Результат заносимо до таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Приведені навантаження ПС 110 кВ

ПС	$\dot{S}_{\text{зад}}$, МВА	$\Delta \dot{S}_{\text{тз}}$, МВА	$\dot{S}_{\text{нр}}$, МВА
1	9-j6,282	0,036-j0,632	9,036-j6,914
2	30-j19,69	0,121-j2,841	30,121-j22,531
3	8-j5,584	0,029-j0,5	8,029-j6,084
4	14-j9,199	0,045-j0,969	14,045-j10,168
5	20-j13,231	0,089-j2,036	20,089-j15,268

Розрахуємо сумарні еквівалентні провідності пунктів мережі. Для пункту 5 маємо:

$$\underline{Y}_5 = \underline{Y}_{\text{m-5}} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{\text{0-5}} + \underline{Y}_{\text{4-5}}) = 3,478 \cdot 10^{-6} - 24,197 \cdot 10^{-6} + 0,5 \cdot (85,311 \cdot 10^{-6} + 37,656 \cdot 10^{-6}) = 3,478 \cdot 10^{-6} + 33,562 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

В такий самий спосіб рахуємо еквівалентні провідності для решти пунктів. Результати занесені до таблиці 3.9.

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

Таблиця 3.9 – Сумарні еквівалентні провідності

Номер пункту	\underline{Y}_i , мкСм
1	2,117+j60,713
2	4,688+j72,52
3	2,117+j99,644
4	3,478+j33,562
5	3,478+j37,287
0	j165,891

Розрахункова схема електричної мережі зображена на рисунку 3.4.

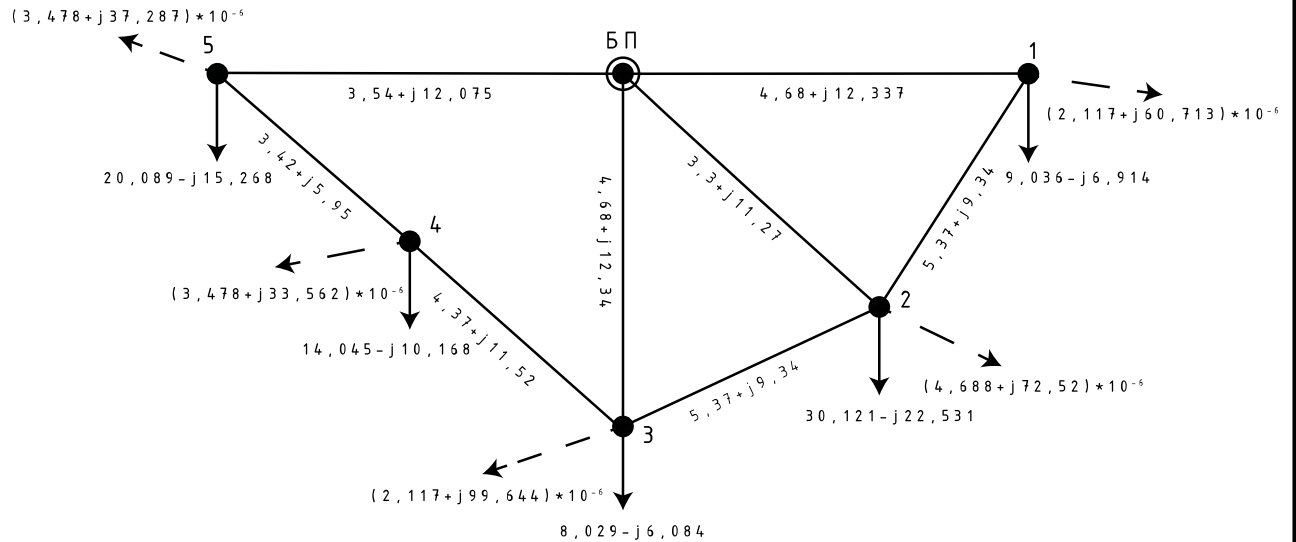


Рис. 3.4 – Розрахункова схема мережі

3.5 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Режим максимальних навантажень рахуємо за допомогою методу контурних рівнянь.

Перша ітерація.

Рівень напруги в пунктах приймаємо рівною номінальній. Рахуємо лінійні струми навантажень в пунктах мережі:

$$\begin{aligned}
 \dot{I}_{p1}^{(1)} &= \frac{\dot{S}_{np-1}}{\hat{U}_1^{(0)}} + \underline{Y}_1 \cdot U_1^{(0)} = \frac{9,036 - j6,914}{110} + (2,117 \cdot 10^{-6} + j60,713 \cdot 10^{-6}) \cdot 110 = \\
 &= 82,38 - j56,18 \text{ A};
 \end{aligned}$$

$$\dot{i}_{p2}^{(1)} = \frac{\dot{S}_{np-2}}{\hat{U}_2^{(0)}} + \underline{Y}_2 \cdot U_2^{(0)} = \frac{30,121 - j22,531}{110} + (4,668 \cdot 10^{-6} + j72,52 \cdot 10^{-6}) \cdot 110 =$$

$$= 274,341 - j196,853 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{p3}^{(1)} = \frac{\dot{S}_{np-3}}{\hat{U}_3^{(0)}} + \underline{Y}_3 \cdot U_3^{(0)} = \frac{8,029 - j6,084}{110} + (2,117 \cdot 10^{-6} + j99,644 \cdot 10^{-6}) \cdot 110 =$$

$$= 73,22 - j44,346 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{p4}^{(1)} = \frac{\dot{S}_{np-4}}{\hat{U}_4^{(0)}} + \underline{Y}_4 \cdot U_4^{(0)} = \frac{14,045 - j10,168}{110} + (3,478 \cdot 10^{-6} + j33,562 \cdot 10^{-6}) \cdot 110 =$$

$$= 128,069 - j88,746 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{p5}^{(1)} = \frac{\dot{S}_{np-5}}{\hat{U}_5^{(0)}} + \underline{Y}_5 \cdot U_5^{(0)} = \frac{20,089 - j15,268}{110} + (3,478 \cdot 10^{-6} + j37,287 \cdot 10^{-6}) \cdot 110 =$$

$$= 183,005 - j134,694 \text{ A}.$$

Формуємо конфігурацію контурів. Перший контур: 0-1-2-0, де 0-1 та 0-2 вітки, а 1-2 – хорда. Другий контур: 0-2-3-0, де 0-2 та 0-3 вітки, а 2-3 хорда. Третій контур: 0-3-4-5-0, де 0-3, 0-5 та 4-5 вітки, а 3-4 – хорда. Опір контурів:

$$\underline{Z}_{\kappa 1} = \underline{Z}_{0-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-0} = 4,68 + j12,337 + 5,368 + j9,342 +$$

$$+ 3,304 + j11,27 = 13,352 + j32,949 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\kappa 2} = \underline{Z}_{0-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-0} = 3,304 + j11,27 + 5,368 + j9,342 +$$

$$+ 4,68 + j12,337 = 13,352 + j32,949 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\kappa 3} = \underline{Z}_{0-3} + \underline{Z}_{3-4} + \underline{Z}_{4-5} + \underline{Z}_{5-0} = 3,54 + j12,075 + 3,416 + j5,945 +$$

$$+ 4,368 + j11,515 + 4,68 + j12,337 = 16,004 + j341,872 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\kappa 1-2} = \underline{Z}_{0-2} = 3,304 + j11,27 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\kappa 1-3} = 0 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\kappa 2-3} = \underline{Z}_{0-2} = 3,304 + j11,27 \text{ Ом}.$$

За першим законом Кірхгофа розраховуємо струморозподіл в умовно розімкненій мереж:

$$\dot{i}_{роз0-1}^{(1)} = \dot{i}_{p1}^{(1)} = 82,38 - j56,19 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{роз0-2}^{(1)} = \dot{i}_{p2}^{(1)} = 274,341 - j196,853 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{роз0-3}^{(1)} = \dot{i}_{p3}^{(1)} = 73,22 - j44,346 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{роз5-4}^{(1)} = \dot{i}_{p4}^{(1)} = 128,069 - j88,746 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{роз0-5}^{(1)} = \dot{i}_{роз5-4}^{(1)} + \dot{i}_{p5}^{(1)} = 183,005 - j134,694 + 128,069 - j88,746 = 311,074 - j223,441 \text{ A}.$$

						ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
							39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Струморозподіл в умовно розімкненій мережі показано на рисунку 3.5.

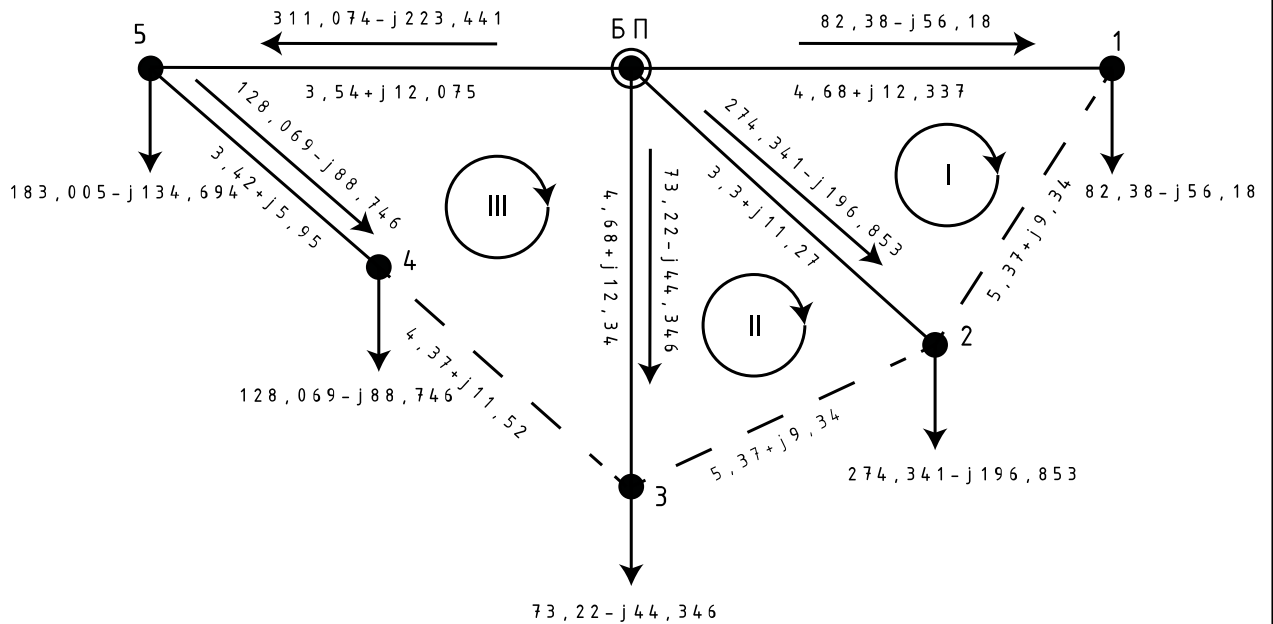


Рисунок 3.5 – Струморозподіл в умовно розімкненій мережі на першій ітерації

Складаємо систему щоб знайти контурні струми:

$$\begin{cases} \dot{i}_{роз0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} - \dot{i}_{роз0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = -\dot{i}_{\kappa1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\kappa1} + \dot{i}_{\kappa2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\kappa1-2} + \dot{i}_{\kappa3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\kappa1-3}; \\ \dot{i}_{роз0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} - \dot{i}_{роз0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = -\dot{i}_{\kappa2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\kappa2} + \dot{i}_{\kappa1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\kappa2-1} + \dot{i}_{\kappa3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\kappa2-3}; \\ -\dot{i}_{роз5-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} - \dot{i}_{роз0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{i}_{роз0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = -\dot{i}_{\kappa3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\kappa3} + \dot{i}_{\kappa1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\kappa3-1} + \dot{i}_{\kappa2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{\kappa3-2}. \end{cases}$$

Маємо:

$$\dot{i}_{\kappa1}^{(1)} = 59,544 - j32,426 A;$$

$$\dot{i}_{\kappa2}^{(1)} = -17,375 + j11,131 A;$$

$$\dot{i}_{\kappa3}^{(1)} = 82,575 - 55,75 A.$$

Результуючий струморозподіл на першій ітерації:

$$\dot{i}_{0-1}^{(1)} = \dot{i}_{роз0-1}^{(1)} + \dot{i}_{\kappa1}^{(1)} = 82,38 - j56,18 + 59,544 - j32,426 = 141,924 - j88,607 A;$$

$$\dot{i}_{0-2}^{(1)} = \dot{i}_{роз0-2}^{(1)} - \dot{i}_{\kappa1}^{(1)} + \dot{i}_{\kappa2}^{(1)} = 274,341 - j196,853 - (59,544 - j32,426) + (-17,375 + j11,131) = 197,422 - j153,296 A;$$

$$\dot{i}_{0-3}^{(1)} = \dot{i}_{роз0-3}^{(1)} - \dot{i}_{\kappa2}^{(1)} + \dot{i}_{\kappa3}^{(1)} = 73,22 - j44,346 - (-17,375 + j11,131) + 82,575 - 55,75 = 173,17 - j111,227 A;$$

$$\dot{i}_{0-5}^{(1)} = \dot{i}_{\text{роз}0-5}^{(1)} - \dot{i}_{\kappa 3}^{(1)} = 331,074 - j223,441 - (82,575 - j55,75) = 228,499 - j167,691A;$$

$$\dot{i}_{5-4}^{(1)} = \dot{i}_{\text{роз}5-4}^{(1)} - \dot{i}_{\kappa 3}^{(1)} = 128,069 - j88,746 - (82,575 - j55,75) = 45,493 - j32,996A;$$

$$\dot{i}_{3-4}^{(1)} = \dot{i}_{\kappa 3}^{(1)} = 82,575 - j55,75A;$$

$$\dot{i}_{1-2}^{(1)} = \dot{i}_{\kappa 1}^{(1)} = 59,544 - j32,426A;$$

$$\dot{i}_{3-2}^{(1)} = -\dot{i}_{\kappa 2}^{(1)} = 17,375 - j11,131A.$$

Перевіряємо правильність розрахунку за другим законом Кірхгоф:

$$\dot{i}_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \dot{i}_{1-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \dot{i}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = (141,924 - j88,607) \cdot (4,68 + j12,337) +$$

$$+ (59,544 - j32,426) \cdot (5,368 + j9,342) - (197,422 - j153,296) \cdot (3,304 + j11,27) = 0;$$

$$\dot{i}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} - \dot{i}_{3-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{i}_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = (197,422 - j153,296) \cdot (3,304 + j11,27) -$$

$$- (17,375 - j11,131) \cdot (5,368 + j9,342) - (173,17 - j111,227) \cdot (4,68 + j12,337) = 0;$$

$$\dot{i}_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{i}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \dot{i}_{5-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} + \dot{i}_{3-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{3-4} = (173,17 - j111,227) \cdot (4,68 + j12,337) -$$

$$- (228,499 - j167,691) \cdot (3,54 + j12,075) - (45,493 - j32,996) \cdot (3,416 + j5,945) +$$

$$+ (82,575 - j55,75) \cdot (4,368 + j11,515) = 0.$$

Другий закон Кірхгофа виконується, отже на першій ітерації розрахунки виконані вірно. Знаходимо напруги в пунктах мережі:

$$\dot{U}_1^{(1)} = U_{\text{БП}} - \dot{i}_{0-1}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 115 - (141,924 - j88,607) \cdot (4,68 + j12,337) =$$

$$= 112,243 - j1,336 \text{кВ};$$

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_{\text{БП}} - \dot{i}_{0-2}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = 115 - (197,422 - j153,296i) \cdot (3,304 + j11,27) =$$

$$= 111,62 - j1,718 \text{кВ};$$

$$\dot{U}_3^{(1)} = U_{\text{БП}} - \dot{i}_{0-3}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = 115 - (173,17 - j111,227) \cdot (4,68 + j12,337) =$$

$$= 111,817 - j1,616 \text{кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(1)} = U_{\text{БП}} - \dot{i}_{0-5}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 115 - (228,499 - j167,691) \cdot (3,54 + j12,075) =$$

$$= 111,166 - j2,166 \text{кВ};$$

$$\dot{U}_4^{(1)} = \dot{U}_5^{(1)} - \dot{i}_{5-4}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{4-5} = (111,166 - j2,166) - (45,493 - j32,996) \cdot$$

$$\cdot (3,416 + j5,945) = 110,815 - j2,323 \text{кВ}.$$

Розрахуємо втрати потужності на першій ітерації:

$$\dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \hat{U}_{\text{БП}} \cdot (\dot{i}_{0-1}^{(1)} + \dot{i}_{0-2}^{(1)} + \dot{i}_{0-3}^{(1)} + \dot{i}_{0-5}^{(1)}) + \underline{Y}_0 \cdot U_{\text{БП}}^2 - (\dot{S}_{1-\text{max}} + \dot{S}_{2-\text{max}} + \dot{S}_{3-\text{max}} +$$

$$+ \dot{S}_{4-\text{max}} + \dot{S}_{5-\text{max}}) = 115 \cdot ((141,924 - j88,607) + (197,422 - j153,296) +$$

$$+ (173,17 - j111,227) + (228,499 - j167,691)) + j165,891 \cdot 115^2 - ((9 - j6,282) +$$

$$+ (30 - j19,69) + (8 - j5,584) + (14 - j9,199) + (20 - j13,231)) = 3,476 - j3,231 \text{МВА}.$$

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати першої ітерації розрахунку режиму максимального навантаження показані на рис. 3.6.

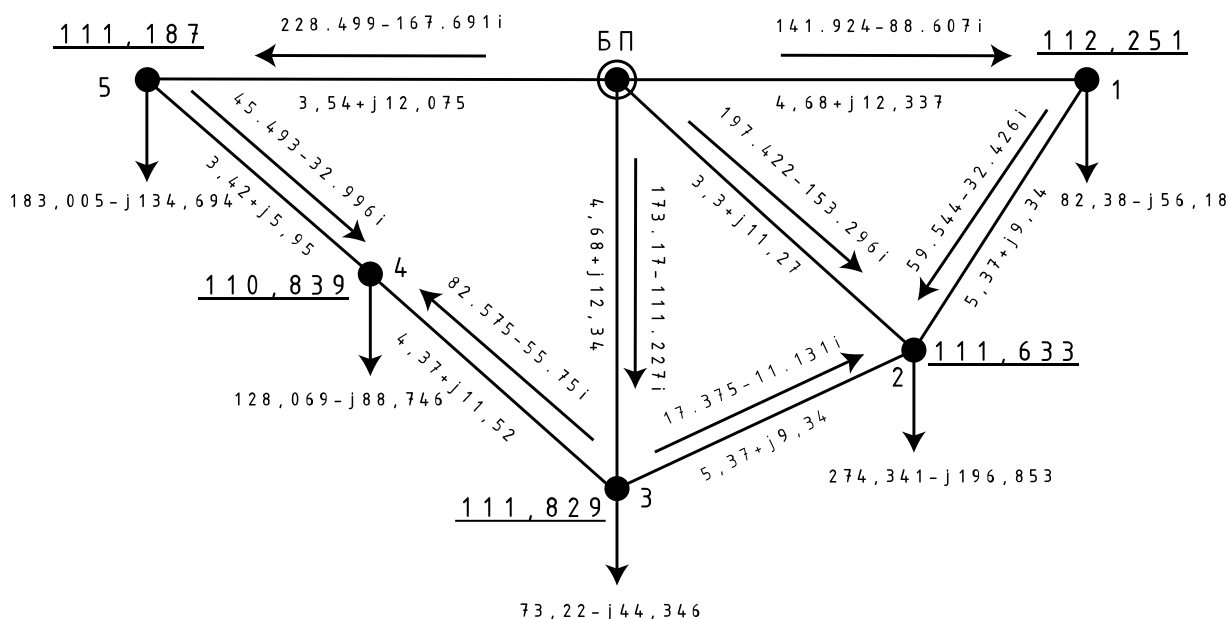


Рисунок 3.6 – Параметри роботи мережі у режимі максимальних навантажень на першій ітерації

Друга ітерація.

Рахуємо лінійні струми навантажень в пунктах мережі:

$$\begin{aligned} \dot{i}_{p1}^{(2)} &= \frac{\dot{S}_{np-1}}{\hat{U}_1^{(1)}} + Y_1 \cdot U_1^{(1)} = \frac{9,036 - j6,914}{112,243 + j1,336} + (2,117 \cdot 10^{-6} + j60,713 \cdot 10^{-6}) \cdot 112,243 - j1,336 = \\ &= 80,079 - j55,741 A. \end{aligned}$$

В такий самий спосіб розрахуємо лінійні струми навантаження у інших пунктах, результати занесені до табл. 3.10.

Таблиця 3.10 – Результати розрахунку лінійних струмів навантаження пунктів електричної мережі на другій ітерації

Пункт	\dot{I}_n, A
1	80,079-j55,741
2	267,328-j197,877
3	71,397-j44,295
4	125,232-j90,663
5	178,431-j136,669

За першим законом Кірхгофа розраховуємо струморозподіл в умовно розімкненій мереж:

$$\dot{i}_{роз0-1}^{(2)} = \dot{i}_{p1}^{(2)} = 80,079 - j55,74 A;$$

$$\dot{i}_{роз0-2}^{(2)} = \dot{i}_{p2}^{(2)} = 267,328 - j197,877 A;$$

$$\dot{i}_{роз0-3}^{(2)} = \dot{i}_{p3}^{(2)} = 71,397 - j44,295 A;$$

$$\dot{i}_{роз5-4}^{(2)} = \dot{i}_{p4}^{(2)} = 125,232 - j90,663 A;$$

$$\dot{i}_{роз0-5}^{(2)} = \dot{i}_{роз5-4}^{(2)} + \dot{i}_{p5}^{(2)} = 125,232 - j90,663 + 178,431 - j136,669 = 303,664 - j227,332i A.$$

Струморозподіл в умовно розімкненій мережі показано на рисунку 3.7.

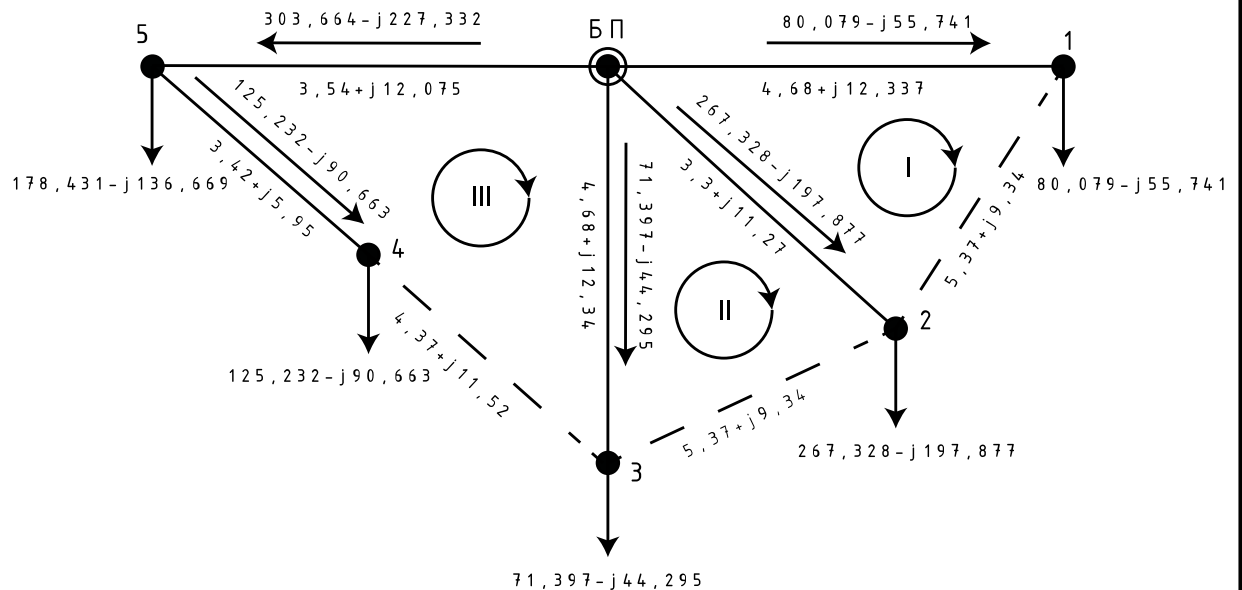


Рисунок 3.7 – Струморозподіл в умовно розімкненій мережі на другій ітерації

Складаємо систему щоб знайти контурні струми:

$$\begin{cases} \dot{i}_{роз0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} - \dot{i}_{роз0-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = -\dot{i}_{к1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{к1} + \dot{i}_{к2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{к1-2} + \dot{i}_{к3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{к1-3}; \\ \dot{i}_{роз0-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-2} - \dot{i}_{роз0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = -\dot{i}_{к2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{к2} + \dot{i}_{к1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{к2-1} + \dot{i}_{к3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{к2-3}; \\ -\dot{i}_{роз5-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{4-5} - \dot{i}_{роз0-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{i}_{роз0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = -\dot{i}_{к3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{к3} + \dot{i}_{к1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{к3-1} + \dot{i}_{к2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{к3-2}. \end{cases}$$

Маємо:

$$\dot{i}_{к1}^{(2)} = 58,334 - j33,229 A;$$

$$\dot{i}_{к2}^{(2)} = -16,788 + j10,794 A;$$

$$\dot{i}_{к3}^{(2)} = 80,824 - 57,339 A.$$

Результуючий струморозподіл на другій ітерації:

$$\dot{i}_{0-1}^{(2)} = \dot{i}_{\text{роз}0-1}^{(2)} + \dot{i}_{\kappa 1}^{(2)} = 80,079 - j55,741 + (58,334 - j33,229) = 138,413 - j88,97 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{0-2}^{(2)} = \dot{i}_{\text{роз}0-2}^{(2)} - \dot{i}_{\kappa 1}^{(2)} + \dot{i}_{\kappa 2}^{(2)} = 267,328 - j197,877 - (58,334 - j33,229) + (-16,788 + j10,794) = 192,207 - j153,853 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{0-3}^{(2)} = \dot{i}_{\text{роз}0-3}^{(2)} - \dot{i}_{\kappa 2}^{(2)} + \dot{i}_{\kappa 3}^{(2)} = 71,397 - j44,295 - (-16,788 + j10,794) + 80,824 - 57,339 = 169,009 - j112,429 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{0-5}^{(2)} = \dot{i}_{\text{роз}0-5}^{(2)} - \dot{i}_{\kappa 3}^{(2)} = 303,664 - j227,332 - (80,824 - j57,339) = 222,839 - j169,993 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{5-4}^{(2)} = \dot{i}_{\text{роз}5-4}^{(2)} - \dot{i}_{\kappa 3}^{(2)} = 125,232 - j90,663 - (80,824 - j57,339) = 44,408 - j33,324 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{3-4}^{(2)} = \dot{i}_{\kappa 3}^{(2)} = 80,824 - j57,339 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{1-2}^{(2)} = \dot{i}_{\kappa 1}^{(2)} = 58,334 - j33,229 \text{ A};$$

$$\dot{i}_{3-2}^{(2)} = -\dot{i}_{\kappa 2}^{(2)} = 16,788 - 10,794 \text{ A}.$$

Перевіряємо правильність розрахунку за другим законом Кірхгоф:

$$\dot{i}_{0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \dot{i}_{1-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \dot{i}_{0-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = (138,413 - j88,97) \cdot (4,68 + j12,337) + (58,334 - j33,229) \cdot (5,368 + j9,342) - (192,207 - j153,853) \cdot (3,304 + j11,27) = 0;$$

$$\dot{i}_{0-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-2} - \dot{i}_{3-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{i}_{0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = (192,207 - j153,853) \cdot (3,304 + j11,27) - (-16,788 - j10,794) \cdot (5,368 + j9,342) - (169,009 - j112,429) \cdot (4,68 + j12,337) = 0;$$

$$\dot{i}_{0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{i}_{0-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \dot{i}_{5-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{4-5} + \dot{i}_{3-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{3-4} = (169,009 - j112,429) \cdot (4,68 + j12,337) - (222,839 - j169,993) \cdot (3,54 + j12,075) - (44,408 - j33,324) \cdot (3,416 + j5,945) + (80,824 - j57,339) \cdot (4,368 + j11,515) = 0.$$

Другий закон Кірхгофа виконується, отже на другій ітерації розрахунки виконані вірно. Знаходимо напруги в пунктах мережі:

$$\dot{U}_1^{(2)} = U_{\text{БП}} - \dot{i}_{0-1}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-1} = 115 - (138,413 - j88,97) \cdot (4,68 + j12,337) = 112,255 - j1,291 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2^{(2)} = U_{\text{БП}} - \dot{i}_{0-2}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-2} = 115 - (192,207 - j153,853i) \cdot (3,304 + j11,27) = 111,631 - j1,658 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3^{(2)} = U_{\text{БП}} - \dot{i}_{0-3}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-3} = 115 - (169,009 - j112,429) \cdot (4,68 + j12,337) = 111,822 - j1,559 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(2)} = U_{\text{БП}} - \dot{i}_{0-5}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 115 - (222,839 - j169,993) \cdot (3,54 + j12,075) = 111,158 - j2,089 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4^{(2)} = \dot{U}_5^{(2)} - \dot{i}_{5-4}^{(2)} \cdot \underline{Z}_{4-5} = (111,158 - j2,089) - (44,408 - j33,324) \cdot (3,416 + j5,945) = 110,809 - j2,339 \text{ кВ}.$$

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо втрати потужності на другій ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = & \hat{U}_{БП} \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(2)} + \dot{I}_{0-2}^{(2)} + \dot{I}_{0-3}^{(2)} + \dot{I}_{0-5}^{(2)}) + \underline{Y}_0 \cdot U_{БП}^2 - (\dot{S}_{1-\max} + \dot{S}_{2-\max} + \dot{S}_{3-\max} + \\ & + \dot{S}_{4-\max} + \dot{S}_{5-\max}) = 115 \cdot ((138,413 - j88,97) + (192,207 - j153,853) + \\ & + (169,009 - j112,429) + (222,839 - j169,993)) + j165,891 \cdot 115^2 - ((9 - j6,282) + \\ & + (30 - j19,69) + (8 - j5,584) + (14 - j9,199) + (20 - j13,231)) = 1,361 - j3,735 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Результати другої ітерації розрахунку режиму максимального навантаження показані на рис. 3.8.

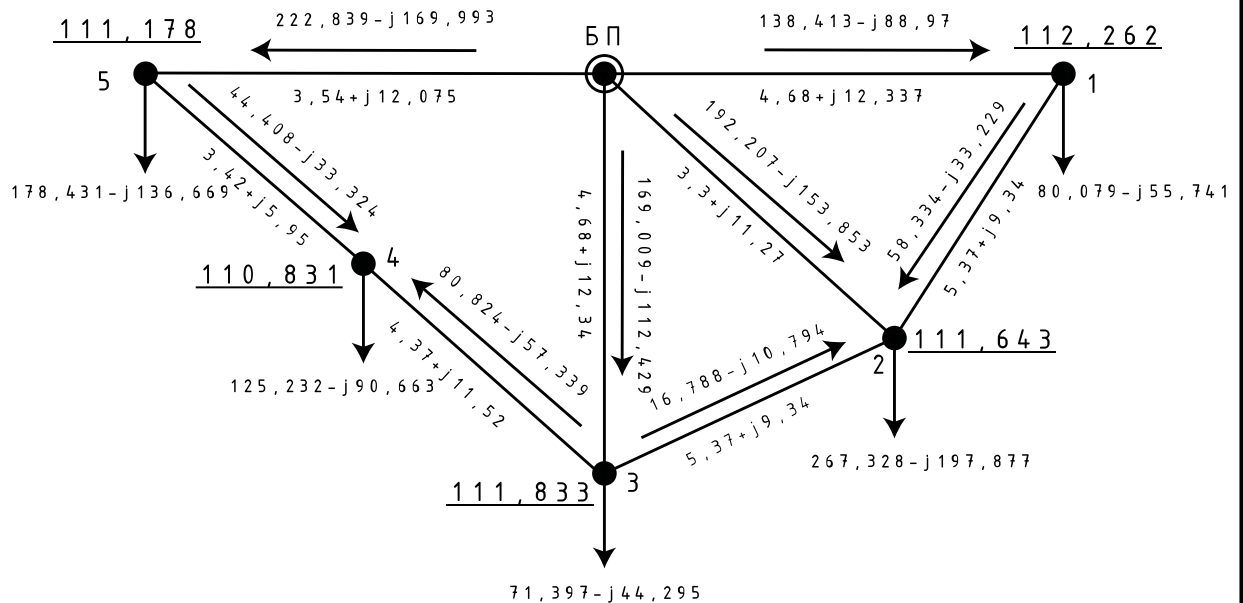


Рисунок 3.8 – Параметри роботи мережі у режимі максимальних навантажень на другій ітерації

Перевіряємо умову закінчення розрахунку:

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = |\dot{S}_{\Sigma}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}| = |(3,476 - j3,231) - (1,361 - j3,735)| = 2,174 \text{ МВА}.$$

Так як різниця модулів втрат потужності на першій та другій ітераціях більша інженерної точності, яка дорівнює $\varepsilon = 0,001 \text{ МВА}$, то продовжуємо ітераційний розрахунок. Результати розрахунків наступних ітерацій занесені до таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень

Параметри	Номер ітерації		
	3	4	5
\dot{I}_1, A	80,094-j55,702	80,093-j55,702	80,093-j55,702
\dot{I}_2, A	267,412-j197,712	267,407-j197,713	267,407-j197,713
\dot{I}_3, A	71,417-j44,257	71,416-j44,257	71,416-j44,257

Таблиця 3.11. Продовження

\dot{I}_4, A	125,309-j90,575	125,306-j90,576	125,306-j90,576
\dot{I}_5, A	178,54-j136,559	178,535-j136,56	178,536-j136,56
\dot{I}_{0-1}, A	138,449-j88,89	138,447-j88,891	138,447-j88,891
\dot{I}_{0-2}, A	192,281-j153,736	192,278-j153,736	192,278-j153,736
\dot{I}_{0-3}, A	169,076-j112,326	169,073-j112,327	169,073-j112,327
\dot{I}_{0-5}, A	222,966-j169,852	222,961-j169,854i	222,961-j169,854
\dot{I}_{5-4}, A	44,426-j33,294	44,425-j33,294	44,425-j33,294
\dot{I}_{3-4}, A	80,883-j57,281	80,881-j57,282	80,881-j57,282
\dot{I}_{1-2}, A	58,355-j33,189	58,354-j33,189	58,354-j33,189
\dot{I}_{3-2}, A	16,776-j10,788	16,776-j10,787	16,776-j10,787
$\dot{U}_1, кВ$	112,255-j1,292	112,255-j1,292	112,255-j1,292
$\dot{U}_2, кВ$	111,632-j1,659	111,632-j1,659	111,632-j1,659
$\dot{U}_3, кВ$	111,823-j1,56	111,823-j1,56	111,823-j1,56
$\dot{U}_4, кВ$	110,81-j2,241	110,81-j2,241	110,81-j2,241
$\dot{U}_5, кВ$	111,16-j2,091	111,16-j2,091	111,16-j2,091
$\Delta \dot{S}_\Sigma$	0,061	0,00174	0,00005

Після завершення п'ятої ітерації бажана інженерна точність досягнута, що дозволяє завершити ітераційний процес.

Шукаємо потужності ділянок мережі:

$$\dot{S}_{поч5-4} = \dot{I}_{5-4}^{(5)} \cdot \hat{U}_5^{(5)} + 0,5 \cdot \underline{Y}_{4-5} \cdot \left(U_5^{(5)} \right)^2 = (44,425 - j33,294) \cdot (111,16 + j2,091) + 0,5 \cdot (j37,656 \cdot 10^{-6}) \cdot (111,16^2 + 2,091^2) = 5,008 - j3,375 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{кін5-4} = \dot{I}_{5-4}^{(5)} \cdot \hat{U}_4^{(5)} - 0,5 \cdot \underline{Y}_{4-5} \cdot \left(U_4^{(5)} \right)^2 = (44,425 - j33,294) \cdot (110,81 + j2,241) + 0,5 \cdot (j37,656 \cdot 10^{-6}) \cdot (110,81^2 + 2,241^2) = 4,997 - j3,821 \text{ МВА}.$$

Решта розрахунків в такий самий спосіб, результати в таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 – Потужності початків та кінців ділянок в режимі максимальних навантажень

ПЛ	Потокорозподіл потужності, МВА	
	Початок	Кінець
0-1	15,783-j9,591	15,656-j10,325

Таблиця 3.12. Продовження

0-2	21,92-j17,009	21,719-j17,339
0-3	19,274-j12,263	19,081-j12,819
0-5	25,418-j18,809	25,139-j18,942
1-2	6,593-j3,277	6,569-j3,977
3-2	1,893-j0,81	1,891-j1,545
3-4	9,134-j5,792	9,091-j6,644
5-4	5,008-j3,375	4,997-j3,821

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень зображені на рис.3.9.

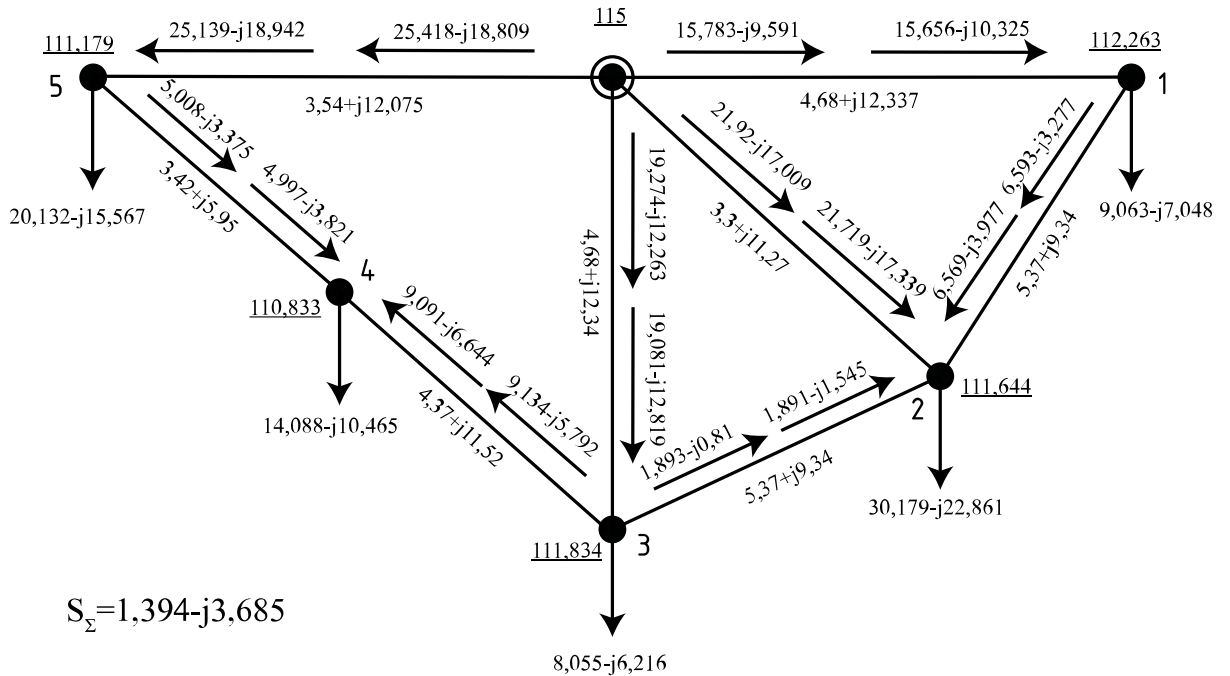


Рисунок 3.9 – Режим максимальних навантажень

В режимі максимальних навантажень на жодній ділянці струмове навантаження не перевищує допустимих струмів.

Обираємо положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів в режимі максимальних навантажень. Розглянемо трансформатори в пунктах 1 та 2.

Здійснимо розрахунок величини втрат напруги в обмотках трансформаторів в пункті 1. Приведений рівень напруги на шинах НН двообмоткового трансформатора:

$$U_{зв-нн-1} = \dot{U}_1 - \frac{\dot{S}_{np-1}}{\dot{U}_1} \cdot (r_{m-1} + j \cdot x_{m-1}) = (112,255 - j1,292) - \frac{9,036 - j6,914}{112,255 + j1,292} \cdot (3,967 + j69,431) = 109,927 - j3,938 \text{ кВ.}$$

Бажана кількість регулювальних витків РПН складає:

$$N_{1РПН баж} = \frac{1}{\omega_{0РПН}} \cdot \left(\frac{U_{зв-нн-1} \cdot U_{ТН}}{U_{Т10В} \cdot U_{НН баж}} - 1 \right) = \frac{1}{0,0178} \cdot \left(\frac{109,927 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) =$$

$$= 0,115;$$

$$N_{1РПН баж} = 0.$$

Тому, дійсна напруга на шинах НН пункту 1 буде мати наступне значення:

$$U_{факт-нн1} = \frac{U_{зв-нн-1} \cdot U_{ТН}}{U_{Т10В} \cdot (1 + N_{1РПН баж} \cdot \omega_{0РПН})} = \frac{109,927 \cdot 11}{115 \cdot (1 + (-1) \cdot 0,018)} = 10,52 \text{ кВ.}$$

Виконуємо вибір положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ триобмоткових трансформаторів на прикладів пункту 2. Величини втрати напруги в обмотках трансформатора:

$$\Delta U_{mв-2} = \frac{(P_{2-CH} + P_{2-НН} + \Delta P_{Iz2} + g_{m-2} \cdot (|\dot{U}_2|^2)) \cdot r_{в-2}}{|\dot{U}_2|} - \frac{(Q_{2-CH} + Q_{2-НН} + \Delta Q_{Iz2} + b_{m-2} \cdot (|\dot{U}_2|^2)) \cdot x_{в-2}}{|\dot{U}_2|} = \frac{(24 + 6 + 0,121 + 4,688 \cdot 10^{-6} \cdot (111,632^2 + 1,659^2)) \cdot 0,741}{111,644} - \frac{((-15,502) + (-4,188) + (-2,841) + (-2,647 \cdot 10^{-5}) \cdot (111,632^2 + 1,659^2)) \cdot 28,434}{111,644} = 6,023 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{mс-2} = \frac{P_{2-CH} \cdot r_{в-2} - Q_{2-CH} \cdot x_{в-2}}{|\dot{U}_2|} - \Delta U_{mв-2} = \frac{24 \cdot 0,741 - (-15,502) \cdot 28,434}{111,644 - 6,023} = 0,168 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{mн-2} = \frac{P_{2-НН} \cdot r_{в-2} - Q_{2-НН} \cdot x_{в-2}}{|\dot{U}_2|} - \Delta U_{mв-2} = \frac{6 \cdot 0,741 - (-4,188) \cdot 28,434}{111,644 - 6,023} = 0,75 \text{ кВ.}$$

Шукаємо $U_{нс}$ і $U_{нн}$:

$$U_{нс-2} = |\dot{U}_2| - \Delta U_{mв-2} - \Delta U_{mс-2} = 111,644 - 6,023 - 0,168 = 105,454 \text{ кВ;}$$

$$U_{нн-2} = |\dot{U}_2| - \Delta U_{mв-2} - \Delta U_{mн-2} = 111,644 - 6,023 - 0,75 = 104,872 \text{ кВ.}$$

Знаходимо ступінь регулювання РПН силових трансформаторів в пункті 2:

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$N_{2РПН\ баж} = \frac{1}{\omega_{0РПН}} \cdot \left(\frac{U_{нн-2} \cdot U_{ТН}}{U_{Т25В} \cdot U_{НН\ баж}} - 1 \right) = \frac{1}{0,018} \cdot \left(\frac{104,872 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 \right) = -2,508;$$

$$N_{2РПН\ баж} = -3.$$

Фактичне значення рівня напруги на шинах НН в пункті 2:

$$U_{факт_НН2} = \frac{U_{нн-2} \cdot U_{ТН}}{U_{Т25В} \cdot (1 + N_{2РПН\ баж} \cdot \omega_{0РПН})} = \frac{104,872 \cdot 11}{115 \cdot (1 + (-3) \cdot 0,0178)} = 10,597\text{ кВ.}$$

Шукаємо бажану відносну положення відгалуження ПБЗ:

$$N_{2ПБЗ\ баж} = \frac{1}{\omega_{0ПБЗ}} \cdot \left(\frac{U_{СН\ баж} \cdot U_{Т25В} \cdot (1 + N_{2РПН\ баж} \cdot \omega_{0РПН})}{|U_{нс-2}| \cdot U_{ТС}} - 1 \right) = \frac{1}{0,025} \cdot$$

$$\left(\frac{36,75 \cdot 115 \cdot (1 + (-3) \cdot 0,0178)}{105,545 \cdot 38,5} \right) = -0,585;$$

$$N_{2ПБЗ\ баж} = -1.$$

Дійсна напруга на шинах СН:

$$U_{факт_СН2} = \frac{U_{нс-2} \cdot U_{ТС} \cdot (1 + N_{2ПБЗ\ баж} \cdot \omega_{0ПБЗ})}{U_{Т25В} \cdot (1 + N_{2РПН\ баж} \cdot \omega_{0РПН})} = \frac{105,454 \cdot 38,5 \cdot (1 + (-1) \cdot 0,025)}{115 \cdot (1 + (-3) \cdot 0,0178)} =$$

$$= 36,363\text{ кВ.}$$

Для решти ПС 110 кВ розрахунок проводимо в такий самий спосіб. Результати представлені в таблиці 3.13.

Таблиця 3.13 – Положення ПБЗ і РПН в режимі максимальних навантажень

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	112,263	0	-	-	10,52
2	111,644	-3	-1	36,363	10,597
3	111,834	0	-	-	10,51
4	110,833	-2	0	36,915	10,506
5	111,179	-2	0	37,073	10,502

3.6 Розрахунок режиму мінімальних навантажень

В режимі мінімальних навантажень напругу БП приймаємо рівною номінальній, тобто 110 кВ. Коефіцієнт зниження навантаження 0.61. Для пункту 2 знайдемо активне та реактивне навантаження приєднаного до шин понижуючих підстанцій в режимі мінімальних навантажень:

$$P_{2-CH}^{\min} = 0,61 \cdot P_{2-CH} = 0,61 \cdot 24 = 14,64 \text{ МВА};$$

$$P_{2-НН}^{\min} = 0,61 \cdot P_{2-НН} = 0,61 \cdot 6 = 3,66 \text{ МВА};$$

$$Q_{2-CH}^{\min} = -P_{2-CH}^{\min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CH} = -14,64 \cdot \operatorname{tg}(32,86^\circ) = -9,457 \text{ МВА};$$

$$Q_{2-НН}^{\min} = -P_{2-НН}^{\min} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{НН} = -3,66 \cdot \operatorname{tg}(34,915^\circ) = -2,555 \text{ МВА}.$$

Комплексне навантаження приєднане до пункту 2 в режимі мінімальних навантажень:

$$\dot{S}_{2-\min} = P_{2-CH}^{\min} + P_{2-НН}^{\min} + j \cdot (Q_{2-CH}^{\min} + Q_{2-НН}^{\min}) = 14,65 + 3,66 + j \cdot (-9,457 - 2,555) = 18,3 - j12,011 \text{ МВА}.$$

В такий самий спосіб знаходимо навантаження для всіх пунктів мережі. Результати розрахунку заносимо до таблиці 3.14.

Таблиця 3.14 – Навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень

ПС	$\dot{S}_{1-\min}$, МВА
1	5,49-j3,832
2	18,3-j12,011
3	4,88-j3,406
4	8,54-j5,612
5	12,2-j8,071

Перевіряємо можливість відключення одного трансформатора для пункта 2. Значення суми квадратів модулів потужності обмоток:

$$\sum(|S_2|^2) = (|S_{2-ВН}^{\min}|^2) + (|S_{2-CH}^{\min}|^2) + (|S_{2-НН}^{\min}|^2) = (|4,463|^2) + (|17,429|^2) + (|21,89|^2) = 802,836 \text{ МВА}.$$

Рахуємо критичну потужність трансформаторів типу ТДТН-25000/110, які встановленні в пункті 2:

$$S_{кр-2} = \frac{4 \cdot \Delta P_{xx2} \cdot S_{ном-2}^2}{\Delta P_{к2}} = \frac{4 \cdot 31 \cdot 10^{-3} \cdot 25^2}{140 \cdot 10^{-3}} = 553,571 \text{ МВА}.$$

						ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			50

Так як модуль суми квадратів потужності обмоток більший за критичну потужність, то в режимі мінімальних навантажень в пункті 2 повинні бути включені два силові трансформатори. В такий самий спосіб проводимо перевірки для інших пунктів, результати заносимо до таблиці 3.15.

Таблиця 3.15 – Кількість включених трансформаторів в режимі мінімальних навантажень

ПС	$\sum(S ^2), МВА$	$S_{кр}, МВА$	Число силових трансформаторів
1	89,649	93,333	1
2	802,836	553,571	2
3	70,834	93,333	1
4	173,212	235,52	1
5	337,264	235,52	2

Коректуємо параметри розрахункової схеми мережі враховуючи нові значення навантажень в пунктах мережі та складом обладнання. Результати заносимо до таблиці 3.16.

Таблиця 3.16 – Приведені навантаження та сумарні провідності пунктів мережі в режимі мінімальних навантажень

ПС	Приведене навантаження, $S_{np}, МВА$	Еквівалента провідність, $Y_i, мкСм$
1	5,517-4,303i	1,059+j66,006
2	18,345-13,068i	4,688+j72,52
3	4,901-3,778i	1,059+j104,937
4	8,574-6,333i	1,739+j45,661
5	12,233-8,829i	3,478+j37,287
0	-	j165,891

Виконуємо ітераційний розрахунок параметрів роботи мережі в режимі мінімальних навантажень в такий самий спосіб як в режимі максимальних навантажень. Результати розрахунку заносимо до таблиці 3.17.

Таблиця 3.17 – Ітераційний розрахунок режимних параметрів мінімальних навантажень

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Обчислювані величини	Номер ітерації			
	1	2	3	4
Струми навантаження в пунктах мережі				
\dot{I}_1, A	50,27-j31,855	50,487-j32,672	50,497-j32,681	50,497-j32,682
\dot{I}_2, A	167,288-j110,825	168,266-j114,093	168,315-j114,129	168,315-j114,13
\dot{I}_3, A	44,673-j22,804	44,968-j23,751	44,981-j23,764	44,981-j23,764
\dot{I}_4, A	78,135-j52,547	78,743-j54,673	78,779-j54,701	78,78-j54,702
\dot{I}_5, A	111,591-j76,16	112,299-j78,837	112,345-j78,871	112,346-j78,872
Струмозподіл ділянками мережі				
\dot{I}_{0-1}, A	86,325-j49,637	86,885-j51,214	86,909-j51,23	86,909-j51,231
\dot{I}_{0-2}, A	120,724-j86,706	121,356-j89,272	121,393-j89,303	121,393-j89,304
\dot{I}_{0-3}, A	105,442-j62,168	106,169-j64,446	106,206-j64,474	106,206-j64,475
\dot{I}_{0-5}, A	139,466-j95,679	140,354-j99,093	140,41-j99,138	140,411-j99,139
\dot{I}_{5-4}, A	27,875-j19,519	28,054-j20,257	28,065-j20,267	28,065-j20,267
\dot{I}_{3-4}, A	50,26-j33,028	50,688-j34,416	50,715-j34,434	50,715-j34,435
\dot{I}_{1-2}, A	36,055-j17,782	36,398-j18,542	36,412-j18,549	36,412-j18,55
\dot{I}_{3-2}, A	10,509-j6,336	10,513-j6,28	10,51-j6,276	10,51-j6,276
Рівень напруги в пунктах				
$\dot{U}_1, кВ$	108,984-j0,833	108,962-j0,832	108,961-j0,832	108,961-j0,832
$\dot{U}_2, кВ$	108,624-j1,074	108,593-j1,073	108,592-j1,073	108,592-j1,073
$\dot{U}_3, кВ$	108,74-j1,01	108,708-j1,008	108,708-j1,009	108,708-j1,009
$\dot{U}_4, кВ$	108,14-j1,444	108,09-j1,442	108,089-j1,442	108,089-j1,442
$\dot{U}_5, кВ$	108,351-j1,345	108,307-j1,344	108,306-j1,345	108,306-j1,345
Перевірка завершення ітераційного процесу				
$\Delta \dot{S}_\Sigma$	-	1,125	0,022	0,000432

Рахуємо втрати потужності в мережі в режимі мінімальних навантажень:

$$\begin{aligned} \dot{S}_\Sigma^{(4)} = & \hat{U}_{БП} \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(4)} + \dot{I}_{0-2}^{(4)} + \dot{I}_{0-3}^{(4)} + \dot{I}_{0-5}^{(4)}) + \underline{Y}_0 \cdot U_{БП}^2 - (\dot{S}_{1-\max} + \dot{S}_{2-\max} + \dot{S}_{3-\max} + \\ & + \dot{S}_{4-\max} + \dot{S}_{5-\max}) = 110 \cdot ((89,909 - j51,231) + (121,393 - j89,304) + \\ & + (106,206 - j64,475) + (140,411 - j99,139)) + j165,891 \cdot 110^2 - ((5,49 - j3,832) + \\ & + (18,3 - j12,011) + (4,88 - j3,406) + (8,54 - j5,612) + (12,2 - j8,071)) = 0,631 + j1,483 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Визначаємо потокорозподіл потужності мережі, результати заносимо до таблиці 3.18.

Таблиця 3.18. – Потокорозподіл потужності в режимі мінімальних навантажень

											Арк.
											52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

ПЛ	$\dot{S}_{поч}, MVA$	$\dot{S}_{кін}, MVA$
0-1	9,56-j5,131	9,512-j6,005
0-2	13,353-j9,342	13,278-j10,037
0-3	11,683-j6,588	11,61-j7,395
0-5	15,445-j10,389	15,341-j11,049
1-2	3,983-j1,64	3,974-j2,324
3-4	5,548-j3,232	5,531-j4,104i
3-2	1,149-j0,322	1,148-j1,019
5-4	3,067-j1,936	3,063-j2,37

На рис 3.10 показані результати режимних параметрів мережі при роботі в режимі мінімальних навантажень

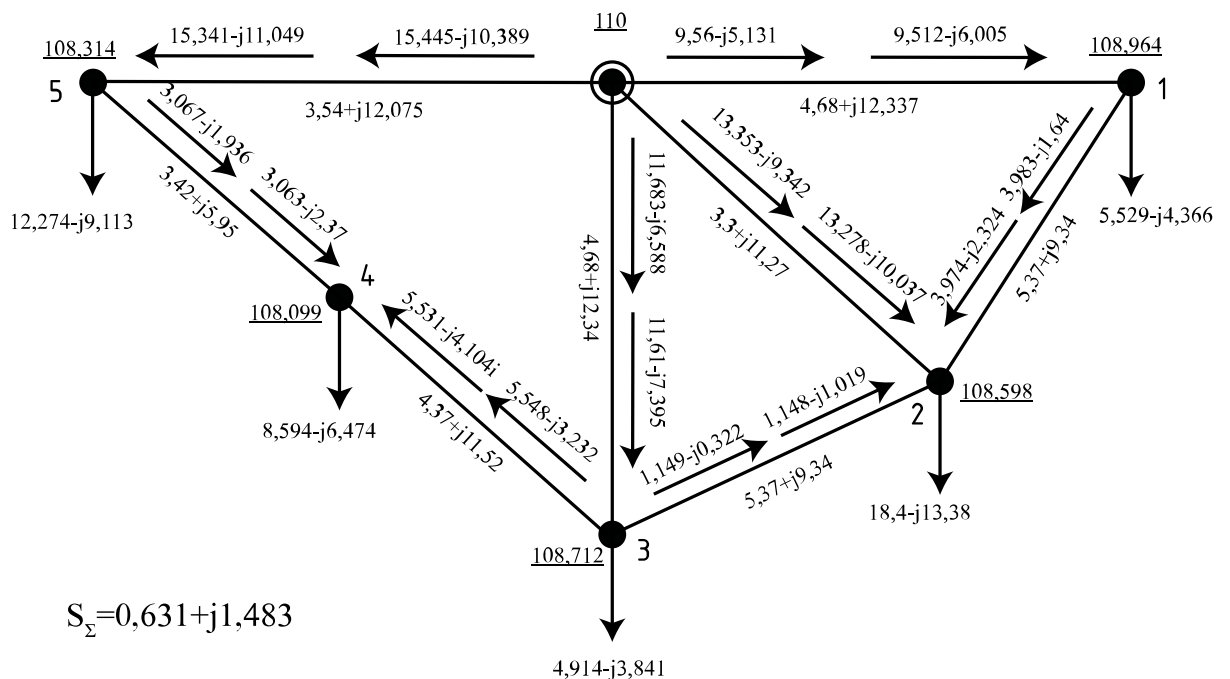


Рисунок 3.10 – Режим мінімальних навантажень

Результат вибору положення РПН та ПБЗ трансформаторів в режимі мінімальних навантажень приведено в таблиці 3.19.

Таблиця 3.19 – Положення РПН і ПБЗ в режимі мінімальних навантажень

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	108,964	-2	-	-	10,52
2	108,598	-2	0	36,403	10,409
3	108,712	-2	-	-	10,53
4	108,099	-4	0	36,911	10,492
5	108,314	-2	0	36,683	10,425

3.7 Післяварійний режим

Шукаємо режимні параметри мережі після відключення найбільш завантаженої лінії у режимі максимальних навантажень. В розрахунковій мережі такою є ділянка 0-5, $|i_{0-5}| = 280.289 \text{ А}$. Напругу БП приймаємо рівною 116 кВ.

Конфігурація мережі змінюється, тому виконаємо перерахунок власних провідностей в пунктах 5 та БП:

$$\underline{Y}_0 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-1} + \underline{Y}_{0-2} + \underline{Y}_{0-3}) = 0,5 \cdot (j8,342 \cdot 10^{-5} + j7,962 \cdot 10^{-5} + j8,342 \cdot 10^{-5}) = j123,235 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_5 = \underline{Y}_{m-5} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{4-5}) = 3,478 \cdot 10^{-6} - j2,42 \cdot 10^{-5} + 0,5 \cdot (j3,766 \cdot 10^{-5}) = 3,478 \cdot 10^{-6} - 5,369 \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

Перераховуємо значення контурних опорів:

$$\underline{Z}_{\kappa 1} = \underline{Z}_{0-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{0-2} = 4,68 + j12,337 + 5,368 + j9,342 + 3,304 + j11,27 = 13,352 + j32,949 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\kappa 2} = \underline{Z}_{0-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{0-3} = 3,304 + j11,27 + 5,368 + j9,342 + 4,68 + j12,337 = 13,352 + j32,949 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\kappa 1-2} = \underline{Z}_{0-2} = 3,304 + j11,27 \text{ Ом}.$$

Знаходимо режимні характеристики роботи мережі в післяварійному режимі аналогічно до алгоритму ітераційного розрахунку режиму максимальних навантажень. Результати розрахунків представлені в таблиці 3.20.

Таблиця 3.20 – Розрахунок режимних параметрів у післяварійному режимі

Обчислювані величини	Номер ітерації		
	1	2	3
$\dot{I}_1, \text{ А}$	82,38-j56,18	78,802-j54,979	78,847-j54,931
$\dot{I}_2, \text{ А}$	274,341-j196,853	263,434-j196,756	263,722-j196,562
$\dot{I}_3, \text{ А}$	73,22-j44,346	70,882-j44,936	71,03-j44,916
$\dot{I}_4, \text{ А}$	128,069-j88,746	125,752-j96,781	126,465-j96,805
$\dot{I}_5, \text{ А}$	183,005-j139,386	180,474-j154,021	181,784-j154,089
$\dot{I}_{0-1}, \text{ А}$	176,404-j107,435	171,12-j110,145	171,511-j110,03
$\dot{I}_{0-2}, \text{ А}$	261,118-j201,582	252,601-j207,279	253,372-j207,2
$\dot{I}_{0-3}, \text{ А}$	303,493-j216,495	295,624-j230,049	296,964-j230,072
$\dot{I}_{1-2}, \text{ А}$	94,024-j51,255	92,318-j55,166	92,664-j55,099

Таблиця 3.20. Продовження

\dot{I}_{2-3}, A	80,801-55,984	81,485-65,689	82,314-65,738
\dot{I}_{3-4}, A	311,074-228,133	306,226-250,802	308,249-250,894
\dot{I}_{4-5}, A	183,005-139,386	180,474-154,021	181,784-154,089
$\dot{U}_1, кВ$	113,849-1,674	113,84-1,596	113,84-1,601
$\dot{U}_2, кВ$	112,865-2,277	112,829-2,162	112,828-2,171
$\dot{U}_3, кВ$	111,909-2,731	111,778-2,571	111,772-2,587
$\dot{U}_4, кВ$	107,923-5,317	107,553-5,001	107,536-5,041
$\dot{U}_5, кВ$	106,469-5,928	106,021-5,548	105,999-5,595
$\Delta \dot{S}_\Sigma$	-	3,579	0,291
Обчислювані величини	Номер ітерації		
	4	5	6
\dot{I}_1, A	78,844-j54,935	78,845-j54,935	78,845-j54,935
\dot{I}_2, A	263,71-j196,586	263,712-j196,586	263,712-j196,586
\dot{I}_3, A	71,027-j44,931	71,028-j44,931	71,028-j44,931
\dot{I}_4, A	126,446-j96,866	126,451-j96,866	126,451-j96,866
\dot{I}_5, A	181,746-j154,198	181,757-j154,199	181,756-j154,199
\dot{I}_{0-1}, A	171,502-j110,065	171,505-j110,065	171,505-j110,065
\dot{I}_{0-2}, A	253,348-j207,264	253,354-j207,265	253,353-j207,265
\dot{I}_{0-3}, A	296,923-j230,186	296,934-j230,187	296,933-j230,187
\dot{I}_{1-2}, A	92,658-j55,13	92,661-j55,13	92,661-j55,13
\dot{I}_{2-3}, A	82,296-j65,809	82,302-j65,809	82,302-j65,809
\dot{I}_{3-4}, A	308,192-j251,064	308,208-j251,065	308,208-j251,066
\dot{I}_{4-5}, A	181,746-j154,198	181,757-j154,199	181,756-j154,199
$\dot{U}_1, кВ$	113,839-j1,601	113,839-j1,601	113,839-j1,601
$\dot{U}_2, кВ$	112,827-j2,17	112,827-j2,171	112,827-j2,171
$\dot{U}_3, кВ$	111,771-j2,586	111,77-j2,586	111,77-j2,586
$\dot{U}_4, кВ$	107,533-j5,038	107,533-j5,038	107,533-j5,038
$\dot{U}_5, кВ$	105,996-j5,592	105,996-j5,592	105,996-j5,592
$\Delta \dot{S}_\Sigma$	0,026	0,0023	0,000206

На шостій ітерації досягаємо інженерної точності, закінчуємо ітераційний процес.

Розраховуємо втрати потужності в післяаварійному режимі:

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma}^{(6)} = & \hat{U}_{БП} \cdot (\dot{I}_{0-1}^{(6)} + \dot{I}_{0-2}^{(6)} + \dot{I}_{0-3}^{(6)}) + \underline{Y}_0 \cdot U_{БП}^2 - (\dot{S}_{1-\max} + \dot{S}_{2-\max} + \dot{S}_{3-\max} + \\ & + \dot{S}_{4-\max} + \dot{S}_{5-\max}) = 116 \cdot ((171,505 - j110,065) + (253,353 - j207,265) + \\ & + (296,933 - j230,187)) + j123,2 \cdot 116^2 - ((9 - j6,282) + \\ & + (30 - j19,69) + (8 - j5,584) + (14 - j9,199) + (20 - j13,231)) = 2,728 - j7,867 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Визначаємо поточкорозподіл потужності мережі, результати заносимо до таблиці 3.21.

Таблиця 3.21. – Поточкорозподіл потужності в післяаварійному режимі

ПЛ	$\dot{S}_{\text{поч}}, \text{МВА}$	$\dot{S}_{\text{кін}}, \text{МВА}$
0-1	19,895-j12,206	19,7-j12,796
0-2	29,389-j23,507	29,035-j23,342
0-3	34,444-j26,14	33,784-j25,482
1-2	10,637-j5,744	10,574-j6,396
3-4	35,098-j26,778	34,408-j25,896
2-3	9,429-j6,87	9,369-j7,513
4-5	20,322-j15,448	20,128-j15,54

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень зображені на рис.3.11.

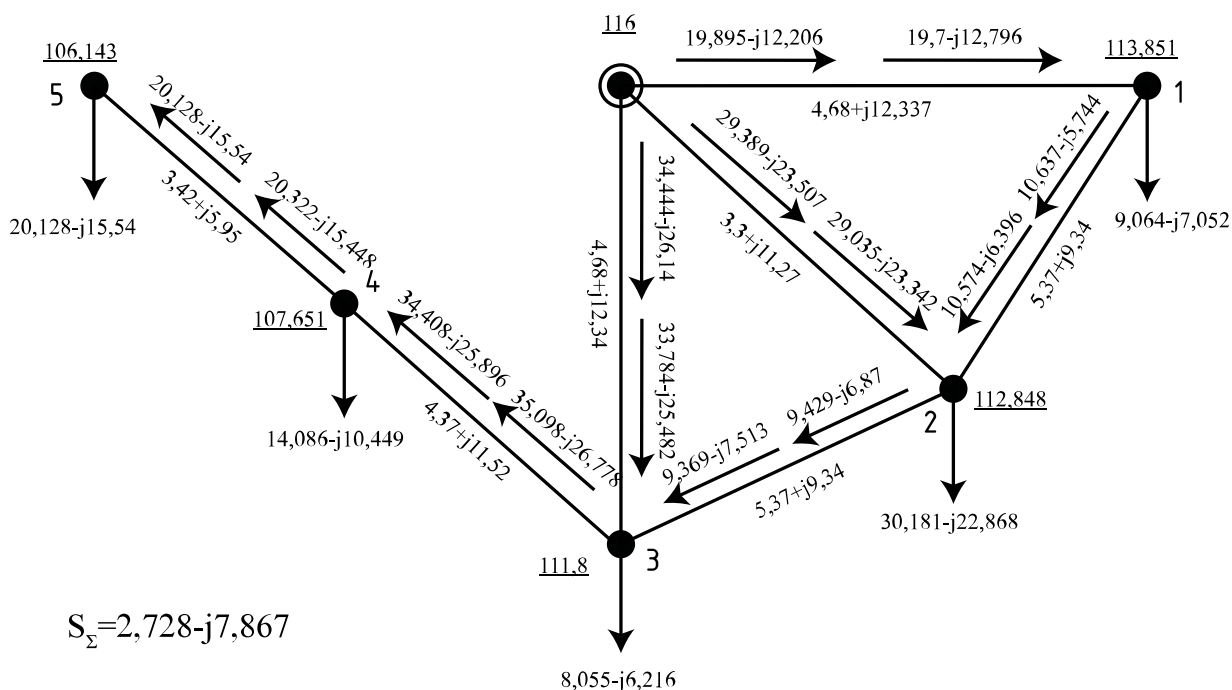


Рисунок 3.11 – Параметри мережі при роботі у післяаварійному режимі

В післяаварійному режимі на жодній ділянці струмове навантаження не перевищує допустимих струмів.

Обираємо положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів в післяаварійному режимі. Результат вибору положення відгалужень РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі представлені в таблиці 3.22.

Таблиця 3.22 – Положення РПН і ПБЗ в післяаварійному режимі

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	113,851	1	-	-	10,49
2	112,848	-2	0	37,047	10,528
3	111,8	0	-	-	10,5
4	107,651	-4	0	37,138	10,567
5	106,143	-5	-1	36,388	10,562

Висновок по розділу 3

В даному розділі проведено роботу по розрахунку для п'яти понижуючих підстанцій 110 кВ та обрано силові трансформатори: в пунктах 1 та 3 було обрано до встановлення двообмоткові трансформатори типу ТДН-10000/110, в пунктах 4 та 5 було обрано триобмоткові трансформатори типу ТДТН-16000/110, для пункту 2 обрано трансформатори типу ТДТН-25000/110. Вибрані перерізи проводів: ділянки 2-1, 2-3 та 5-4 – АС-120/11, ділянки 0-1, 3-4 та 0-3 – АС-185/29, ділянки 0-2 та 0-5 – провід АС-240/32. Двоколові ділянки відсутні.

Розраховано параметри Z-схеми заміщення електричної мережі. Обчислено характеристики мережі в режимі максимальних і мінімальних навантажень та у післяаварійному режимі. Для кожного з режимів зроблено вибір положень регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ.

Для режиму максимальних навантажень для досягнення інженерної точності знадобилося 5 ітерацій, величина сумарних втрат потужності – $\dot{S}_{\Sigma} = 1,394 - j3,685 \text{ MVA}$, найнижчий рівень напруги спостерігається у пункті 4, а саме $|\dot{U}_4| = 110,833 \text{ кВ}$, найбільший номер регулювального відгалуження РПН в пунктах 1 та 3, а саме 0, найменший в пункті 3 і становить -3. Найбільший номер регулювального відгалуження ПБЗ в пунктах 4 та 5 – 0. Найменший номер в пункті 2 – -1.

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При розрахунку мінімального режиму приймаємо номінальну напругу рівною 110 кВ. Коефіцієнт зниження навантаження – 0.61 Для режиму мінімальних навантажень для досягнення інженерної точності знадобилося 4 ітерацій, величина сумарних втрат потужності – $\dot{S}_\Sigma = 0,631 + j1,483 \text{ MVA}$, найнижчий рівень напруги спостерігається у пункті 4, а саме $|\dot{U}_4| = 108,099 \text{ кВ}$, відповідно до розрахунків в пунктах 1, 3 та 4 залишається в роботі лише 1 трансформатор, тому в цих пунктах змінюється поперечна провідність (активна та реактивна провідність зменшуються у 2 рази). Найбільший номер регульовального відгалуження РПН в пунктах 1, 2, 3 та 4 а саме -2, найменший в пункті 4 і становить -4. Для ПБЗ варіація номерів відсутня, для пунктів 2, 4 та 5 номер становить 0.

При розрахунку післяаварійного режиму приймаємо номінальну напругу рівною 116 кВ. Розрахунок проводимо при відключеній ділянці 0-5, яка є самою завантаженою в режимі максимальних навантажень. $|\dot{i}_{0-5}| = 280.289 \text{ А}$. При відключені ділянки 0-5 змінюються власні провідності пунктів 5 та БП. Зникає третій контур, перераховуємо значення контурних опорів. В післяаварійному режимі для досягнення інженерної точності знадобилося 6 ітерацій, величина сумарних втрат потужності - $\dot{S}_\Sigma = 2,728 - j7,867 \text{ MVA}$, найнижчий рівень напруги спостерігається у пункті 5, а саме $|\dot{U}_5| = 106,143 \text{ кВ}$. Найбільший номер регульовального відгалуження РПН в пункті 1 а саме 1, найменший в пункті 5 і становить -5. Найбільший номер регульовального відгалуження ПБЗ в пунктах 2 та 3 – 0. Найменший номер в пункті 5 – -1.

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У першому розділі було побудовано графік функції оптимальних витрат для ПЛ 110 кВ. При побудові враховувались наступні перерізи проводів: 120 мм², 2х120 мм², 150 мм², 2х150 мм², 185 мм², 2х185 мм², 240 мм², 2х240 мм².

Виконано лінійну апроксимацію функції оптимальних витрат для ПЛ 110 кВ.

Отримано наступні коефіцієнти: $a_0 = 4053,364 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}$; $a_1 = 52,561 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км} \cdot \text{МВт}}$.

В другому розділі зроблено оптимізацію РЕМ 110 кВ методом поконтурної оптимізації. За допомогою лінійної апроксимації функції сумарних дисконтових затрат було встановлену оптимальну схему розподільчої мережі. В кожному контурі було прибрано ділянку мережі, в першому – 0-1, другому – 0-3, третьому – 3-4. При вилученні ділянки 0-1 ціна спорудження решти ділянок 1 контуру буде дорівнювати 156,978 млн.грн. При вилученні ділянки 0-3 ціна спорудження решти ділянок 2 контуру буде дорівнювати 154,35 млн.грн. При вилученні ділянки 3-4 ціна спорудження решти ділянок 3 контуру буде дорівнювати 396,613 млн.грн. По результатам розрахунку загальна ціна оптимізованої мережі буде дорівнювати 509,439 млн.грн.

В третьому розділі проведено роботу по розрахунку для п'яти понижуючих підстанцій 110 кВ та обрано силові трансформатори: в пунктах 1 та 3 було обрано до встановлення двообмоткові трансформатори типу ТДН-10000/110, в пунктах 4 та 5 було обрано триобмоткові трансформатори типу ТДТН-16000/110, для пункту 2 обрано трансформатори типу ТДТН-25000/110. Вибрані перерізи проводів: ділянки 2-1, 2-3 та 5-4 – АС-120/11, ділянки 0-1, 3-4 та 0-3 – АС-185/29, ділянки 0-2 та 0-5 – провід АС-240/32. Двоколові ділянки відсутні.

Розраховано параметри Z-схеми заміщення електричної мережі. Обчислено характеристики мережі в режимі максимальних і мінімальних навантажень та у післяаварійному режимі. Для кожного з режимів зроблено вибір положень регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ.

Для режиму максимальних навантажень для досягнення інженерної точності знадобилося 5 ітерацій, величина сумарних втрат потужності –

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$\dot{S}_{\Sigma} = 1,394 - j3,685 \text{ MVA}$, найнижчий рівень напруги спостерігається у пункті 4, а саме $|\dot{U}_4| = 110,833 \text{ кВ}$, найбільший номер регулювального відгалуження РПН в пунктах 1 та 3, а саме 0, найменший в пункті 3 і становить -3. Найбільший номер регулювального відгалуження ПБЗ в пунктах 4 та 5 – 0. Найменший номер в пункті 2 – -1.

При розрахунку мінімального режиму приймаємо номінальну напругу рівною 110 кВ. Коефіцієнт зниження навантаження – 0.61 Для режиму мінімальних навантажень для досягнення інженерної точності знадобилося 4 ітерацій, величина сумарних втрат потужності – $\dot{S}_{\Sigma} = 0,631 + j1,483 \text{ MVA}$, найнижчий рівень напруги спостерігається у пункті 4, а саме $|\dot{U}_4| = 108,099 \text{ кВ}$, відповідно до розрахунків в пунктах 1, 3 та 4 залишається в роботі лише 1 трансформатор, тому в цих пунктах змінюється поперечна провідність (активна та реактивна провідність зменшуються у 2 рази). Найбільший номер регулювального відгалуження РПН в пунктах 1, 2, 3 та 4 а саме -2, найменший в пункті 4 і становить -4. Для ПБЗ варіація номерів відсутня, для пунктів 2, 4 та 5 номер становить 0.

При розрахунку післяаварійного режиму приймаємо номінальну напругу рівною 116 кВ. Розрахунок проводимо при відключеній ділянці 0-5, яка є самою завантаженою в режимі максимальних навантажень. $|\dot{i}_{0-5}| = 280.289 \text{ А}$. При відключенні ділянки 0-5 змінюються власні провідності пунктів 5 та БП. Зникає третій контур, перераховуємо значення контурних опорів. В післяаварійному режимі для досягнення інженерної точності знадобилося 6 ітерацій, величина сумарних втрат потужності - $\dot{S}_{\Sigma} = 2,728 - j7,867 \text{ MVA}$, найнижчий рівень напруги спостерігається у пункті 5, а саме $|\dot{U}_5| = 106,143 \text{ кВ}$. Найбільший номер регулювального відгалуження РПН в пункті 1а саме 1, найменший в пункті 5 і становить -5. Найбільший номер регулювального відгалуження ПБЗ в пунктах 2 та 3 – 0. Найменший номер в пункті 5 – -1.

						ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
							60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Районні електричні мережі. Курсовий проєкт [Електронний ресурс]: навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електричні системи і мережі» спеціальності 141 Електроенергетика, електро-техніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В. В. Чижевський, О. М. Янковська, О. С. Богомолів. – Електронні текстові дані. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 118 с.

2. В.А.Баженов. МОДЕЛІ ОПТИМАЛЬНОГО РОЗВИТКУ ЕНЕРГОСИСТЕМ Конспект лекцій для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців спеціальностей 7.005070102 та 8.005070102 «Електричні системи та мережі».

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

4. В.В.КИРИК ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ РЕЖИМИ РОБОТИ РОЗІМКНЕНИХ МЕРЕЖ Навчальний посібник для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”.

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК А.

Результат перевірки на плагіат

					ДП9201.141.013.ПЗ	Арк.
						62
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

ID перевірки:
1015613084

Дата перевірки:
15.06.2023 13:27:43 EEST

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:
15.06.2023 13:29:48 EEST

ID користувача:
100006981

Назва документа: Бойченко Максим Сергійович ЕС-92

Кількість сторінок: 51 Кількість слів: 11832 Кількість символів: 67481 Розмір файлу: 5.28 MB ID файлу: 1015260739

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

35.3% Схожість

Найбільша схожість: 19.8% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1015260749)

17% Джерела з Інтернету

719

Сторінка 53

33% Джерела з Бібліотеки

213

Сторінка 73

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0% Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

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

Замінені символи

238

Підозріле форматування

25
сторінок