

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

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

«__» _____ 2021_р.

Дипломний проєкт
на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
спеціальності 141 “Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка”
на тему: «Районна електрична мережа з відновлюваними джерелами
енергії»

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕС-72

Ярошенко Михайло Олегович

Керівник: професор, доктор технічних наук, професор Буткевич О.Ф.

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

_____ (підпис)

Консультант _____ доцент, кандидат технічних наук, Кацадзе Т.Л.

(назва розділу)

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

_____ (підпис)

Рецензент Старш. наук. співр. ІЕД НАН України, с.н.с., к.т.н., Слинко В.М..

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

_____ (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті

немає запозичень з праць інших авторів без

відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2021 року

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

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)
Спеціальність – 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”
Освітньо-професійна програма “Електричні системи і мережі”

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК
(підпис) (ініціали, прізвище)

« ____ » _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проєкт студенту
Ярошенко Михайло Олеговичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту *«Районна електрична мережа з відновлюваними джерелами енергії»*,
керівник проєкту Буткевич Олександр Федотович, професор, доктор
технічних наук

затверджені наказом по університету від «21» травня 2021 р. № 1246-с.

2. Термін подання студентом проєкту – 09 червня 2021 р.

3. Вихідні дані до проєкту наведено в додатку до завдання на дипломний проєкт.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки

- 1) Синтезувати 5 двоконтурних схем електричної мережі.
- 2) Вибрати кількість, типи і потужності трансформаторів на підстанціях.
- 3) Попередньо визначити потекорозподіл потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі).
- 4) Вибрати кількість ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі.
- 5) Розрахувати параметри заступної Z-схеми електричної мережі.
- 6) Розрахувати режими електричної мережі – максимальних навантажень та післяаварійного.
- 7) Вибрати регулювальні відгалуження РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій для режиму максимальних навантажень та

післяаварійного.

8) Проаналізувати існуючі методи вибору потужності та місць приєднання відновлюваних джерел енергії до електричних мереж.

5. Перелік графічного матеріалу (3 аркуша формату А1)

1) Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі.

2) Принципова та розрахункова схеми електричної мережі, режими максимальних навантажень та післяаварійний.

3) Вибір потужності та місць приєднання відновлюваних джерел енергії до електричних мереж.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання одержав
	Кацадзе Т.Л., Доцент		

7. Дата видачі завдання 17 травня 2021 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Вибір оптимальної конфігурації схеми районної електричної мережі.	17.05. - 19.05.	
2	Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі.	20.05. - 22.05.	
3	Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів.	23.05. - 24.05.	
4	Вибір потужності та місць приєднання ВДЕ до електричних мереж.	25.05. - 02.06.	
5	Оформлення пояснювальної записки.	03.06. - 05.06.	
6	Підготовка креслень.	06.06. - 07.06.	
7	Надання дипломного проекту на перевірку.	08.06.2021.	
8	Подання дипломного проекту до захисту.	09.06.2021.	

Студент

(підпис)

М.О. Ярошенко

Керівник проекту

(підпис)

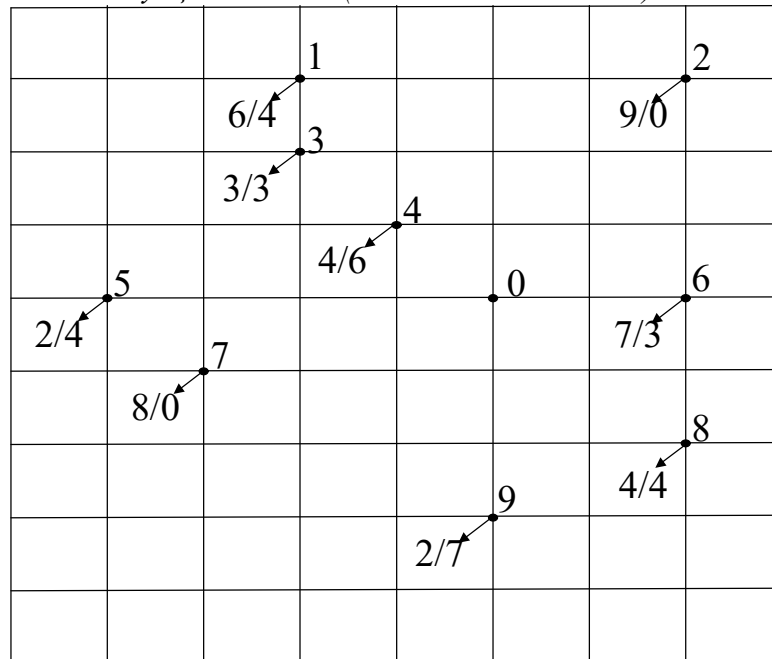
О.Ф. Буткевич

НТУУ "КПІ
імені Ігоря
Сікорського"
Кафедра ЕМС

Група ЕС-72

Студент Ярошенко М.О.

Додаток до завдання на дипломний проєкт
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "бакалавр")
«Режими нейтралі електричної мережі номінальної напруги 110 кВ»
Ситуаційний план (масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проєкту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці 0.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = \underline{0,84}$. $\cos \varphi_{сн} = \underline{0,85}$. $T_{max} = \underline{4300}$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Україна.
- Район I – II.
- $M_{гран} = \underline{4500}$ [МВт·км],

Примітки:

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

Завдання видано

Дата 17.05.2021

Підпис викладача _____

Пояснювальна записка
до дипломного проєкту

на тему: «Районна електрична мережа з відновлюваними джерелами енергії»

Київ – 2021 року

Відомість дипломного проекту

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект (разом з додатком)	4	
2	A4	ДП.7211.141.007.ПЗ	Пояснювальна записка	63	
3	A1	ДП.7211.141.01.007.ТК	Вибір оптимальної конфігурації електричної мережі.	1	
4	A1	ДП.7211.141.02.007.ТК	Принципова та розрахункова схеми і режими роботи районної електричної мережі.	1	
5	A1	ДП.7211.141.03.007.ТК	Вибір потужності та місць приєднання відновлювальних джерел енергії до електричних мереж.	1	

					ДП.7211.141.007 ПЗ		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Районна електрична мережа з відновлюваними джерелами енергії		
Розроб.		Ярошенко М.О.					
Перевір.		Буткевич О.Ф.					
Н. Контр.		Кацадзе Т.Л.					
Затв.		Кирик В.В.					
					Літ.	Арк.	Аркуші
						2	63
					КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕС-72		

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт: 63 сторінки, 7 рисунків, 32 таблиці, 7 джерел.

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЕЛЕКТРИЧНИЙ РЕЖИМ, ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

Дипломний проєкт складається із пояснювальної записки, виконаної на 63 аркушах формату А4, та графічної частини, що складається із трьох аркушів креслень формату А1. До пояснювальної записки входить 32 таблиці, 7 рисунків та 7 бібліографічних посилань на джерела інформації.

Метою виконання дипломного проєкту є розвиток районної електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії.

У першому розділі дипломного проєкту синтезовано п'ять варіантів конфігурації електричної мережі, в результаті техніко-економічного порівняння яких визначено оптимальний. Вибрано трансформатори на підстанціях та перерізи проводів ліній електропередачі. Розраховано режим максимальних навантажень та післяаварійний режим електричної мережі. Вибрано регулювальні відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів. У другому розділі наведені цільові функції та методи, що використовуються для розв'язання оптимізаційної задачі з вибору потужності та місць приєднання відновлюваних джерел енергії до електричних мереж.

Публікації за темою дипломного проєкту:

1. Ярошенко М. О. Питання вибору місця приєднання та потужності відновлюваних джерел енергії до мережі : матеріали міжнародної студентської конференції, м. Полтава, 31 травня. 2021 р. Вінниця, 2021. С. 121–123.

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						3
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTARCT

Diploma project: 63 pages, 7 figures, 32 tables, 7 references.

DISTRICT ELECTRIC NETWORK, TRANSMISSION LINE, POWER TRANSFORMER, ELECTRICAL MODE, RENEWABLES

The diploma project consists of an explanatory note made on 63 sheets of A4 format and a graphic part consisting of three sheets of drawings in A1 format. The explanatory note includes 32 tables, 7 figures and 7 references.

The purpose of the diploma project is to develop a district electrical network with renewables.

In the first section of the diploma project, five variants of the electrical network configuration are synthesized, as a result of the technical and economic comparison of which the optimal one is determined. Transformers at substations and cross-sections of power lines are selected. The mode of maximum loads and the post-emergency mode of the electric network are calculated. The control branches of on-load tap-changers and switching without excitation device of power transformers are selected. The second section presents the objective functions and methods for optimization problem solving on a choice of capacity and places of renewables installation in the electrical networks were analyzed.

Publications on the topic of the diploma project:

1. Yaroshenko M.O. The question of choosing the place of connection and capacity of renewable energy sources to the grid: materials of the international student conference, Poltava, May 31. 2021 Vinnytsia, 2021. P. 121–123.

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						4
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

	Перелік скорочень	6
1	Районна електрична мережа напругою 110 кВ	8
1.1	Вибір оптимальної конфігурації схеми районної електричної мережі	8
1.2	Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на електричних підстанціях	14
1.3	Розрахунок L-схеми мережі	16
1.4	Вибір кількості ланцюгів і перерізів для ділянок електричної мережі	19
1.5	Розрахунок параметрів схеми заміщення мережі	27
1.6	Розрахунок зведених навантажень та провідностей пунктів мережі	30
1.7	Розрахунок режиму максимальних навантажень	32
1.8	Розрахунок післяаварійного режиму	41
1.9	Розрахунок відгалужень ПБЗ та РПН	49
2	Аналіз існуючих методів вибору потужності та місць приєднання відновлюваних джерел енергії до електричної мережі	53
2.1	Врахування одного критерію при вирішенні оптимізаційної задачі	53
2.2	Врахування декількох критеріїв при вирішенні оптимізаційної задачі	56
2.3	Методи оптимізації	59
	Висновки	61
	Список використаної літератури	62
	Додаток А. Результати перевірки пояснювальної записки на наявність плагіату	63

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

БП – балансуєчий пункт

ВДЕ - відновлювані джерела енергії

ЕМ – електрична мережа

ЛЕП – лінія електропередачі

ОЕС – об'єднана енергосистема

ПБЗ – перемикання без збудження

РПН – регулювання під навантаженням

УК – умовно керовані

ЦЖ – центр живлення

ЦФ – цільова функція

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Проектування електричних мереж є важливим завданням, від успішного виконання якого залежить надійне електроживлення споживачів, тому велика увага приділяється вибору трансформаторів, проводів та іншого електротехнічного обладнання. Проте електроенергетична галузь не є екологічно чистою в наш час через «левову» частку в структурі генеруючих потужностей ОЕС України теплових електростанцій, що негативно впливає на довкілля. Існує нагальна потреба заміни існуючих традиційних джерел енергії на відновлювані з метою зведення до нульового рівня кількості викидів CO₂ в атмосферу, тим самим стримуючи глобальне потепління і запобігаючи кліматичним катаклізмам. Відповідно до Енергетичної стратегії України до 2035р. [1] частка ВДЕ у структурі генеруючих потужностей ОЕС України має становити 25%. Впровадження ВДЕ у таких обсягах призведе до зміни властивостей ОЕС України, зменшить її інерційність, потребуватиме додаткових значних обсягів маневрених генеруючих потужностей та інше.

Потужність та місце приєднання ВДЕ до ЕМ можуть мати суттєвий вплив на параметри та показники режимів роботи ЕМ. Аналізу цих питань присвячено багато праць, що відрізняються методами та засобами досліджень. Застосування тих чи інших методів вибору місць приєднання ВДЕ до ЕМ можуть мати переваги у разі урахування особливостей конкретних ЕМ. Тому результати критичного аналізу таких праць та їх використання дадуть змогу визначати доцільність використання тих чи інших методів вибору місць приєднання та потужності ВДЕ у разі розгляду конкретних ЕМ, ураховуючи їхні схемно-режимні особливості.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішено наступні завдання:

- 1) Визначено оптимальну конфігурацію мережі, обрані трансформатори та проводи, ітераційно розраховані усталені режими електричних мережі.
- 2) Проведено аналіз методів вибору потужності та місця встановлення ВДЕ у мережу.

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА НАПРУГОЮ 110 КВ

1.1 Вибір оптимальної конфігурації схеми районної електричної мережі

Визначальний вплив на конфігурацію електричної мережі має взаємне розташування джерел генерування та споживачів електроенергії. Поєднання шин споживачів з шишами джерел живлення може здійснюватися за різного з'єднання лініями електропередачі. Метою проектування електричної мережі є знаходження оптимального варіанту приєднання шин споживачів з шишами джерел енергії, за якого будуть мати місце найкращі техніко-економічні показники.

Вибір конфігурації електричної мережі буде виконуватися згідно перевірки допустимості моментів потужності: $M = P \cdot l$.

Сумарне навантаження активної потужності у кожному пункті:

$$\begin{aligned}P_1 &= P_{1CH} + P_{1HH} = 6 + 4 = 10 \text{ МВт}; \\P_2 &= P_{1CH} + P_{2HH} = 9 + 0 = 9 \text{ МВт}; \\P_3 &= P_{3CH} + P_{3HH} = 3 + 3 = 6 \text{ МВт}; \\P_4 &= P_{4CH} + P_{4HH} = 4 + 6 = 10 \text{ МВт}; \\P_5 &= P_{5CH} + P_{5HH} = 2 + 4 = 6 \text{ МВт}; \\P_6 &= P_{6CH} + P_{6HH} = 7 + 3 = 10 \text{ МВт}; \\P_7 &= P_{7CH} + P_{7HH} = 8 + 0 = 8 \text{ МВт}; \\P_8 &= P_{8CH} + P_{8HH} = 4 + 4 = 8 \text{ МВт}; \\P_9 &= P_{9CH} + P_{9HH} = 2 + 7 = 9 \text{ МВт}.\end{aligned}$$

Після визначення активної потужності навантаження, виконується синтез 5 варіантів конфігурації схем електричної мережі. Відповідно до результатів моментів потужності в схемі, а також сумарній довжині ділянок буде обраний найбільш оптимальний варіант. Обмеженням є граничний момент потужності, який не має перевищувати 4500 МВт·км, тобто $M_{гран} = 4500 \text{ МВт} \cdot \text{км}$.

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок першого варіанту конфігурації схеми електричної мережі.

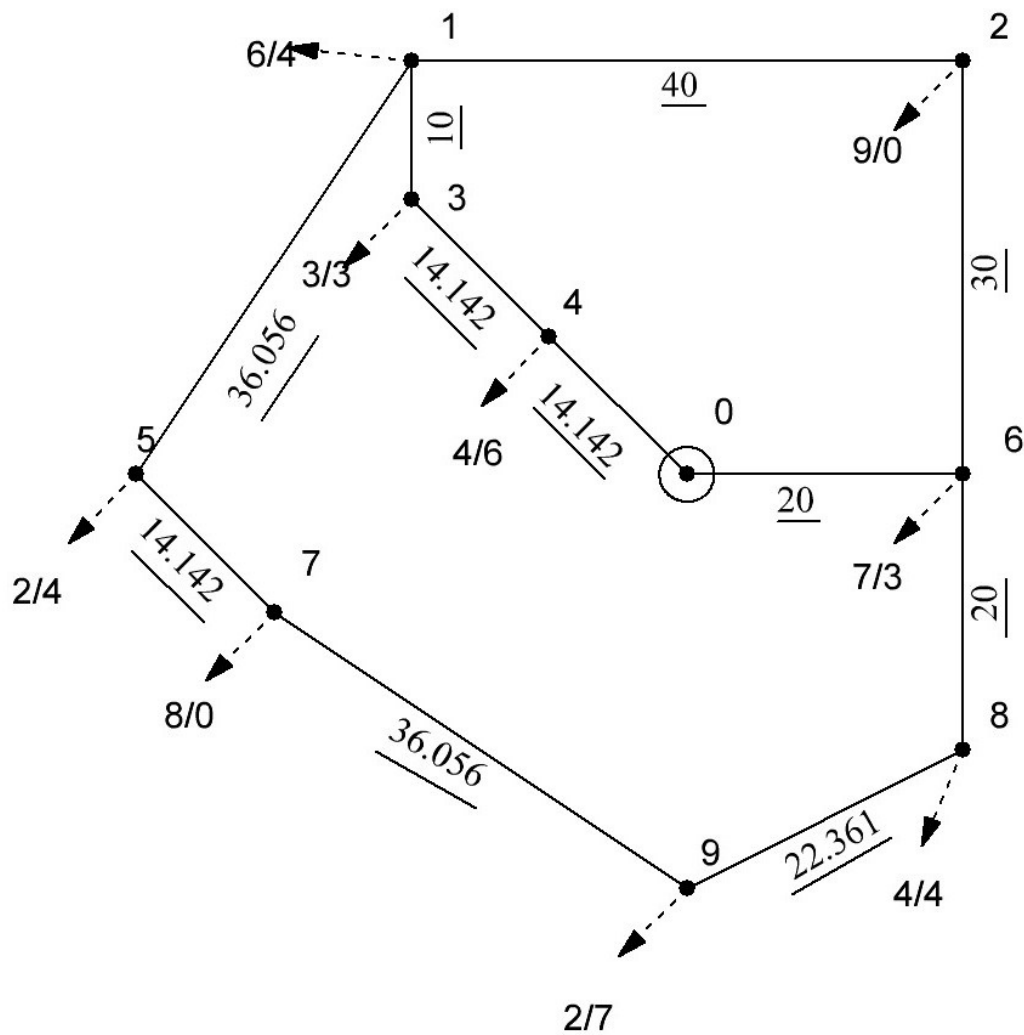


Рисунок 1.1 – Перший варіант конфігурації схеми електричної мережі

Момент потужності для першого контуру (0-4-3-1-2-6-0) за годинниковою стрілкою:

$$M_{11ГОД} = P_4 \cdot l_{04} + P_3 \cdot (l_{04} + l_{34}) + P_1 \cdot (l_{04} + l_{34} + l_{13}) + P_2 \cdot (l_{04} + l_{34} + l_{13} + l_{12}) + \\ + P_6 \cdot (l_{04} + l_{34} + l_{13} + l_{12} + l_{26}) = 10 \cdot 14.142 + 6 \cdot (14.142 + 14.142) + 10 \cdot (14.142 + 14.142 + 10) + \\ + 9 \cdot (14.142 + 14.142 + 10 + 40) + 10 \cdot (14.142 + 14.142 + 10 + 40 + 30) = 2481.371 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Момент потужності для першого контуру (0-4-3-1-2-6-0) проти годинникової стрілки:

$$M_{11ПРГОД} = P_6 \cdot l_{06} + P_2 \cdot (l_{06} + l_{26}) + P_1 \cdot (l_{06} + l_{26} + l_{12}) + P_3 \cdot (l_{06} + l_{26} + l_{12} + l_{13}) + \\ + P_4 \cdot (l_{06} + l_{26} + l_{12} + l_{13} + l_{34}) = 10 \cdot 20 + 9 \cdot (20 + 30) + 10 \cdot (20 + 30 + 40) + 6 \cdot (20 + 30 + 40 + 10) + \\ + 10 \cdot (20 + 30 + 40 + 10 + 14.142) = 3291,421 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Момент потужності для другого контуру (0-6-8-9-7-5-1-3-4-0) за годинниковою стрілкою:

$$M_{21ГОД} = P_6 \cdot l_{06} + P_8 \cdot (l_{06} + l_{68}) + P_9 \cdot (l_{06} + l_{68} + l_{89}) + P_7 \cdot (l_{06} + l_{68} + l_{89} + l_{79}) + \\ + P_5 \cdot (l_{06} + l_{68} + l_{89} + l_{79} + l_{57}) + P_1 \cdot (l_{06} + l_{68} + l_{89} + l_{79} + l_{57} + l_{15}) + \\ + P_3 \cdot (l_{06} + l_{68} + l_{89} + l_{79} + l_{57} + l_{15} + l_{13}) + P_4 \cdot (l_{06} + l_{68} + l_{89} + l_{79} + l_{57} + l_{15} + l_{13} + l_{34}) = \\ = 10 \cdot 20 + 8 \cdot (20 + 20) + 9 \cdot (20 + 20 + 22.361) + 8 \cdot (20 + 20 + 22.361 + 36.056) + \\ + 6 \cdot (20 + 20 + 22.361 + 36.056 + 14.142) + 10 \cdot \left(\frac{20 + 20 + 22.361 + 36.056 + 14.142}{14.142 + 36.056} \right) + \\ + 6 \cdot \left(\frac{20 + 20 + 22.361 + 36.056 + 14.142 + 14.142}{+36.056 + 10} \right) + 10 \cdot \left(\frac{20 + 20 + 22.361 + 36.056 + 14.142 + 14.142}{+14.142 + 36.056 + 10 + 14.142} \right) = \\ = 6709.307 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Момент потужності для другого контуру (0-6-8-9-7-5-1-3-4-0) проти годинникової стрілки:

$$M_{21ПРГОД} = P_4 \cdot l_{04} + P_3 \cdot (l_{04} + l_{34}) + P_1 \cdot (l_{04} + l_{34} + l_{13}) + P_5 \cdot (l_{04} + l_{34} + l_{13} + l_{15}) + \\ + P_7 \cdot (l_{04} + l_{34} + l_{13} + l_{15} + l_{57}) + P_9 \cdot (l_{04} + l_{34} + l_{13} + l_{15} + l_{57} + l_{79}) + \\ + P_8 \cdot (l_{04} + l_{34} + l_{13} + l_{15} + l_{57} + l_{79} + l_{89}) + P_6 \cdot (l_{04} + l_{34} + l_{13} + l_{15} + l_{57} + l_{79} + l_{89} + l_{68}) + \\ + P_2 \cdot (l_{04} + l_{34} + l_{13} + l_{15} + l_{57} + l_{79} + l_{89} + l_{68} + l_{26}) = 10 \cdot 14.142 + 6 \cdot (14.142 + 14.142) + \\ + 10 \cdot (14.142 + 14.142 + 10) + 6 \cdot (14.142 + 14.142 + 10 + 36.056) + 8 \cdot \left(\frac{14.142 + 14.142 + 10 + 36.056}{+36.056 + 14.142} \right) + \\ + 9 \cdot (14.142 + 14.142 + 10 + 36.056 + 14.142 + 36.056) + 8 \cdot \left(\frac{14.142 + 14.142 + 10 + 36.056 + 14.142 + 36.056}{+36.056 + 22.361} \right) + \\ + 10 \cdot (14.142 + 14.142 + 10 + 36.056 + 14.142 + 36.056 + 22.361 + 20) + 9 \cdot \left(\frac{14.142 + 14.142 + 10 + 36.056 + 14.142 + 36.056 + 22.361 + 20}{+14.142 + 36.056 + 22.361 + 20 + 30} \right) = \\ = 5812.867 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Сумарна довжина першого варіанту конфігурації схеми:

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned}
 l_{\Sigma 1} &= l_{04} + l_{34} + l_{13} + l_{12} + l_{26} + l_{06} + l_{68} + l_{89} + l_{79} + l_{57} + l_{15} = \\
 &= 14.142 + 14.142 + 10 + 40 + 30 + 20 + 20 + 22.361 + 36.056 + \\
 &+ 14.142 + 36.056 = 256.898 \text{ км}
 \end{aligned}$$

Розрахунок другого варіанту конфігурації схеми електричної мережі.

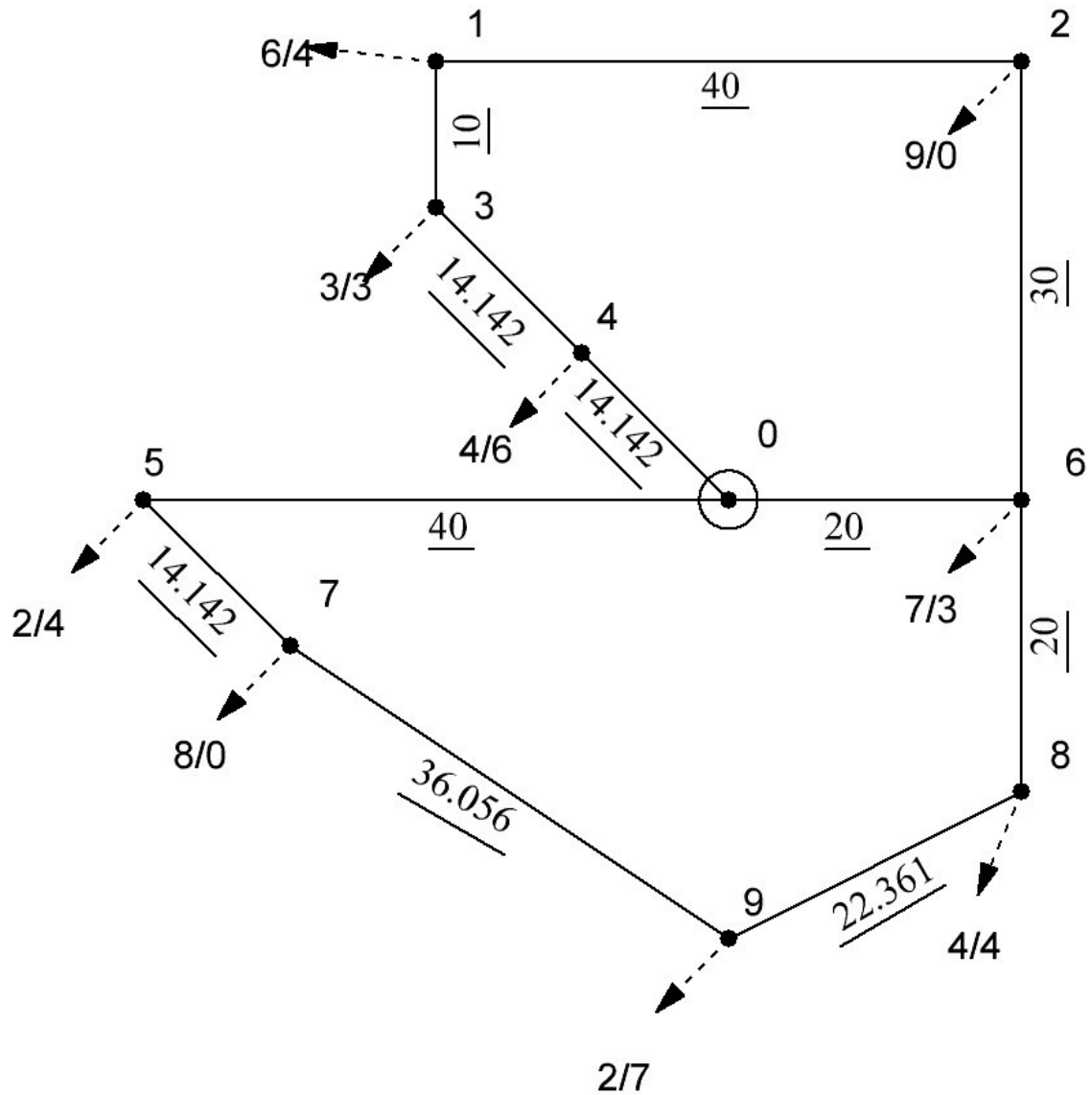


Рисунок 1.2 – Другий варіант конфігурації схеми електричної мережі

Момент потужності для першого контуру (0-4-3-1-2-6-0) за годинниковою стрілкою:

$$M_{12ГОД} = P_4 \cdot l_{04} + P_3 \cdot (l_{04} + l_{34}) + P_1 \cdot (l_{04} + l_{34} + l_{13}) + P_2 \cdot (l_{04} + l_{34} + l_{13} + l_{12}) + \\ + P_6 \cdot (l_{04} + l_{34} + l_{13} + l_{12} + l_{26}) = 10 \cdot 14.142 + 6 \cdot (14.142 + 14.142) + 10 \cdot (14.142 + 14.142 + 10) + \\ + 9 \cdot (14.142 + 14.142 + 10 + 40) + 10 \cdot (14.142 + 14.142 + 10 + 40 + 30) = 2481.371 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Момент потужності для першого контуру (0-4-3-1-2-6-0) проти годинникової стрілки:

$$M_{12ПРОГ} = P_6 \cdot l_{06} + P_2 \cdot (l_{06} + l_{26}) + P_1 \cdot (l_{06} + l_{26} + l_{12}) + P_3 \cdot (l_{06} + l_{26} + l_{12} + l_{13}) + \\ + P_4 \cdot (l_{06} + l_{26} + l_{12} + l_{13} + l_{34}) = 10 \cdot 20 + 9 \cdot (20 + 30) + 10 \cdot (20 + 30 + 40) + 6 \cdot (20 + 30 + 40 + 10) + \\ + 10 \cdot (20 + 30 + 40 + 10 + 14.142) = 3291,421 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Момент потужності для другого контуру (0-6-8-9-7-5-0) за годинниковою стрілкою:

$$M_{22ГОД} = P_6 \cdot l_{06} + P_8 \cdot (l_{06} + l_{68}) + P_9 \cdot (l_{06} + l_{68} + l_{89}) + P_7 \cdot (l_{06} + l_{68} + l_{89} + l_{79}) + \\ + P_5 \cdot (l_{06} + l_{68} + l_{89} + l_{79} + l_{57}) = \\ = 10 \cdot 20 + 8 \cdot (20 + 20) + 9 \cdot (20 + 20 + 22.361) + 8 \cdot (20 + 20 + 22.361 + 36.056) + \\ + 6 \cdot (20 + 20 + 22.361 + 36.056 + 14.142) = 2543.926 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Момент потужності для другого контуру (0-6-8-9-7-5-0) проти годинникової стрілки:

$$M_{22ПРОГ} = P_5 \cdot (l_{05}) + P_7 \cdot (l_{05} + l_{57}) + P_9 \cdot (l_{05} + l_{57} + l_{79}) + \\ + P_8 \cdot (l_{05} + l_{57} + l_{79} + l_{89}) + P_6 \cdot (l_{05} + l_{57} + l_{79} + l_{89} + l_{68}) = \\ = 6 \cdot (40) + 8 \cdot (40 + 14.142) + 9 \cdot (40 + 14.142 + 36.056) + \\ + 8 \cdot (40 + 14.142 + 36.056 + 22.361) + 10 \cdot (40 + 14.142 + 36.056 + 22.361 + 20) = \\ = 3710.966 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Сумарна довжина ліній другого варіанту конфігурації схеми:

$$l_{\Sigma 2} = l_{04} + l_{34} + l_{13} + l_{12} + l_{26} + l_{06} + l_{68} + l_{89} + l_{79} + l_{57} + l_{05} = \\ = 14.142 + 14.142 + 10 + 40 + 30 + 20 + 20 + 22.361 + 36.056 + \\ + 14.142 + 40 = 260.843 \text{ км}$$

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

Результат розрахунку 5-ти варіантів конфігурації схеми наведено в таблиці 1.1

Таблиця 1.1 – Результат розрахунку 5-ти варіантів конфігурації схеми

Варіант схеми	Момент першого контуру за годинниковою стрілкою, $MВт \cdot км$	Момент першого контуру проти годинникової стрілки, $MВт \cdot км$	Момент другого контуру за годинниковою стрілкою, $MВт \cdot км$	Момент другого контуру проти годинникової стрілки, $MВт \cdot км$	Сумарна довжина ліній, км
1	2481.371	3291.421	6709.307	5812.867	256.898
2	2481.371	3291.421	2543.926	3710.966	260.843
3	2649.245	2333.738	2956.324	1847.864	258.521
4	4603.634	2968.701	2649.245	2333.738	262.954
5	3745.143	3319.512	4756.701	5173.991	294.867

Як видно з таблиці 1.1, кращими варіантами конфігурації схеми з точки зору моментів потужності та довжини лінії є варіанти 2 та 3, отже вони і будуть розглядатися далі. Схему з'єднану за варіантом 3 зображено на рисунку 1.3.

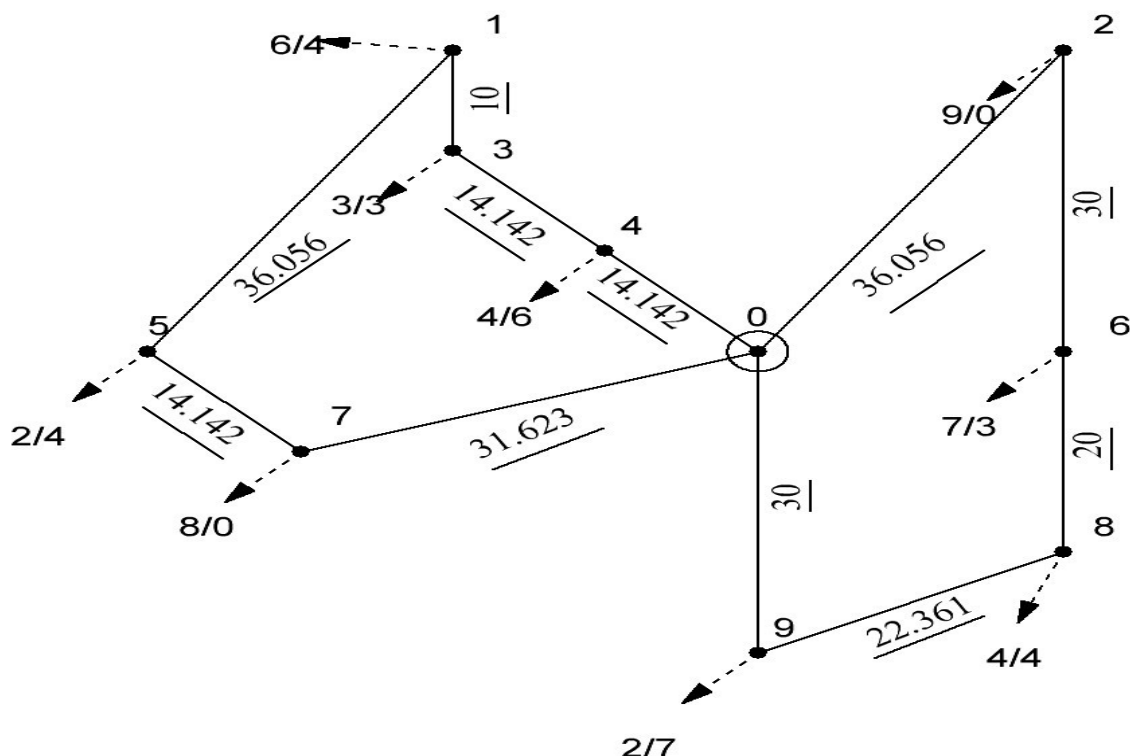


Рисунок 1.3 - Третій варіант конфігурації схеми

1.2 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на електричних підстанціях

Реактивна складова потужності навантаження на стороні СН:

$$Q_{1CH} = -P_{1CH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.85)) = -6 \cdot \operatorname{tg}(31.788) = -3.718 \text{ МВАр};$$

$$Q_{2CH} = -P_{2CH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.85)) = -9 \cdot \operatorname{tg}(31.788) = -5.578 \text{ МВАр};$$

$$Q_{3CH} = -P_{3CH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.85)) = -3 \cdot \operatorname{tg}(31.788) = -1.859 \text{ МВАр};$$

$$Q_{4CH} = -P_{4CH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.85)) = -4 \cdot \operatorname{tg}(31.788) = -2.479 \text{ МВАр};$$

$$Q_{5CH} = -P_{5CH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.85)) = -2 \cdot \operatorname{tg}(31.788) = -1.239 \text{ МВАр};$$

$$Q_{6CH} = -P_{6CH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.85)) = -7 \cdot \operatorname{tg}(31.788) = -4.338 \text{ МВАр};$$

$$Q_{7CH} = -P_{7CH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.85)) = -8 \cdot \operatorname{tg}(31.788) = -4.958 \text{ МВАр};$$

$$Q_{8CH} = -P_{8CH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.85)) = -4 \cdot \operatorname{tg}(31.788) = -2.479 \text{ МВАр};$$

$$Q_{9CH} = -P_{9CH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.85)) = -2 \cdot \operatorname{tg}(31.788) = -1.239 \text{ МВАр}.$$

Реактивна складова потужності навантаження на стороні НН:

$$Q_{1HH} = -P_{1HH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.86)) = -4 \cdot \operatorname{tg}(30.683) = -2.373 \text{ МВАр};$$

$$Q_{2HH} = -P_{2HH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.86)) = -0 \cdot \operatorname{tg}(30.683) = 0 \text{ МВАр};$$

$$Q_{3HH} = -P_{3HH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.86)) = -3 \cdot \operatorname{tg}(30.683) = -1.78 \text{ МВАр};$$

$$Q_{4HH} = -P_{4HH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.86)) = -6 \cdot \operatorname{tg}(30.683) = -3.56 \text{ МВАр};$$

$$Q_{5HH} = -P_{5HH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.86)) = -4 \cdot \operatorname{tg}(30.683) = -2.373 \text{ МВАр};$$

$$Q_{6HH} = -P_{6HH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.86)) = -3 \cdot \operatorname{tg}(30.683) = -1.78 \text{ МВАр};$$

$$Q_{7HH} = -P_{7HH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.86)) = -0 \cdot \operatorname{tg}(30.683) = 0 \text{ МВАр};$$

$$Q_{8HH} = -P_{8HH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.86)) = -4 \cdot \operatorname{tg}(30.683) = -2.373 \text{ МВАр};$$

$$Q_{9HH} = -P_{9HH} \cdot \operatorname{tg}(a \cos(0.86)) = -7 \cdot \operatorname{tg}(30.683) = -4.154 \text{ МВАр};$$

Потужність сумарного навантаження для підстанції 1:

$$S_{MAX1} = P_{1CH} + P_{1HH} + j(Q_{1CH} + Q_{1HH}) = 6 + 4 + j(-3.718 - 2.373) = 10 - j6.092 \text{ МВА}$$

$$|S_{MAX1}| = |10 - j6.092| = 11.709 \text{ МВА}$$

Результати розрахунку сумарного навантаження та модулю сумарного навантаження для підстанцій мережі наведено в таблиці 1.2

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2 – Потужність сумарного навантаження у пунктах мережі

Пункт	Сумарне навантаження, МВА	Модуль сумарного навантаження, МВА
1	10-j6.092	11.709
2	9-j5.578	10.588
3	6-j3.639	7.017
4	10-j6.039	11.682
5	6-j3.613	7.004
6	10-j6.118	11.723
7	8-j4.958	9.412
8	8-j4.852	9.357
9	9-j5.393	10.492

Значення розрахункової потужності одного трансформатора у пункті 1:

$$S_{T1} = 0.7 \cdot |S_{MAX1}| = 0.7 \cdot 11.709 = 8.197 \text{ МВА}$$

Виходячи з таблиці Д.15 у [2] обираємо трансформатор ТДТН-10000/110.

Так як на стороні НН у пунктах 2, 7 відсутнє навантаження, тобто потужність передається на стороні СН, то обирається двообмотковий трансформатор в якого на стороні НН номінальна напруга 35 кВ.

Вибір трансформаторів на інших підстанціях наведено у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Вибір трансформаторів для пунктів мережі

Пункт	Розрахункова потужність трансформатора, МВА	Тип трансформатора
1	8.197	2·ТДТН-10000/110
2	7.412	2·ТДН 16000/110
3	4.912	2·ТДТН-6300/110
4	8.177	2·ТДТН-10000/110
5	4.903	2·ТДТН-6300/110
6	8.206	2·ТДТН-10000/110
7	6.588	2·ТДН 16000/110
8	6.55	2·ТДТН-10000/110
9	7.344	2·ТДТН-10000/110

1.3 Розрахунок L-схеми мережі

Розрахунок буде виконуватись методом контурних рівнянь. Умовно розімкнена схема варіанта 3 зображена на рисунку 3.1 . Хордами є гілки 1-5 та 2-6.

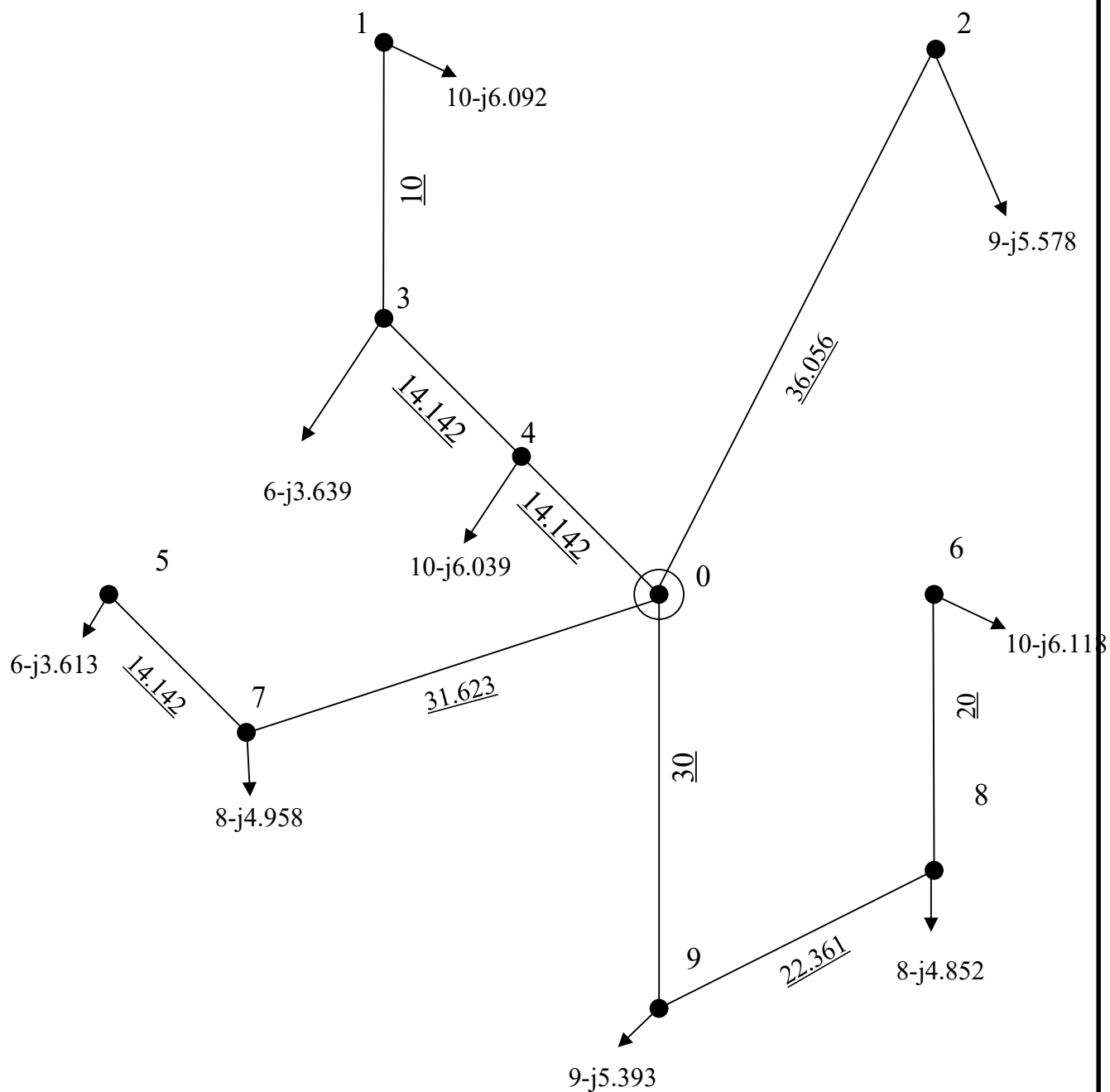


Рисунок 1.4 Умовно розімкнена схема електричної мережі

Потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі варіант 3:

$$S_{13} = S_1 = 10-j6.092 \text{ МВА};$$

$$S_{34} = S_3 + S_{13} = 6-j3.639+10-j6.092=16-j9.731 \text{ МВА};$$

$$S_{04} = S_4 + S_{34} = 10-6.039i+16-j9.731=26-j15.77 \text{ МВА};$$

$$S_{57} = S_5 = 6-j3.613 \text{ МВА};$$

$$S_{07} = S_7 + S_{57} = 8-j4.958+6-j3.613=14-j8.571 \text{ МВА};$$

$$S_{68} = S_6 = 10-j6.118 \text{ МВА};$$

$$S_{89} = S_8 + S_{68} = 8-j4.852+10-j6.118=18-j10.971 \text{ МВА};$$

$$S_{09} = S_9 + S_{89} = 9-j5.393+18-j10.971=27-j16.364 \text{ МВА};$$

$$S_{02} = S_2 = 9-j5.578 \text{ МВА};$$

Довжина контурів:

$$l_{K1} = l_{02} + l_{26} + l_{68} + l_{89} + l_{09} = 36.056 + 30 + 20 + 22.361 + 30 = 138.416 \text{ км};$$

$$l_{K2} = l_{07} + l_{57} + l_{15} + l_{34} + l_{04} = 31.623 + 14.142 + 36.056 + 14.142 + 14.142 = 120.105 \text{ км}.$$

Система рівнянь для визначення зрівнювальної потужності:

$$\begin{cases} S_{02} \cdot l_{02} - S_{68} \cdot l_{68} - S_{89} \cdot l_{89} - S_{09} \cdot l_{09} = \\ = (9-j5.578) \cdot 36.056 - (10-j6.118) \cdot 20 - (18-j10.971) \cdot 22.361 - (27-j16.364) \cdot 30 = -S_{K1} \cdot l_{K1} \\ S_{07} \cdot l_{07} + S_{57} \cdot l_{57} - S_{13} \cdot l_{13} - S_{34} \cdot l_{34} - S_{04} \cdot l_{04} = \\ = (14-j8.571) \cdot 31.623 + (6-j3.613) \cdot 14.142 - (10-j6.092) \cdot 10 - (16-j9.731) \cdot 14.142 - \\ - (26-j15.77) \cdot 14.142 = -S_{K2} \cdot l_{K2} \end{cases}$$

Корені системи рівнянь, які є зрівнювальними потужностями в контурах дорівнюють:

$$S_{K1} = 7.86-j4.75 \text{ МВА};$$

$$S_{K2} = 1.385-j0.828 \text{ МВА}.$$

Результуючий потокорозподіл в L-схемі електричної мережі становить:

$$S_{13} = S_{13} - S_{K2} = 10-j6.092 - (1.385-j0.828) = 8.615-j5.264 \text{ МВА};$$

$$S_{34} = S_{34} - S_{K2} = 16-j9.731 - (1.385-j0.828) = 14.615-j8.903 \text{ МВА};$$

$$S_{04} = S_{04} - S_{K2} = 26-j15.77 - (1.385-j0.828) = 24.615-j14.942 \text{ МВА};$$

$$S_{57} = S_{57} + S_{K2} = 6-j3.613 + (1.385-j0.828) = 7.385-j4.441 \text{ МВА};$$

$$S_{07} = S_{07} + S_{K2} = 14-j8.571 + (1.385-j0.828) = 15.385-j9.399 \text{ МВА};$$

$$S_{68} = S_{68} - S_{K1} = 10-j6.118 - (7.86-j4.75) = 2.14-j1.368 \text{ МВА};$$

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

$$S_{89} = S_{89} - S_{K1} = 18-j10.971 - (7.86-j4.75) = 10.14-j6.221 \text{ МВА};$$

$$S_{09} = S_{09} - S_{K1} = 27-j16.364 - (7.86-j4.75) = 19.14-j11.614 \text{ МВА};$$

$$S_{02} = S_{02} + S_{K1} = 9-j5.578 + 7.86-j4.75 = 16.86-j10.328 \text{ МВА};$$

$$S_{15} = S_{K2} = 1.385-j0.828 \text{ МВА};$$

$$S_{26} = S_{K1} = 7.86-j4.75 \text{ МВА}.$$

Перевірка правильності розрахунку за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$\begin{cases} S_{02} \cdot l_{02} - S_{68} \cdot l_{68} - S_{89} \cdot l_{89} - S_{09} \cdot l_{09} + S_{26} \cdot l_{26} = \\ = (16.86-j10.328) \cdot 36.056 - (2.14-j1.368) \cdot 20 - (10.14-j6.221) \cdot 22.361 - (19.14-j11.614) \cdot 30 \\ + (7.86-j4.75) \cdot 30 = 0; \\ S_{07} \cdot l_{07} + S_{57} \cdot l_{57} - S_{13} \cdot l_{13} - S_{34} \cdot l_{34} - S_{04} \cdot l_{04} + S_{15} \cdot l_{15} = \\ = (15.385-j9.399) \cdot 31.623 + (7.385-j4.441) \cdot 14.142 - (8.615-j5.264) \cdot 10 - (14.615-j8.903) \cdot 14.142 - \\ - (24.615-j14.492) \cdot 14.142 + (1.385-j0.828) \cdot 36.056 = 0. \end{cases}$$

Результат дорівнює нулю, отже розрахунок є правильним. Потокорозподіл потужності ділянками схеми зображений на рисунку 1.5

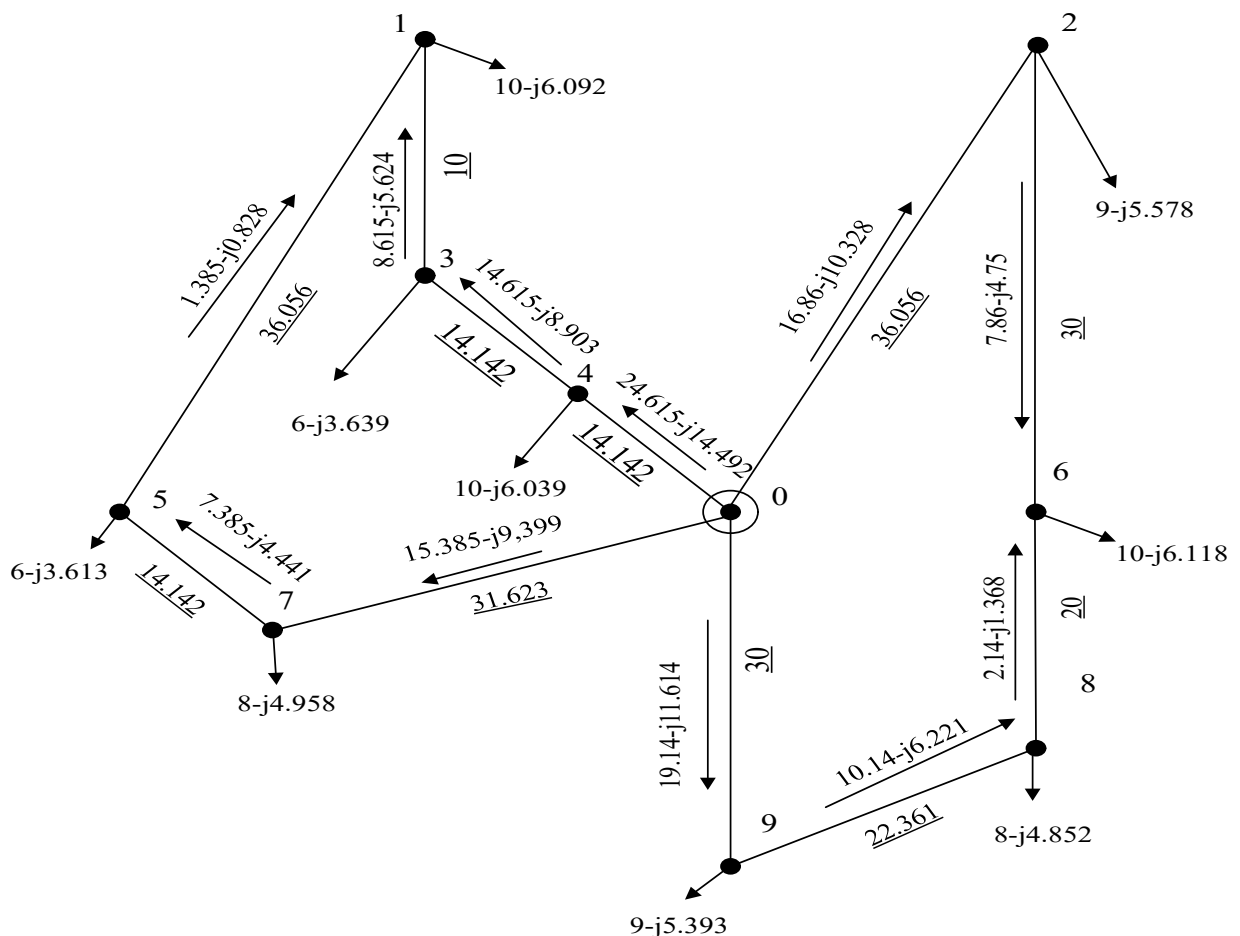


Рисунок 1.5 – Потокорозподіл потужності ділянками в L-схемі

1.4 Вибір кількості ланцюгів і перерізів для ділянок електричної мережі

Час максимальних втрат дорівнює:

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{MAX}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0.124 + \frac{4600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2988 \text{ год}$$

Струм по гілці та оптимальний переріз для ділянки 0-4:

$$I_{04} = \frac{\sqrt{P_{04}^2 + Q_{04}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{24.615^2 + (-14.942)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 151.137 \text{ А}$$

$$F_{OPT04} = \sqrt{\frac{3 \cdot I_{04}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{BX} \cdot 10^{-5}}{k_{num.3M110} \cdot (0.01 \cdot 1.2 + 0.1)}} = \sqrt{\frac{3 \cdot 151.137^2 \cdot 28.5 \cdot 2988 \cdot 31.5 \cdot 10^{-5}}{450 \cdot (0.01 \cdot 1.2 + 0.1)}} = 190.967 \text{ мм}^2$$

Результати розрахунку струму ділянками мережі та оптимального перерізу схеми варіанта 3 наведені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 Струми ділянок мережі та оптимальний переріз проводів

Ділянка	Струм, А	Оптимальний переріз, мм ²
0-4	151.137	190.967
3-4	89.822	113.493
1-3	52.99	66.954
1-5	8.469	10.701
5-7	45.23	57.15
0-7	94.627	119.564
2-6	48.202	60.906
0-2	103.775	131.123
6-8	13.332	16.845
8-9	62.438	78.893
0-9	117.506	148.473

Для ділянок в яких оптимальний переріз є меншим за 70 мм², приймається мінімальний переріз для класу напруги 110 кВ, тобто 70 мм².

До таких ділянок відносяться: 1-3, 1-5, 5-7, 2-6, 6-8. Для ділянок 3-4, 0-7, 0-2 обирається переріз 120 мм², так як оптимальний переріз цих ділянок є дуже близьким до цього значення.

Розрахунок перерізу ділянки 0-4. Так як оптимальний переріз проводу складає 190 мм², буде проводитися техніко-економічне порівняння варіантів конструкції проводу між 120 та 240 мм².

Необхідні капіталовкладення у будівництво:

$$K_{ПЛ120} = K_{110-1 \times 120} \cdot l_{04} = 345 \cdot 14.142 = 4879.03 \text{ тис.грн};$$

$$K_{ПЛ240} = K_{110-1 \times 240} \cdot l_{04} = 400 \cdot 14.142 = 5656.85 \text{ тис.грн.}$$

Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонт:

$$I_{eПЛ120} = K_{110-1 \times 120} \cdot \frac{H_{ПЛ}}{100} = 4879.03 \cdot \frac{1.2}{100} = 58.548 \text{ тис.грн};$$

$$I_{eПЛ240} = K_{110-1 \times 240} \cdot \frac{H_{ПЛ}}{100} = 5656.85 \cdot \frac{1.2}{100} = 67.882 \text{ тис.грн.}$$

Еквівалентний активний опір лінії:

$$R_{ПЛ120} = r_{0120} \cdot l_{04} = 0.244 \cdot 14.142 = 3.451 \text{ Ом};$$

$$R_{ПЛ240} = r_{0240} \cdot l_{04} = 0.118 \cdot 14.142 = 1.669 \text{ Ом.}$$

Втрати активної потужності в проводах:

$$\Delta P_{\Sigma ПЛ120} = \frac{P_{04}^2 + Q_{04}^2}{U_H^2} \cdot R_{ПЛ120} = \frac{24.615^2 + (-14.942)^2}{110^2} \cdot 3.451 = 236 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma ПЛ240} = \frac{P_{04}^2 + Q_{04}^2}{U_H^2} \cdot R_{ПЛ240} = \frac{24.615^2 + (-14.942)^2}{110^2} \cdot 1.669 = 114 \text{ кВт.}$$

Змінні втрати активної енергії:

$$\Delta A_{3МПЛ120} = \Delta P_{\Sigma ПЛ120} \cdot \tau = 236 \cdot 2988 = 706472 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A_{3МПЛ240} = \Delta P_{\Sigma ПЛ240} \cdot \tau = 114 \cdot 2988 = 341655 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Щорічні витрати на покриття втрат активної енергії:

$$I_{ВТРПЛ120} = 10^{-5} \cdot (106 \cdot \Delta A_{3МПЛ120}) = 10^{-5} \cdot (106 \cdot 706472) = 749 \text{ тис.грн};$$

$$I_{ВТРПЛ240} = 10^{-5} \cdot (106 \cdot \Delta A_{3МПЛ240}) = 10^{-5} \cdot (106 \cdot 341655) = 362 \text{ тис.грн};$$

Сумарні щорічні витрати на утримання ліній:

$$I_{ПЛ120} = I_{ВТРПЛ120} + I_{eПЛ120} = 749 + 58.548 = 807.409 \text{ тис.грн};$$

$$I_{ПЛ240} = I_{ВТРПЛ240} + I_{eПЛ240} = 362 + 67.872 = 430.036 \text{ тис.грн};$$

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Капіталовкладення в підстанції:

$$K_{ПС120} = 2 \cdot n_{\epsilon 0,4} \cdot C_{B110} = 2 \cdot 2 \cdot 450 = 1800 \text{ тис.грн};$$

$$K_{ПС240} = 2 \cdot n_{\epsilon 0,4} \cdot C_{B110} = 2 \cdot 2 \cdot 450 = 1800 \text{ тис.грн};$$

Витрати на підстанції:

$$I_{ПС0,4} = K_{ПС120} \cdot \frac{H_{ПС0,4}}{100} = 1800 \cdot \frac{2.4}{100} = 43.2 \text{ тис.грн};$$

$$I_{ПС240} = K_{ПС240} \cdot \frac{H_{ПС0,4}}{100} = 1800 \cdot \frac{2.4}{100} = 43.2 \text{ тис.грн}.$$

Сумарні дисконтовані витрати для перерізу проводів:

$$З_{ЛЕП120} = K_{ПЛ120} + K_{ПС120} + \frac{I_{ПЛ120} + I_{ПС120}}{E} = 4879.03 + 1800 + \frac{807.409 + 43,2}{0.1} = 15185.126 \text{ тис.грн};$$

$$З_{ЛЕП120} = K_{ПЛ240} + K_{ПС240} + \frac{I_{ПЛ240} + I_{ПС240}}{E} = 5656.85 + 1800 + \frac{430.036 + 43,2}{0.1} = 12189.215 \text{ тис.грн}.$$

Після проведених розрахунків можна зробити висновок, що побудова лінії з проводом 240мм², є більш вигідною.

Таблиця 1.5 – Результати техніко-економічного порівняння проводів для ділянок 8-9, 0-9

Лінія	Варіант виконання	К _{пл} , тис.грн	И _{Епл} , тис.грн/рік	И _{втр} , тис.грн/рік	И _{пл,тис} грн/рік	К _{пс} , тис. грн	И _{пс} , тис. грн/рік	З _{лп} , тис. грн
0-9	1x120	10350	124.2	960.261	1084.46	1800	43.2	23426.61
	1x240	12000	144	464.389	608.389	1800	43.2	20315.88
8-9	1x70	7043.6	84.523	349.508	434.031	1800	43.2	13615.92
	1x120	7714.4	92.573	202.085	294.658	1800	43.2	12893.01

Таблиця 1.6 – Економічне порівняння конфігурації варіантів схем ЕМ

Варіант схеми	К _{пл} , тис.грн	И _{Епл} , тис.грн/рік	И _{втр} , тис.грн/рік	И _{пл,тис} грн/рік	З _{лп} , тис. грн
2	8831	1060	3383	4442	15730
3	9099	1092	2952	4044	15540

Як видно з таблиці 1.6 економічно вигіднішим є третій варіант схеми, отже надалі для розрахунку приймається конфігурація схеми за варіантом 3.

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Далі виконуємо перевірку на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи. Перевірка здійснюється для умов допустимості відхилень напруги на входах трансформаторів понижуючих підстанцій і відповідності міжфазної робочої напруги її тривало допустимим значенням за умовами роботи ізоляції електрообладнання.

Фіктивні значення напруги КЗ для обмоток ВН, СН та НН для силових трансформаторів пункту 1:

$$U_{KB1} = 0.5 \cdot (U_{KBH1} + U_{KBC1} - U_{KCH1}) = 0.5 \cdot (17\% + 10.5\% - 6\%) = 10.75\%;$$

$$U_{KC1} = 0.5 \cdot (-U_{KBH1} + U_{KBC1} + U_{KCH1}) = 0.5 \cdot (-17\% + 10.5\% + 6\%) = 0\%;$$

$$U_{KH1} = 0.5 \cdot (U_{KBH1} - U_{KBC1} + U_{KCH1}) = 0.5 \cdot (17\% - 10.5\% + 6\%) = 6.25\%.$$

Результат розрахунку фіктивних значень напруги КЗ для триобмоткових трансформаторів в інших пунктах наведений в таблиці 1.7

Таблиця 1.7 Фіктивні значення напруги КЗ триобмоткових трансформаторів у пунктах мережі

Пункт	$U_{KB1}, \%$	$U_{KC1}, \%$	$U_{KH1}, \%$
1	10.75	0	6.25
3	10.75	0	6.25
4	10.75	0	6.25
5	10.75	0	6.25
6	10.75	0	6.25
8	10.75	0	6.25
9	10.75	0	6.25

Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів для вузла 1:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{P_1}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}}{2 \cdot S_{T1}^2} - \frac{Q_1 \cdot U_{TB1} \cdot U_{KB1}}{S_{T1}} = \frac{10}{1} \cdot \frac{76 \cdot 115}{2 \cdot 10^2} - \frac{6.092 \cdot 115 \cdot 0.1075}{10} = 7.532 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{1CH}}{1} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}}{2 \cdot S_{T1}^2} - \frac{Q_{CH1} \cdot U_{TB1} \cdot U_{KC1}}{S_{T1}} = \frac{6}{1} \cdot \frac{76 \cdot 115}{2 \cdot 10^2} - \frac{-3.718 \cdot 115 \cdot 0}{10} = 0 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{1HH}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}}{2 \cdot S_{T1}^2} - \frac{Q_{HH1} \cdot U_{TB1} \cdot U_{KH1}}{S_{T1}} = \frac{4}{1} \cdot \frac{76 \cdot 115}{2 \cdot 10^2} - \frac{-2.373 \cdot 115 \cdot 0.0625}{10} = 1.706 \text{ кВ}$$

Результат розрахунку приведених значень втрат напруги в обмотках трансформаторів для пунктів мережі наведено в таблиці 1.4.5.

Таблиця 1.8 Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів для пунктів мережі

Пункт	ΔU_{TB1} , кВ	ΔU_{TC1} , кВ	ΔU_{TH1} , кВ	ΔU_T , кВ
1	7.532	0	1.706	-
2	-	-	-	4.21
3	7.142	0	2.031	-
4	7.466	0	2.559	-
5	7.09	0	2.708	-
6	7.564	0	1.28	-
7	-	-	-	3.742
8	5.999	0	1.706	-
9	6.668	0	2.986	-

Розрахунок діапазону регулювання напруги трансформаторів на підстанції 1:

$$U_{MIN1} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0.1602) + 7.532 + 1.706 = 101.425 \text{ кВ};$$

$$U_{MAX1} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0.1602) + 7.532 + 1.706 = 136.596 \text{ кВ}.$$

Результати розрахунку діапазонів регулювання напруги трансформаторами на підстанціях наведено в таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 – Діапазон регулювання напруги трансформаторами у мережі

Пункт	U_{MIN} , кВ	U_{MAX} , кВ
1	101.425	136.596
2	92.007	125.503
3	101.36	136.531
4	102.213	137.384
5	101.985	137.157
6	101.031	136.202
7	95.929	131.1
8	99.892	135.064
9	101.84	137.012

Розраховую наближене значення активного і реактивного опору ділянки 0-4, погонне значення активного опору взято з таблиці Д.12 у [2]. Величину погонного реактивного опору приймаємо за $x_0 = 0.4 \text{ Ом/км}$.

$$Z_{04} = (r_{0240} + jx_0) \cdot l_{04} = (0.118 + j0.4) \cdot 14.142 = 1.669 + j5.657 \text{ Ом}$$

Результат розрахунку наближеного значення повного опору ділянок мережі наведено у таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 – Наближене значення опорів ділянок

Ділянка	Повний опір, Ом
0-4	1.669+j5.657
3-4	3.451+j5.655
0-7	7.716+j12.649
0-2	8.798+j14.422
1-3	4.22+j4
1-5	15.215+j14.422
5-7	5.968+j5.657
0-9	3.54+j12
8-9	9.436+j8.944
2-6	12.66+j12
6-8	8.44+j8

Розрахунок модулю напруги у 4-му пункті мережі у режимі максимальних навантажень за умовами початку:

$$U_4 = \sqrt{U_0^2 - 2(P_{04} \cdot R_{04} - Q_{04} \cdot X_{04})} = \sqrt{120^2 - 2(24.615 \cdot 1.669 - (-14.942) \cdot 5.657)} = 118.949 \text{ кВ};$$

Розрахунок напруги у інших пунктах мережі у режимі максимальних навантажень та післяаварійному зведено до таблиці 1.11

Розрахунок післяаварійного режиму полягає в розрахунку напруг у пунктах та потокорозподілу потужності у разі вимкнення найбільш завантаженої ділянки. Найбільш завантаженою ділянкою є 0-4.

Потокорозподіл потужності ділянками мережі після відключення ділянки 0-4:

$$S_{IIA34} = S_4 = 10 - j6.039 \text{ МВА};$$

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

$$\begin{aligned}
S_{\Pi A13} &= S_3 + S_{\Pi A34} = 6-j3.639+10-j6.039=16-j9.678 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A15} &= S_1 + S_{\Pi A13} = 10-j6.039+16-j9.678=26-j15.77 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A57} &= S_5 + S_{\Pi A15} = 6-j3.613+26-j15.77 = 32-j19.383 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A07} &= S_7 + S_{\Pi A57} = 8-j4.958+32-j19.383=40-j24.341 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A68} &= S_6 = 10-j6.118 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A89} &= S_8 + S_{\Pi A68} = 8-j4.852+10-j6.118=18-j10.971 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A09} &= S_9 + S_{\Pi A89} = 9-j5.393+18-j10.971=27-j16.364 \text{ МВА}; \\
S_{\Pi A02} &= S_2 = 9-j5.578 \text{ МВА};
\end{aligned}$$

Сумарна довжина першого контуру:

$$\begin{aligned}
L_{K1} &= L_{02} + L_{09} + L_{89} + L_{26} + L_{68} = 36.056 + 30 + \\
&+ 22.361 + 30 + 20 = 138.416 \text{ км}
\end{aligned}$$

Система рівнянь для визначення зрівнювальної потужності:

$$\begin{cases}
S_{02} \cdot l_{02} - S_{68} \cdot l_{68} - S_{89} \cdot l_{89} - S_{09} \cdot l_{09} = \\
= (9-j5.578) \cdot (36.056) - (10-j6.118) \cdot (20) - (18-j10.971) \cdot (22.361) - \\
- (27-j16.364) \cdot (30) = -S_{K1} \cdot 138.416
\end{cases}$$

Корені системи рівнянь, які є зрівнювальними потужностями в контурах дорівнюють:

$$S_{K1} = 7.86-j4.75 \text{ МВА.}$$

Результуючий поточкорозподіл в контурі L-схеми електричної мережі становить:

$$\begin{aligned}
S_{68} &= S_{68} - S_{K1} = 10-j6.118 - (7.86-j4.75) = 2.14-j1.368 \text{ МВА}; \\
S_{89} &= S_{89} - S_{K1} = 18-j10.971 - (7.86-j4.75) = 10.14-j6.221 \text{ МВА}; \\
S_{09} &= S_{09} - S_{K1} = 27-j16.364 - (7.86-j4.75) = 19.14-j11.614 \text{ МВА}; \\
S_{02} &= S_{02} + S_{K1} = 9-j5.578 + 7.86-j4.75 = 16.86-j10.328 \text{ МВА}; \\
S_{26} &= S_{K1} = 7.86-j4.75 \text{ МВА.}
\end{aligned}$$

Перевірка правильності розрахунку за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned}
&S_{02} \cdot l_{02} - S_{68} \cdot l_{68} - S_{89} \cdot l_{89} - S_{09} \cdot l_{09} + S_{26} \cdot l_{26} = \\
&= (16.86-j10.328) \cdot (36.056) - (2.14-j1.368) \cdot (20) - (10.14-j6.221) \cdot (22.361) - \\
&- (19.14-j11.614) \cdot (30) + (7.86-j4.75) \cdot (30) = 0
\end{aligned}$$

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

Результати перевірки підтвердили, що розрахунок вірний.

Розрахунок напруги у пункті 7 за умовами початку:

$$U_{П47} = \sqrt{U_0^2 - 2(P_{07} \cdot R_{07} - Q_{07} \cdot X_{07})} = \sqrt{120^2 - 2(40 \cdot 7.716 - (-24.341) \cdot 12.649)} = 114.747 \text{ кВ}$$

Таблиця 1.11 Розподіл напруги у вузлах L-схеми мережі для режиму максимальних навантажень та післяаварійного

Пункт	U_i для режиму максимальних навантажень, кВ	U_i для післяаварійного режиму, кВ
1	117.611	106.394
2	117.497	117.497
3	118.098	105.39
4	118.949	104.737
5	117.416	112.097
6	116.727	116.727
7	118.003	114.747
8	116.975	116.975
9	118.261	118.261

Розрахунок струму для ділянки 0-7 для режиму максимальних навантажень та післяаварійного:

$$I_{07} = \frac{|S_{07}|}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|15.385 - j9.399|}{\sqrt{3} \cdot 110} = 94.627 \text{ А};$$

$$I_{П407} = \frac{|S_{П407}|}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{|40 - j24.341|}{\sqrt{3} \cdot 110} = 245.763 \text{ А};$$

Порівняння струмів ділянками у режимі максимальних навантажень та післяаварійному з допустимими струмами для обраних перерізів наведено у таблиці 1.12

Таблиця 1.12 - Порівняння струмів ділянками у режимі максимальних навантажень та післяаварійному з допустимими струмами для обраних перерізів

Ділянка	Струм у режимі максимальних навантажень, А	Струм у післяаварійному режимі, А	Допустимий струм ділянкою, А
0-4	151.137	-	610
0-7	94.627	245.763	390
5-7	45.23	196.366	260
1-5	8.469	159.606	260
1-3	52.99	98.147	260
3-4	89.822	61.315	390
0-2	103.775	100.282	390
0-9	117.506	121.168	610
8-9	62.438	66.193	390
2-6	48.202	44.867	260
6-8	13.332	17.593	260

1.5 Розрахунок параметрів схеми заміщення мережі

Середньогометрична відстань згідно [2] приймається 5000мм. Розрахунок погонного реактивного опору та погонної реактивної провідності проводів:

$$X_{070} = 0.144 \lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{70}} \right) + \frac{0.016 \mu}{n} = 0.144 \lg \left(\frac{5000}{11.4} \right) + 0.016 = 0.44 \text{ Ом/км};$$

$$X_{0120} = 0.144 \lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{120}} \right) + \frac{0.016 \mu}{n} = 0.144 \lg \left(\frac{5000}{15.2} \right) + 0.016 = 0.422 \text{ Ом/км};$$

$$X_{0240} = 0.144 \lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{240}} \right) + \frac{0.016 \mu}{n} = 0.144 \lg \left(\frac{5000}{21.4} \right) + 0.016 = 0.4 \text{ Ом/км};$$

$$B_{070} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{70}} \right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{11.4} \right)} = 2.576 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км};$$

$$B_{0120} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{d_{240}} \right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \left(\frac{D_{CF}}{15.2} \right)} = 2.69 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км};$$

$$B_{0240} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{D_{CF}}{d_{240}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{D_{CF}}{21.4}\right)} = 2.839 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/КМ.}$$

Активною провідністю лінії 110 кВ можна знехтувати через її мале значення.

Повний опір та провідність лінії 0-4:

$$Z_{04} = (R_{0240} + jX_{0240}) \cdot l_{04} = (0.118 + j0.4) \cdot 14.142 = 1.669 + j5.663 \text{ Ом;}$$

$$Y_{04} = j \cdot B_{04} \cdot l_{04} = j2.839 \cdot 10^{-6} \cdot 14.142 = j4.016 \cdot 10^{-5} \text{ СМ.}$$

Результат розрахунку повного опору та провідності ділянок мережі наведено в таблиці 1.13

Таблиця 1.13 – Повний опір та провідність ділянок мережі

Ділянка	Повний опір, Ом	Провідність, СМ·10 ⁻⁵
0-4	1.669+j5.663	j4.016
0-7	7.716+j13.339	j8.506
5-7	5.968+j6.22	j3.642
1-5	15.215+j15.857	j9.286
1-3	4.22+j4.398	j2.576
3-4	3.451+j5.965	j3.804
0-2	8.798+j15.209	j9.698
0-9	3.54+j12.013	j8.518
8-9	5.456+j9.432	j5.759
2-6	12.66+j13.194	j7.727
6-8	8.44+j8.796	j5.151

Розрахунок параметрів блоку трансформаторів на підстанції 1:

$$R_{BT1} = \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{TB1}^2}{2 \cdot S_{T1}^2 \cdot n_T} = \frac{76 \cdot 115^2}{2 \cdot 10^2 \cdot 2} = 2.513 \text{ Ом;}$$

$$X_{BB1} = \frac{10 \cdot U_{KB1} \cdot U_{TB1}^2}{2S_{T1}} = \frac{10 \cdot 0.1075 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 71.084 \text{ Ом;}$$

$$X_{BB1} = \frac{10 \cdot U_{KC1} \cdot U_{TB1}^2}{2S_{T1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 0 \text{ Ом;}$$

$$X_{BB1} = \frac{10 \cdot U_{KC1} \cdot U_{TB1}^2}{2S_{T1}} = \frac{10 \cdot 0.0625 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 41.328 \text{ Ом;}$$

$$G_{BT1} = \frac{2 \cdot \Delta P_{XX1}}{U_{TB1}^2} = \frac{2 \cdot 0.017}{115^2} = 1.149 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$B_{BT1} = -\frac{2 \cdot I_{XX} \cdot S_{T1} \cdot 100 \cdot 10^{-5}}{U_{TB1}^2} = -\frac{2 \cdot 0.011 \cdot 10000 \cdot 100 \cdot 10^{-5}}{115^2} = 1.664 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Розрахунок опору блоків трансформаторів у пунктах мережі наведено в таблиці 1.14

Таблиця 1.14– Опір блоків трансформаторів у пунктах мережі

Пункт	R_{BB} , Ом	R_{BC} , Ом	R_{BH} , Ом	R_{BT} , Ом	X_{BB} , Ом	X_{BC} , Ом	X_{BH} , Ом	X_{BT} , Ом
1	2.513	2.513	2.513	-	71.084	0	41.328	-
2	-	-	-	2.196	-	-	-	43.395
3	4.832	4.832	4.832	-	112.832	0	65.6	-
4	0.982	0.982	0.982	-	71.084	0	41.328	-
5	4.832	4.832	4.832	-	112.832	0	65.6	-
6	1.256	1.256	1.256	-	71.084	0	41.328	-
7	-	-	-	2.196	-	-	-	43.395
8	0.982	0.982	0.982	-	71.084	0	41.328	-
9	1.256	1.256	1.256	-	71.084	0	41.328	-

Розрахунок провідності блоків трансформаторів у пунктах мережі наведено в таблиці 1.15

Таблиця 1.15 – Провідність блоків трансформаторів у пунктах мережі

Пункт	G_{BT} , См·10 ⁻⁵	B_{BT} , См·10 ⁻⁵
1	1.149	-1.664
2	1.285	-1.694
3	87.71	-1.143
4	1.149	-1.664
5	87.71	-1.143
6	1.149	-1.664
7	1.285	-1.694
8	1.149	-1.664
9	1.149	-1.664

1.6 Розрахунок зведених навантажень та провідностей пунктів мережі

Коефіцієнт завантаження трансформатора пункту 1:

$$\beta_{BH1} = \frac{|S_{MAX1}|}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{11.709}{2 \cdot 10} = 0.585;$$

$$\beta_{CH1} = \frac{\sqrt{P_{1CH}^2 + Q_{1CH}^2}}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{6^2 + 3.718^2}}{2 \cdot 10} = 0.353;$$

$$\beta_{HH1} = \frac{\sqrt{P_{1HH}^2 + Q_{1HH}^2}}{2 \cdot S_{T1}} = \frac{\sqrt{4^2 + 2.373^2}}{2 \cdot 10} = 0.233.$$

Коефіцієнти завантаження трансформаторів пунктів мережі наведено у таблиці 1.16

Таблиця 1.16 – Коефіцієнти завантаження трансформаторів пунктів мережі

Пункт	β_{BH}	β_{CH}	β_{HH}	β
1	0.585	0.353	0.233	-
2	-	-	-	0.331
3	0.557	0.28	0.277	-
4	0.584	0.235	0.349	-
5	0.556	0.187	0.369	-
6	0.586	0.412	0.174	-
7	-	-	-	0.294
8	0.468	0.235	0.233	-
9	0.525	0.118	0.407	-

Визначення втрат потужності від поздовжнього активного і реактивного опору трансформатора у пункті 1:

$$\Delta P_{TZ1} = \frac{n_T \cdot \Delta P_{K31}}{2} \cdot (\beta_{BH1}^2 + \beta_{CH1}^2 + \beta_{HH1}^2) = \frac{2 \cdot 76}{2} \cdot (0.585^2 + 0.353^2 + 0.233^2) = 39.629 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{TZ1} = -n \cdot S_{T1} (\beta_{BH1}^2 \cdot U_{KB1} + \beta_{CH1}^2 \cdot U_{KC1} + \beta_{HH1}^2 \cdot U_{KH1}) =$$

$$= -2 \cdot 10000 (0.585^2 \cdot 0.1075 + 0.353^2 \cdot 0 + 0.233^2 \cdot 0.0625) = -804.579 \text{ кВАр}.$$

Зведене навантаження пункту 1:

$$S_{IIP1} = S_1 + \Delta P_{TZ1} + j \Delta Q_{TZ1} = 10 - j6.092 + 0.039 - j0.805 = 10.04 - j6.897 \text{ МВА}.$$

Втрати потужності в опорах трансформаторів та зведене навантаження пунктів наведено в таблиці 1.17

Таблиця 1.17 - Втрати потужності в опорах трансформаторів та зведене навантаження пунктів

Пункт	$\Delta P_{TZ}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{TZ}, \text{кВАр}$	$S_{\text{ПР}}, \text{МВА}$
1	39.629	-804.579	10.04-j6.897
2	18.612	-297.794	9.019-j5.875
3	26.987	-480.504	6.027-j4.12
4	39.385	-885.644	10.039-j6.925
5	27.847	-525.819	6.028-j4.139
6	41.31	-776.733	10.041-j6.895
7	14.706	-235.294	8.015-j5.193
8	24.952	-538.165	8.025-j5.391
9	34.556	-798.744	9.035-j6.192

Провідність пункту 1:

$$Y_1 = \frac{Y_{13} + Y_{15}}{2} + Y_{BT1} = \frac{j2.576 \cdot 10^{-5} + j9.286 \cdot 10^{-5}}{2} + 1.149 \cdot 10^{-5} - j1.664 \cdot 10^{-5} = 1.149 \cdot 10^{-5} + j4.267 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

Провідність пунктів мережі наведено в таблиці 1.18.

Таблиця 1.18 - Провідність пунктів мережі

Пункт	$Y_i, \text{См} \cdot 10^{-5}$
0	j15.37
1	1.149+j4.267
2	1.285+j7.018
3	0.8771+j2.046
4	1.149+j2.246
5	0.8771+j5.321
6	1.149+j5.391
7	1.285+j4.38
8	1.149+j3.792
9	1.149+j5.475

1.7 Розрахунок режиму максимальних навантажень

Потокорозподіл потужності ділянками мережі після відключення ділянки 0-4:

$$\begin{aligned}
 S_{13} &= S_{IP1} = 10.04 - j6.897 \text{ МВА}; \\
 S_{34} &= S_{IP3} + S_{13} = 6.027 - j4.12 + 10.04 - j6.897 = 16.067 - j11.016 \text{ МВА}; \\
 S_{04} &= S_{IP4} + S_{34} = 10.039 - j6.925 + 16.067 - j11.016 = 26 - j15.77 \text{ МВА}; \\
 S_{57} &= S_{IP5} = 6.028 - j4.139 \text{ МВА}; \\
 S_{07} &= S_{IP7} + S_{57} = 8.015 - j5.193 + 6.028 - j4.139 = 14.043 - j9.332 \text{ МВА}; \\
 S_{68} &= S_{IP6} = 10.041 - j6.895 \text{ МВА}; \\
 S_{89} &= S_{IP8} + S_{68} = 8.025 - j5.391 + 10.041 - j6.895 = 18.066 - j12.286 \text{ МВА}; \\
 S_{09} &= S_{IP9} + S_{89} = 9.035 - j6.192 + 18.066 - j12.286 = 27 - j16.364 \text{ МВА}; \\
 S_{02} &= S_{IP2} = 9.019 - j5.875 \text{ МВА}.
 \end{aligned}$$

Сумарний опір першого контуру:

$$\begin{aligned}
 Z_{K1} &= Z_{02} + Z_{09} + Z_{89} + Z_{26} + Z_{68} = 8.798 + j15.209 + 3.54 + j12.013 + \\
 &+ 5.456 + j9.432 + 12.66 + j13.194 + 8.44 + j8.796 = 38.894 + j58.644 \text{ Ом}; \\
 Z_{K2} &= Z_{07} + Z_{57} + Z_{15} + Z_{13} + Z_{34} + Z_{04} = 7.716 + j13.339 + 5.968 + j6.22 + \\
 &+ 15.215 + j15.857 + 4.22 + j4.398 + 3.451 + j5.965 + 1.669 + j5.663 = 38.239 + j51.442 \text{ Ом}.
 \end{aligned}$$

Система рівнянь для визначення зрівнювальної потужності:

$$\begin{cases}
 S_{02} \cdot Z_{02} - S_{68} \cdot Z_{68} - S_{89} \cdot Z_{89} - S_{09} \cdot Z_{09} = \\
 = (9.019 - j5.875) \cdot (8.798 + j15.209) - (10.041 - j6.895) \cdot (8.44 + j8.796) - \\
 - (18.066 - j12.286) \cdot (5.456 + j9.432) - (27.101 - j18.477) \cdot (3.54 + j12.013) = -S_{K1} \cdot (38.894 + j58.644) \\
 S_{07} \cdot Z_{07} + S_{57} \cdot Z_{57} - S_{13} \cdot Z_{13} - S_{34} \cdot Z_{34} - S_{04} \cdot Z_{04} = \\
 = (14.043 - j9.332) \cdot (7.716 + j13.339) + (6.028 - j4.139) \cdot (5.968 + j6.22) - (10.04 - j6.897) \cdot (4.22 + j4.398) - \\
 - (16.067 - j11.016) \cdot (3.451 + j5.965) - (26.106 - j17.941) \cdot (1.669 + j5.663) = -S_{K2} \cdot (38.239 + j51.442)
 \end{cases}$$

Корені системи рівнянь, які є зрівнювальними потужностями в контурах дорівнюють:

$$\begin{aligned}
 S_{K1} &= 7.648 - j3.608 \text{ МВА}; \\
 S_{K2} &= 1.199 + j0.027 \text{ МВА}.
 \end{aligned}$$

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

Результуючий потіокорозподіл в Z-схемі електричної мережі становить:

$$S_{04} = S_{04} - S_{K2} = 26.106-j17.941-(1.199+j0.027)=24.907-j17.968 \text{ МВА};$$

$$S_{57} = S_{57} + S_{K2} = 6.028-j4.139+(1.199+j0.027)=7.227-j4.112 \text{ МВА};$$

$$S_{07} = S_{07} + S_{K2} = 14.043-j9.332+(1.199+j0.027)=15.242-j9.305 \text{ МВА};$$

$$S_{68} = S_{68} - S_{K1} = 10.041-j6.895 -(7.648-j3.608) = 2.393-j3.287 \text{ МВА};$$

$$S_{89} = S_{89} - S_{K1} = 18.066-j12.286-(7.648-j3.608)=10.418-j8.678 \text{ МВА};$$

$$S_{09} = S_{09} - S_{K1} = 27.101-j18.477 -(7.648-j3.608)=19.453-j14.869 \text{ МВА};$$

$$S_{02} = S_{02} + S_{K1} = 9.019-j5.875+7.648-j3.608=16.667-j9.483 \text{ МВА};$$

$$S_{15} = S_{K2} = 1.199+j0.027 \text{ МВА};$$

$$S_{26} = S_{K1} = 7.648-j3.608 \text{ МВА}.$$

Перевірка правильності розрахунку за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned} & \left\{ \begin{aligned} & S_{02} \cdot Z_{02} - S_{68} \cdot Z_{68} - S_{89} \cdot Z_{89} - S_{09} \cdot Z_{09} + Z_{26} \cdot S_{26} = \\ & = (16.667-j9.483) \cdot (8.798+j15.209) - (2.393-j3.287) \cdot (8.44+j8.796) - \\ & - (10.418-j8.678) \cdot (5.456+j9.432) - (19.453-j14.869) \cdot (3.54+j12.013) + (7.648-j3.608) \cdot (12.66+j13.194) = 0 \end{aligned} \right. \\ & \left\{ \begin{aligned} & S_{07} \cdot Z_{07} + S_{57} \cdot Z_{57} - S_{13} \cdot Z_{13} - S_{34} \cdot Z_{34} - S_{04} \cdot Z_{04} + S_{15} \cdot Z_{15} = \\ & = (15.242-j9.305) \cdot (7.716+j13.339) + (7.227-j4.112) \cdot (5.968+j6.22) - (8.841-j6.924) \cdot (4.22+j4.398) - \\ & - (14.868-j11.043) \cdot (3.451+j5.965) - (24.907-j17.968) \cdot (1.669+j5.663) + (1.199+j0.027) \cdot (15.215+j15.857) = 0 \end{aligned} \right. \end{aligned}$$

Результати розрахунку на першій ітерації потоків потужності ділянками, напруги в пунктах та втрат потужності наведено в таблиці 1.19

Таблиця 1.19– Результати розрахунку на першій ітерації потоків потужності ділянками, напруги в пунктах та втрат потужності

Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Втрати потужності в опорах ділянок ΔS_{Zi} , МВА	0-4	0.111-j0.376	0-2	0.226-j0.391
	3-4	0.083-j0.144	2-6	0.065-j0.067
	1-3	0.037-j0.038	6-8	0.009-j0.01
	1-5	0.001-j0.002	8-9	0.071-j0.123
	5-7	0.029-j0.03	0-9	0.149-j0.504
	0-7	0.172-j0.297		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Втрати потужності в провідностях пунктів ΔS_{Ys} , МВА	1	0.158+j0.587	6	0.156+j0.731
	2	0.178+j0.971	7	0.179+j0.61
	3	0.122+j0.284	8	0.157+j0.518
	4	0.162+j0.317	9	0.16+j0.762
	5	0.121+j0.734		

Продовження таблиці 1.19

Додаткові навантаження пунктів $\Delta S_{Пs}$, МВА	1	0.177+j0.567	6	0.193+j0.692
	2	0.323+j0.742	7	0.279+j0.447
	3	0.182+j0.193	8	0.197+j0.451
	4	0.259+j0.057	9	0.27+j0.449
	5	0.136+j0.718		
Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень $\Delta S_{Дi}$, МВА	0-4	0.636+j0.974	0-2	0.386+j1.15
	3-4	0.377+j0.916	2-6	0.063+j0.408
	1-3	0.195+j0.723	6-8	0.13+j0.284
	1-5	-0.018-j0.156	8-9	0.327+j0.735
	5-7	0.118+j0.562	0-9	0.597+j1.184
	0-7	0.398+j1.006		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Результуюче навантаження пункту S_{Ps} , МВА	1	10.217-j6.329	6	0.234-j6.203
	2	9.342-j5.134	7	8.294-j4.747
	3	6.209-j3.927	8	8.222-j4.939
	4	10.299-j6.867	9	9.304-j5.743
	5	6.164-j3.42		
Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Результуючий потік потужності за ділянками S_{PEZi} , МВА	0-4	25.543-j16.994	0-2	17.053-j8.334
	3-4	15.245-j10.127	2-6	7.711-j3.2
	1-3	9.036-j6.2	6-8	2.523-j3.003
	1-5	1.181-j0.129	8-9	10.746-j7.942
	5-7	7.345-j3.549	0-9	20.05-j13.685
	0-7	15.639-j8.296		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Рівень напруги в пунктах U_s , кВ	1	117.326	6	116.476
	2	117.671	7	118.057
	3	117.882	8	116.885
	4	118.837	9	118.022
	5	117.497		

Розрахунок зміни модулів напруги для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(1)} = \left| \frac{U_1^{(1)} - U_1^{(0)}}{U_1^{(0)}} \right| = \left| \frac{117.307 - 110}{110} \right| \cdot 100\% = 6.642\%$$

Зміна модулів напруги для всіх пунктів мережі наведено в таблиці 1.20

Зміна модулів напруги більше ніж 2%, а отже ітераційний розрахунок буде продовжено

Таблиця 1.20– Зміни модулів напруги для пунктів мережі

Пункт	Відхилення напруги, %
1	0.29
2	0.021
3	0.014
4	0.08
5	0.018
6	0.027
7	0.015
8	0.026
9	0.019

Втрати потужності в схемі на першій ітерації:

$$S_{БП}^{(1)} = S_{P04} + S_{P02} + S_{P07} + S_{P09} + 0.5(\Delta S_{Z04} + \Delta S_{Z04} + \Delta S_{Z04} + \Delta S_{Z04}) + Y_0 \cdot U_0^2 =$$

$$25.506-j17.214 + 15.618-j8.464 + 17.048-j8.528 + 20.016-j13.918 +$$

$$+ 0.5(0.119-j0.403 + 0.244-j0.422 + 0.186-j0.321 + 0.16-j0.544) + j153.7 \cdot 10^{-6} \cdot 120^2 =$$

$$= 78.542-j46.756 \text{ МВА};$$

$$S_{\Sigma} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7 + S_8 + S_9 =$$

$$= 10-j6.092 + 9-j5.578 + 6-j3.639 + 10-j6.039 + 6-j3.613 + 10-j6.118 + 8-j4.958 +$$

$$+ 8-j4.852 + 9-j5.393 = 76-j46.283 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{БП}^{(1)} = S_{БП}^{(1)} - S_{\Sigma} = 78.542-j46.756 - (76-j46.283) = 2.542-j0.473 \text{ МВА}.$$

Ітераційний процес розрахунку параметрів та показників режиму на другій ітерації в пунктах наведено в таблиці 1.21

Таблиця 1.21 – Результати розрахунку на другій ітерації потоків потужності ділянками, напруги в пунктах та втрат потужності на другій ітерації

Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Втрати потужності в опорах ділянок ΔS_{Zi} , МВА	0-4	0.111-j0.376	0-2	0.226-j0.391
	3-4	0.083-j0.144	2-6	0.065-j0.067
	1-3	0.037-j0.038	6-8	0.009-j0.01
	1-5	0.001-j0.002	8-9	0.071-j0.123
	5-7	0.029-j0.03	0-9	0.149-j0.504
	0-7	0.172-j0.297		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Втрати потужності в провідностях пунктів ΔS_{Ys} , МВА	1	0.158+j0.587	6	0.156+j0.731
	2	0.178+j0.971	7	0.179+j0.61
	3	0.122+j0.284	8	0.157+j0.518
	4	0.162+j0.317	9	0.16+j0.762
	5	0.121+j0.734		

Продовження таблиці 1.21

Додаткові навантаження пунктів $\Delta S_{Пс}$, МВА	1	0.177+j0.567	6	0.193+j0.692
	2	0.323+j0.742	7	0.279+j0.447
	3	0.182+j0.193	8	0.197+j0.451
	4	0.259+j0.057	9	0.27+j0.449
	5	0.136+j0.718		
Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень $\Delta S_{Ді}$, МВА	0-4	0.636+j0.974	0-2	0.386+j1.15
	3-4	0.377+j0.916	2-6	0.063+j0.408
	1-3	0.195+j0.723	6-8	0.13+j0.284
	1-5	-0.018-j0.156	8-9	0.327+j0.735
	5-7	0.118+j0.562	0-9	0.597+j1.184
	0-7	0.398+j1.006		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Результуюче навантаження пункту S_{Ps} , МВА	1	10.217-j6.329	6	0.234-j6.203
	2	9.342-j5.134	7	8.294-j4.747
	3	6.209-j3.927	8	8.222-j4.939
	4	10.299-j6.867	9	9.304-j5.743
	5	6.164-j3.42		
Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Результуючий потік потужності за ділянками $S_{PEЗі}$, МВА	0-4	25.543-j16.994	0-2	17.053-j8.334
	3-4	15.245-j10.127	2-6	7.711-j3.2
	1-3	9.036-j6.2	6-8	2.523-j3.003
	1-5	1.181-j0.129	8-9	10.746-j7.942
	5-7	7.345-j3.549	0-9	20.05-j13.685
	0-7	15.639-j8.296		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Напруга в пунктах U_s , кВ	1	117.326	6	116.476
	2	117.671	7	118.057
	3	117.882	8	116.885
	4	118.837	9	118.022
	5	117.497		

Розрахунок зміни модулів напруги для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(2)} = \left| \frac{U_1^{(1)} - U_1^{(2)}}{U_1^{(1)}} \right| = \left| \frac{117.307 - 117.646}{117.307} \right| \cdot 100\% = 0.29\%$$

Зміна модулів напруги для всіх пунктів мережі наведено в таблиці 1.22

Таблиця 1.22 – Зміна модулів напруги пунктів мережі

Пункт	Відхилення напруги, %
1	0.29
2	0.021

Продовження таблиці 1.22

3	0.014
4	0.08
5	0.018
6	0.027
7	0.015
8	0.026
9	0.019

Відхилення напруги більше ніж 2%, а отже ітераційний розрахунок буде продовжено.

Втрати потужності в схемі на другій ітерації:

$$S_{БП}^{(2)} = S_{P04} + S_{P02} + S_{P07} + S_{P09} + 0.5(\Delta S_{Z04} + \Delta S_{Z02} + \Delta S_{Z07} + \Delta S_{Z09}) + Y_0 \cdot U_0^2 =$$

$$25.543 - j16.994 + 17.053 - j8.334 + 15.639 - j8.296 + 20.05 - j13.685 +$$

$$+ 0.5(0.111 - j0.376 + 0.226 - j0.391 + 0.172 - j0.297 + 0.149 - j0.504) + j153.7 \cdot 10^{-6} \cdot 120^2 =$$

$$= 78.615 - j45.88 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{БП}^{(2)} = S_{БП}^{(2)} - S_{\Sigma} = 78.615 - j45.88 - (76 - j46.283) = 2.615 + j0.403 \text{ МВА};$$

$$\left| \frac{\Delta S_{БП}^{(2)} - \Delta S_{БП}^{(1)}}{\Delta S_{БП}^{(1)}} \right| = \left| \frac{2.615 + j0.403 - (2.542 - j0.473)}{2.542 - j0.473} \right| \cdot 100\% = 33.986\%$$

Зміна сумарних втрат потужності в мережі більша за 2%, а отже розрахунок буде продовжено.

Ітераційний процес розрахунку параметрів та показників режиму на третій ітерації в пунктах наведено в таблиці 1.23.

Таблиця 1.23 – Результати розрахунку на третій ітерації потоків потужності ділянками, напруги в пунктах та втрат потужності на третій ітерації

Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Втрати потужності в опорах ділянок ΔS_{Zi} , МВА	0-4	0.11-j0.374	0-2	0.224-j0.388
	3-4	0.083-j0.143	2-6	0.064-j0.067
	1-3	0.037-j0.038	6-8	0.009-j0.009
	1-5	0.001-j0.002	8-9	0.071-j0.122
	5-7	0.029-j0.03	0-9	0.147-j0.5
	0-7	0.171-j0.295		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Втрати потужності в провідностях пунктів ΔS_{Ys} , МВА	1	0.158+j0.587	6	0.156+j0.731
	2	0.178+j0.972	7	0.179+j0.61
	3	0.122+j0.284	8	0.157+j0.518
	4	0.162+j0.317	9	0.16+j0.763
	5	0.121+j0.735		

Продовження таблиці 1.23

Додаткові навантаження пунктів $\Delta S_{Пs}$, МВА	1	0.177+j0.568	6	0.193+j0.693
	2	0.322+j0.744	7	0.279+j0.448
	3	0.181+j0.194	8	0.197+j0.452
	4	0.259+j0.059	9	0.269+j0.452
	5	0.136+j0.719		
Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень $\Delta S_{Дi}$, МВА	0-4	0.635+j0.976	0-2	0.385+j1.152
	3-4	0.377+j0.917	2-6	0.063+j0.408
	1-3	0.195+j0.724	6-8	0.13+j0.285
	1-5	-0.018-j0.156	8-9	0.327+j0.737
	5-7	0.118+j0.563	0-9	0.596+j1.189
	0-7	0.397+j1.011		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Результуюче навантаження пункту S_{Ps} , МВА	1	10.217-j6.329	6	10.234-j6.202
	2	9.341-j5.131	7	8.294-j4.745
	3	6.208-j3.926	8	8.222-j4.939
	4	10.298-j6.866	9	9.304-j5.74
	5	6.164-j3.42		
Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Результуючий потік потужності за ділянками S_{PEZi}	0-4	25.542-j16.992	0-2	17.052-j8.331
	3-4	15.244-j10.126	2-6	7.711-j3.2
	1-3	9.036-j6.2	6-8	2.523-j3.002
	1-5	1.181-j0.129	8-9	10.745-j7.941
	5-7	7.345-j3.549	0-9	20.049-j13.681
	0-7	15.639-j8.294		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Напруга в пунктах U_s , кВ	1	117.326	6	116.477
	2	117.671	7	118.057
	3	117.883	8	116.886
	4	118.837	9	118.023
	5	117.497		

Зміна модулів напруги для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(3)} = \left| \frac{U_1^{(3)} - U_1^{(2)}}{U_1^{(2)}} \right| = \left| \frac{117.326 - 117.326}{117.326} \right| \cdot 100\% = 0\%$$

Для інших пунктів мережі зміна модулів напруги також не перевищує інженерної точності.

Втрати потужності в схемі на третій ітерації:

$$S_{\text{БП}}^{(3)} = S_{P04} + S_{P02} + S_{P07} + S_{P09} + 0.5(\Delta S_{Z04} + \Delta S_{Z02} + \Delta S_{Z07} + \Delta S_{Z09}) + Y_0 \cdot U_0^2 =$$

$$25.542 - j16.992 + 17.052 - j8.331 + 15.639 - j8.294 + 20.049 - j13.681 +$$

$$+ 0.5(0.11 - j0.374 + 0.224 - j0.388 + 0.171 - j0.295 + 0.147 - j0.5) + j153.7 \cdot 10^{-6} \cdot 120^2 =$$

$$= 78.608 - j45.863 \text{ MBA};$$

$$\Delta S_{\text{БП}}^{(3)} = S_{\text{БП}}^{(2)} - S_{\Sigma} = 78.608 - j45.863 - (76 - j46.283) = 2.608 + j0.42 \text{ MBA};$$

$$\left| \frac{\Delta S_{\text{БП}}^{(3)} - \Delta S_{\text{БП}}^{(2)}}{\Delta S_{\text{БП}}^{(2)}} \right| = \left| \frac{2.608 + j0.42 - (2.615 + j0.403)}{2.615 + j0.403} \right| \cdot 100\% = 0.691\%$$

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

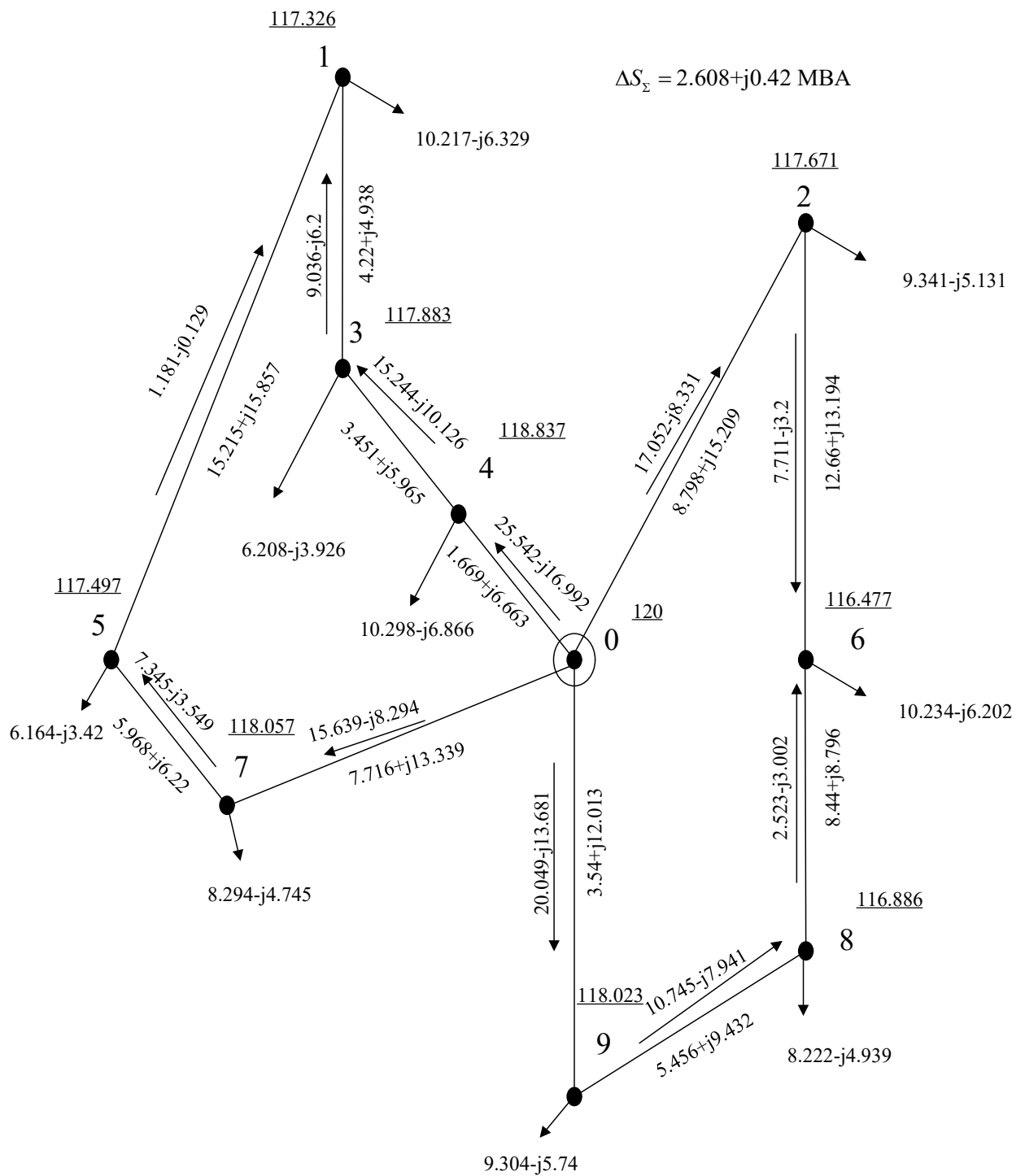


Рисунок 1.6 Потокорозподіл в електричній мережі у режимі максимальних навантажень

1.8 Розрахунок післяаварійного режиму

Найбільш завантаженою є гілка 0-4, відповідно вона умовно відключається. Відповідних змін зазнають провідності пунктів 0 та 4.

Потокорозподіл потужності ділянками мережі після відключення ділянки 0-4:

$$S_{\Pi A34} = S_{\Pi P4} = 10.039 - j6.925 \text{ МВА};$$

$$S_{\Pi A13} = S_{\Pi P3} + S_{\Pi A34} = 6.027 - j4.12 + 10.039 - j6.925 = 16.066 - j11.045 \text{ МВА};$$

$$S_{\Pi A15} = S_{\Pi P1} + S_{\Pi A13} = 10.04 - j6.897 + 16.066 - j11.045 = 26.106 - j17.941 \text{ МВА};$$

$$S_{\Pi A57} = S_{\Pi P5} + S_{\Pi A15} = 6.028 - j4.139 + 26.106 - j17.941 = 32.134 - j22.08 \text{ МВА};$$

$$S_{\Pi A07} = S_{\Pi P7} + S_{\Pi A57} = 8.015 - j5.193 + 32.134 - j22.08 = 40.149 - j27.273 \text{ МВА};$$

$$S_{68} = S_{\Pi P6} = 10.041 - j6.895 \text{ МВА};$$

$$S_{89} = S_{\Pi P8} + S_{68} = 8.025 - j5.391 + 10.041 - j6.895 = 18.066 - j12.286 \text{ МВА};$$

$$S_{09} = S_{\Pi P9} + S_{89} = 9.035 - j6.192 + 18.066 - j12.286 = 27 - j16.364 \text{ МВА};$$

$$S_{02} = S_{\Pi P2} = 9.019 - j5.875 \text{ МВА}.$$

Система рівнянь для визначення зрівнювальної потужності:

$$\begin{cases} S_{02} \cdot Z_{02} - S_{68} \cdot Z_{68} - S_{89} \cdot Z_{89} - S_{09} \cdot Z_{09} = \\ = (9.019 - j5.875) \cdot (8.798 + j15.209) - (10.041 - j6.895) \cdot (8.44 + j8.796) - \\ - (18.066 - j12.286) \cdot (5.456 + j9.432) - (27.101 - j18.477) \cdot (3.54 + j12.013) = -S_{K1} \cdot (38.894 + j58.644) \end{cases}$$

Корені системи рівнянь, які є зрівнювальними потужностями в контурах дорівнюють:

$$S_{K1} = 7.648 - j3.608 \text{ МВА};$$

$$S_{K2} = 1.199 + j0.027 \text{ МВА}.$$

Результуючий потокорозподіл в Z-схемі електричної мережі становить:

$$S_{68} = S_{68} - S_{K1} = 10.041 - j6.895 - (7.648 - j3.608) = 2.393 - j3.287 \text{ МВА};$$

$$S_{89} = S_{89} - S_{K1} = 18.066 - j12.286 - (7.648 - j3.608) = 10.418 - j8.678 \text{ МВА};$$

$$S_{09} = S_{09} - S_{K1} = 27.101 - j18.477 - (7.648 - j3.608) = 19.453 - j14.869 \text{ МВА};$$

$$S_{02} = S_{02} + S_{K1} = 9.019 - j5.875 + 7.648 - j3.608 = 16.667 - j9.483 \text{ МВА};$$

$$S_{26} = S_{K1} = 7.648 - j3.608 \text{ МВА}.$$

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Перевірка правильності розрахунку за допомогою другого закону Кірхгофа:

$$\begin{cases} S_{02} \cdot Z_{02} - S_{68} \cdot Z_{68} - S_{89} \cdot Z_{89} - S_{09} \cdot Z_{09} + Z_{26} \cdot S_{26} = \\ = (16.667 - j9.483) \cdot (8.798 + j15.209) - (2.393 - j3.287) \cdot (8.44 + j8.796) - \\ - (10.418 - j8.678) \cdot (5.456 + j9.432) - (19.453 - j14.869) \cdot (3.54 + j12.013) + (7.648 - j3.608) \cdot (12.66 + j13.194) = 0 \end{cases}$$

Результати ітераційного розрахунку параметрів та показників режиму на першій ітерації наведено в таблиці 1.24

Таблиця 1.24 – Результати ітераційного розрахунку параметрів та показників режиму на першій ітерації для післяаварійного режиму

Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Втрати потужності в опорах ділянок ΔS_{Zi} , МВА	0-4	-	0-2	0.244-j0.422
	3-4	0.042-j0.073	2-6	0.075-j0.078
	1-3	0.133-j0.138	6-8	0.012-j0.012
	1-5	0.478-j0.498	8-9	0.083-j0.143
	5-7	0.75-j0.781	0-9	0.16-j0.544
	0-7	1.372-j2.372		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Втрати потужності в провідностях пунктів ΔS_{Ys} , МВА	1	0.139+j0.516	6	0.139+j0.652
	2	0.156+j0.849	7	0.156+j0.53
	3	0.106+j0.248	8	0.139+j0.459
	4	0.139+j0.029	9	0.139+j0.662
	5	0.106+j0.644		
Додаткові навантаження пунктів ΔS_{Ps} , МВА	1	0.444+j0.198	6	0.182+j0.607
	2	0.315+j0.599	7	1.24-j0.966
	3	0.194+j0.142	8	0.186+j0.381
	4	0.181-j0.044	9	0.261+j0.319
	5	0.72+j0.004		
Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень ΔS_{Di} , МВА	0-4	-	0-2	0.381+j0.954
	3-4	0.181-j0.044	2-6	0.066+j0.355
	1-3	0.375+j0.097	6-8	0.116+j0.252
	1-5	0.819+j0.296	8-9	0.303+j0.633
	5-7	1.539+j0.3	0-9	0.563+j0.952
	0-7	2.779-j0.666		

Продовження таблиці 1.24

Результуюче навантаження пункту S_{Ps} , МВА	Пункт	Значення	Пункт	Значення
	1	10.484-j6.698	6	10.224-j6.288
	2	9.334-j5.276	7	9.255-j6.159
	3	6.221-j3.978	8	8.211-j5.009
	4	10.221-j6.969	9	9.295-j5.873
	5	6.748-j4.135		
Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Результуючий потік потужності за ділянками $S_{PEZ i}$	0-4	-	0-2	17.048-j8.529
	3-4	10.221-j6.969	2-6	7.714-j3.253
	1-3	16.441-j10.947i	6-8	2.51-j3.035
	1-5	26.925-j17.646	8-9	10.721-j8.044
	5-7	33.673-j21.78	0-9	20.016-j13.917
	0-7	42.928-j27.94		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Рівень напруги в пунктах U_s , кВ	1	104.596	6	116.445
	2	117.646	7	113.983
	3	103.466	8	116.855
	4	102.721	9	118
	5	110.992		

Розрахунок зміни модулів напруги для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(1)} = \left| \frac{U_1^{(1)} - U_1^{(0)}}{U_1^{(0)}} \right| = \left| \frac{104.596 - 110}{110} \right| \cdot 100\% = 4.913\%$$

Відхилення напруги від початкових наближень для всіх пунктів мережі наведено в таблиці 1.25

Таблиця 1.25 – Зміна модулів напруги для пунктів мережі

Пункт	Відхилення напруги, %
1	4.913
2	6.951
3	5.94
4	6.617
5	0.902
6	5.859
7	3.621
8	6.232
9	7.272

Відхилення напруги більше ніж 2%, а отже ітераційний розрахунок буде продовжено.

Втрати потужності в схемі, розраховані на першій ітерації:

$$S_{\text{БП}}^{(1)} = S_{P07} + S_{P02} + S_{P09} + 0.5(+\Delta S_{Z07} + \Delta S_{Z02} + \Delta S_{Z09}) + Y_0 \cdot U_0^2 =$$

$$42.928 - j27.94 + 17.048 - j8.529 + 20.016 - j13.917 +$$

$$+ 0.5(1.372 - j2.372 + 0.244 - j0.422 + 0.16 - j0.544) + j133.6 \cdot 10^{-6} \cdot 120^2 =$$

$$= 80.88 - j50.13 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{БП}}^{(1)} = S_{\text{БП}}^{(1)} - S_{\Sigma} = 80.88 - j50.13 - (76 - j46.283) = 4.88 - j3.848 \text{ МВА}.$$

Результати ітераційного процесу розрахунку параметрів та показників режиму на другій ітерації наведені в таблиці 1.26.

Таблиця 1.26 – Результати ітераційного процесу розрахунку параметрів та показників режиму на другій ітерації

Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Втрати потужності в опорах ділянок ΔS_{Zi} , МВА	0-4	-	0-2	0.226-j0.391
	3-4	0.05-j0.086	2-6	0.065-j0.067
	1-3	0.152-j0.159	6-8	0.009-j0.01
	1-5	0.51-j0.532	8-9	0.071-j0.123
	5-7	0.758-j0.79	0-9	0.149-j0.504
	0-7	1.478-j2.555		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Втрати потужності в провідностях пунктів ΔS_{Ys} , МВА	1	0.126+j0.467	6	0.156+j0.731
	2	0.178+j0.971	7	0.167+j0.569
	3	0.094+j0.219	8	0.157+j0.518
	4	0.121+j0.025	9	0.16+j0.762
	5	0.108+j0.656		
Додаткові навантаження пунктів $\Delta S_{\Pi s}$, МВА	1	0.457+j0.122	6	0.193+j0.692
	2	0.323+j0.742	7	1.297-j1.062
	3	0.195+j0.097	8	0.197+j0.451
	4	0.171-j0.061	9	0.27+j0.449
	5	0.742+j0.005		
Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень ΔS_{Di} , МВА	0-4	-	0-2	0.386+j1.15
	3-4	0.171-j0.061	2-6	0.063+j0.408
	1-3	0.366+j0.036	6-8	0.13+j0.284
	1-5	0.823+j0.158	8-9	0.327+j0.735
	5-7	1.565+j0.152	0-9	0.597+j1.184
	0-7	2.863-j0.91		

Продовження таблиці 1.26

Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Результуюче навантаження пункту S_{ps} , МВА	1	10.497-j6.775	6	10.234-j6.203
	2	9.342-j5.134	7	9.312-j6.255
	3	6.222-j4.023	8	8.222-j4.939
	4	10.21-j6.986	9	9.304-j5.743
	5	6.77-j4.144		
Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Результуючий потік потужності за ділянками $S_{PEZ i}$, МВА	0-4	-	0-2	17.053-j8.334
	3-4	10.21-j6.986	2-6	7.711-j3.2
	1-3	16.432-j11.009	6-8	2.523-j3.003
	1-5	26.929-j17.783	8-9	10.746-j7.942
	5-7	33.699-j21.928	0-9	20.05-j13.685
	0-7	43.011-j28.183		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Рівень напруги в пунктах U_s , кВ	1	104.527	6	116.476
	2	117.671	7	113.949
	3	103.394	8	116.885
	4	102.648	9	118.022
	5	110.948		

Розрахунок зміни модулів напруги пункту 1:

$$\Delta U_1^{(2)} = \left| \frac{U_1^{(1)} - U_1^{(2)}}{U_1^{(1)}} \right| = \left| \frac{104.527 - 104.596}{104.596} \right| \cdot 100\% = 0.066\%$$

Напруга в інших пунктах також не перевищує інженерної точності.

Втрати потужності в схемі на другій ітерації:

$$\begin{aligned} S_{БП}^{(2)} &= S_{P07} + S_{P02} + S_{P09} + 0.5(+\Delta S_{Z07} + \Delta S_{Z02} + \Delta S_{Z09}) + Y_0 \cdot U_0^2 = \\ &= 43.011-j28.183 + 17.053-j8.334 + 20.05-j13.685 + \\ &+ 0.5(1.478-j2.555 + 0.226-j0.391 + 0.149-j0.504) + j133.6 \cdot 10^{-6} \cdot 120^2 = \\ &= 81.041-j50.003 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta S_{БП}^{(2)} = S_{БП}^{(2)} - S_{\Sigma} = 81.041-j50.003 - (76-j46.283) = 5.041-j3.721 \text{ МВА.}$$

$$\left| \frac{\Delta S_{БП}^{(2)} - \Delta S_{БП}^{(1)}}{\Delta S_{БП}^{(1)}} \right| = \left| \frac{5.041-j3.721 - (4.88-j3.848)}{4.88-j3.848} \right| \cdot 100\% = 3.302\%$$

Зміна сумарних втрат потужності в мережі більша від 2%, тому розрахунок буде продовжений.

Результати ітераційного процесу розрахунку параметрів та показників режиму на третій ітерації наведено в таблиці 1.28

Таблиця 1.28 – Результати ітераційного процесу розрахунку параметрів та показників режиму на третій ітерації

Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Втрати потужності в опорах ділянок ΔS_{Zi} , МВА	0-4	-	0-2	0.224-j0.388
	3-4	0.05-j0.086	2-6	0.064-j0.067
	1-3	0.153-j0.159	6-8	0.009-j0.009
	1-5	0.512-j0.534	8-9	0.071-j0.122
	5-7	0.763-j0.795	0-9	0.147-j0.5
	0-7	1.49-j2.576		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Втрати потужності в провідностях пунктів ΔS_{Ys} , МВА	1	0.126+j0.466	6	0.156+j0.731
	2	0.178+j0.972	7	0.167+j0.569
	3	0.094+j0.219	8	0.157+j0.518
	4	0.121+j0.025	9	0.16+j0.763
	5	0.108+j0.655		
Додаткові навантаження пунктів ΔS_{Ps} , МВА	1	0.458+j0.12	6	0.193+j0.693
	2	0.322+j0.744	7	1.306-j1.075
	3	0.195+j0.096	8	0.197+j0.452
	4	0.171-j0.061	9	0.269+j0.452
	5	0.746-j0.009		
Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень ΔS_{Di} , МВА	0-4	-	0-2	0.385+j1.152
	3-4	0.171-j0.061	2-6	0.063+j0.408
	1-3	0.366+j0.035	6-8	0.13+j0.285
	1-5	0.824+j0.155	8-9	0.327+j0.737
	5-7	1.57+j0.145	0-9	0.596+j1.189
	0-7	2.875-j0.93		
Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Результуюче навантаження пункту S_{Ps} , МВА	1	10.498-j6.777	6	10.234-j6.202
	2	9.341-j5.131	7	9.32-j6.268
	3	6.222-j4.024	8	8.222-j4.939
	4	10.21-j6.986	9	9.304-j5.74
	5	6.773-j4.148		
Параметр	Ділянка	Значення	Ділянка	Значення
Результуючий потік потужності за ділянками S_{PEZi}	0-4	-	0-2	17.052-j8.331
	3-4	10.21-j6.986	2-6	7.711-j3.2
	1-3	16.432-j11.009	6-8	2.523-j3.002
	1-5	26.93-j17.786	8-9	10.745-j7.941
	5-7	33.703-j21.934	0-9	20.049-j13.681
	0-7	43.024-j28.203		

Продовження таблиці 1.28

Параметр	Пункт	Значення	Пункт	Значення
Рівень напруги в пунктах U_s , кВ	1	104.522	6	116.477
	2	117.671	7	113.946
	3	103.39	8	116.886
	4	102.643	9	118.023
	5	110.944		

Розрахунок зміни модулів напруги для пункту 1:

$$\Delta U_1^{(3)} = \left| \frac{U_1^{(3)} - U_1^{(2)}}{U_1^{(2)}} \right| = \left| \frac{104.522 - 104.527}{104.527} \right| \cdot 100\% = 0.004\%$$

Відхилення напруги в інших пунктах також задовольняють вимоги інженерної точності

Втрати потужності в схемі на третій ітерації:

$$\begin{aligned} S_{\text{БП}}^{(3)} &= S_{P02} + S_{P07} + S_{P09} + 0.5(\Delta S_{Z02} + \Delta S_{Z07} + \Delta S_{Z09}) + Y_0 \cdot U_0^2 = \\ &= 17.052 - j8.331 + 43.024 - j28.203 + 20.049 - j13.681 + \\ &+ 0.5(0.224 - j0.388 + 1.49 - j2.576 + 0.147 - j0.5) + j133.6 \cdot 10^{-6} \cdot 120^2 = \\ &= 81.055 - j50.023 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta S_{\text{БП}}^{(3)} = S_{\text{БП}}^{(2)} - S_{\Sigma} = 81.055 - j50.023 - (76 - j46.283) = 5.055 - j3.74 \text{ МВА};$$

$$\left| \frac{\Delta S_{\text{БП}}^{(3)} - \Delta S_{\text{БП}}^{(2)}}{\Delta S_{\text{БП}}^{(2)}} \right| = \left| \frac{5.055 - j3.74 - (5.041 - j3.721)}{5.041 - j3.721} \right| \cdot 100\% = 0.389\%$$

Перевірка допустимості струмового навантаження ділянками схеми наведена в таблиці 1.29.

Таблиця 1.29 – Порівняння струмів ділянками у режимі максимальних навантажень та післяаварійному з допустимими струмами для обраних перерізів

Ділянка	Струм у режимі максимальних навантажень, А	Струм у післяаварійному режимі, А	Допустимий за умовами термічної стійкості струм ділянкою, А
0-4	149.526	-	610
0-7	85.861	253.828	390
5-7	39.988	206.453	260
1-5	5.842	172.879	260
1-3	53.798	109.849	260
3-4	89.27	69.334	390
0-2	92.2	92.2	390
0-9	117.744	117.744	610
8-9	65.676	65.676	390

Продовження таблиці 1.29

Ділянка	Струм у режимі максимальних навантажень, А	Струм у післяаварійному режимі, А	Допустимий за умовами термічної стійкості струм ділянкою, А
2-6	41.171	41.171	260
6-8	19.405	19.405	260

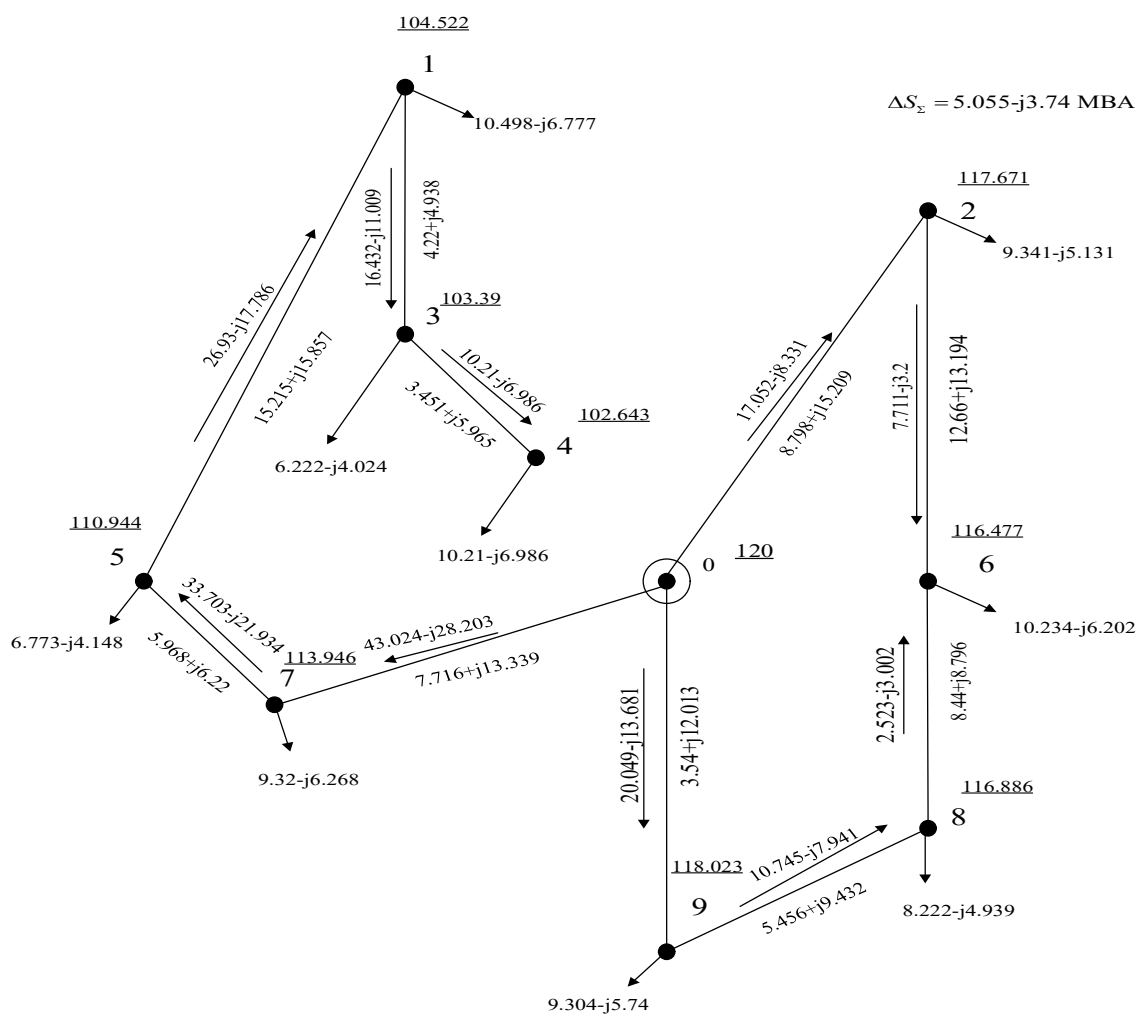


Рисунок 1.7 Потокорозподіл потужності в електричній мережі у післяаварійному режимі

1.9 Розрахунок відгалужень ПБЗ та РПН

Втрати напруги в обмотках зведені до шин ВН для пункту 1:

$$\Delta U_{TB1} = \frac{(P_{HH1} + P_{CH1} + \Delta P_{TZ1} + G_{BT1} \cdot U_1^2) \cdot R_{BB1}}{U_1^2} - \frac{(Q_{HH1} + Q_{CH1} + \Delta Q_{TZ1} + B_{BT1} \cdot U_1^2) \cdot X_{BB1}}{U_1^2} =$$

$$= \frac{(4 + 6 + 0.039 + 11.49 \cdot 10^{-5} \cdot 117.326^2) \cdot 2.513}{117.326^2} - \frac{\left(\begin{matrix} (-2.373) + (-3.718) + (-0.804) + \\ + (-16.64) \cdot 117.326^2 \end{matrix} \right) \cdot 54.024}{117.326^2} =$$

$$= 3.128 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{CH1} \cdot R_{BC1} - Q_{CH1} \cdot X_{BC1}}{U_1 - \Delta U_{TB1}} = \frac{6 \cdot 2.513 - (-3.718) \cdot 0}{117.326 - 3.128} = 0.132 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{TH1} = \frac{P_{HH1} \cdot R_{BH1} - Q_{HH1} \cdot X_{BH1}}{U_1 - \Delta U_{TB1}} = \frac{4 \cdot 2.513 - (-2.373) \cdot 31.409}{117.326 - 3.128} = 0.741 \text{ кВ}.$$

Зведені рівні напруги шин СН та НН до шин ВН:

$$U_{PC1} = U_1 - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TC1} = 117.326 - 3.128 - 0.132 = 114.066 \text{ кВ};$$

$$U_{PH1} = U_1 - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TH1} = 117.326 - 3.128 - 0.741 = 113.458 \text{ кВ}.$$

Бажані значення відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів підстанції 1 для режиму максимальних навантажень складуть:

- для підстанції 1:

$$\omega_{вж1} = \frac{U_{нн1} \cdot U_{тн1}}{U_{те1} \cdot U_{ндж}} - 1 = \frac{113.458 \cdot 11}{115 \cdot 10.5} - 1 = 0.034;$$

Розрахунковий ступінь регулювання РПН трансформаторів підстанції 1:

$$N_{e1} = \frac{\omega_{вж1}}{\omega_{e0}} = \frac{0.034}{0.018} = 1.886; \quad N_{e1}^{cm} = 2.$$

Стандартна відносна кількість регулювальних витків РПН для трансформатора на підстанції 1:

$$\omega_{e1}^{cm} = N_{e1}^{cm} \cdot \omega_{e0} = 2 \cdot 0.018 = 0.036$$

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

Розрахуємо фактичне значення напруги на шинах НН підстанції 1:

$$U_{нд1} = \frac{U_{нн1} \cdot U_{мн1}}{U_{мв1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{cm})} = \frac{113.458 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0,036)} = 10.479 \text{ кВ}$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків ПБЗ трансформаторів підстанції 1 складе:

$$\omega_{сж1} = \frac{U_{сдж1} \cdot U_{мв1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{cm})}{U_{нс1} \cdot U_{мс1}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + 0,036)}{114.066 \cdot 38,5} - 1 = 0.044$$

Розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ трансформаторів підстанції 1:

$$N_{c1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{с0}} = \frac{0,044}{0,025} = 1.763; \quad N_{c1}^{cm} = 2$$

Стандартна відносна кількість регулювальних витків ПБЗ буде:

$$\omega_{c1}^{cm} = N_{c1}^{cm} \cdot \omega_{с0} = 2 \cdot 0,025 = 0,05$$

Розрахуємо фактичне значення напруги на шинах СН підстанції 1 у режимі максимального навантаження мережі відповідно до виразу:

$$U_{нс1} = \frac{U_{нс1} \cdot U_{мс1} \cdot (1 + \omega_{c1}^{cm})}{U_{мв1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{cm})} = \frac{114.066 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,05)}{115 \cdot (1 + 0,036)} = 38.718 \text{ кВ}$$

Виконаємо перевірку допустимості використання обраних відгалужень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки силових трансформаторів для підстанції пункту 1 у режимі максимальних навантажень мережі:

$$N_{в1}^{cm} \geq \left(\frac{U_s - \Delta U_{мв}}{1,05 \cdot U_{мв}} - 1 \right) \cdot (\omega_{в0})^{-1} = \left(\frac{117.326 - 3.128}{1,05 \cdot 115} - 1 \right) \cdot 0,018^{-1} = -3.048 \rightarrow -3$$

Так як обрані регулювальні відгалуження не перевищують граничні за умовою перезбудження живильної обмотки трансформатора, можна зробити висновок, що розрахунок вірний.

Результат розрахунку відгалужень РПН та ПБЗ для трансформаторів пунктів мережі, а також перевірка за умовою перезбудження живильної обмотки трансформатора для режиму максимальних навантажень наведений у таблиці 1.30.

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.30 - Результат розрахунку відгалужень РПН та ПБЗ для трансформаторів пунктів мережі, а також перевірка за умовою перезбудження живильної обмотки трансформатора для режиму максимальних навантажень

Вузoл	U_S , кВ	ΔU_{TB} кВ	ΔU_{TC} кВ	ΔU_{TH} кВ	U_{IC} кВ	U_{IH} кВ	ω_{BK}	ω_{CK}	N_B^{cm}	N_C^{cm}	U_{cd} кВ	U_{HD} кВ	$N^{гран}$
1	117.326	4.047	0.133	0.955	113.1	112.3	0.02	0.03	1	1	38.14	10.556	-3
2	117.67	2.315	-	-	115.3	-	-	0.1	-	6	34.89	-	-2
3	117.883	3.886	0.127	1.152	113.8	112.8	0.03	0.05	2	2	38.65	10.42	-3
4	118.837	3.837	0.034	1.331	114.9	113.6	0.03	0.03	2	1	38.09	10.5	-2
5	117.497	3.873	0.085	1.54	113.5	112.1	0.02	0.03	1	1	38.28	10.53	-3
6	116.477	3.93	0.078	0.687	112.4	111.8	0.02	0.04	1	2	38.84	10.51	-3
7	118.05	2.061	-	-	111.8	-	-	0.11	-	6	35.08	-	-2
8	116.88	3.158	0.035	0.897	113.6	112.8	0.03	0.05	2	2	38.59	10.42	-3
9	118.02	3.485	0.022	1.575	114.5	112.9	0.03	0.04	2	2	38.87	10.43	-2

Результат розрахунку відгалужень РПН та ПБЗ для трансформаторів пунктів мережі, а також перевірка за умовою перезбудження живильної обмотки трансформатора для післяаварійного режиму наведений у таблиці 1.31.

Таблиця 1.31 - Результат розрахунку відгалужень РПН та ПБЗ для трансформаторів пунктів мережі, а також перевірка за умовою перезбудження живильної обмотки трансформатора для післяаварійного режиму

Вузoл	U_S , кВ	ΔU_{TB1} кВ	ΔU_{TC1} кВ	ΔU_{TH1} кВ	U_{IC1} кВ	U_{IH1} кВ	ω_{BK}	ω_{CK}	N_B^{cm}	N_C^{cm}	U_{cd} кВ	U_{HD} кВ	$N^{гран}$
1	104.5	4.51	0.151	1.081	99.86	98.93	-0.1	0.029	-6	1	38.36	10.59	-9
2	117.6	2.315	-	-	115.3	-	-	0.103	-	6	34.89	-	-2
3	103.3	4.39	0.146	1.326	98.85	97.67	-0.11	0.039	-6	2	38.90	10.46	-9
4	102.6	4.401	0.04	1.558	98.2	96.68	-0.12	0.023	-7	1	38.49	10.56	-9
5	110.9	4.084	0.09	1.638	106.7	105.2	-0.04	0.03	-2	2	38.91	10.43	-6
6	116.4	3.93	0.078	0.687	112.4	111.8	0.02	0.05	1	2	38.84	11.09	-3
7	113.9	2.129	-	-	111.8	-	-	0.07	-	4	34.94	-	-4
8	116.9	3.158	0.035	0.897	113.6	112.8	0.03	0.05	2	2	38.59	10.42	-3
9	118.0	3.485	0.022	1.575	114.5	112.9	0.02	0.04	2	2	38.87	10.43	-2

Висновки до розділу 1

У розділі 1 на підставі початкових даних були визначені оптимальна конфігурація схеми районної електричної мережі, трансформатори, проводи ділянок. Розраховані параметри схеми заміщення ділянок електричної мережі та

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ				Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					51

трансформаторів. Був проведений ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень та післяаварійного режиму (передбачалося аварійне вимкнення найбільш навантаженої ділянки електричної мережі). Було визначено регулювальні відгалуження РПН та ПБЗ в трансформаторах для режиму максимальних навантажень та післяаварійного режиму, що забезпечують бажані рівні напруги у вузлах електричної мережі.

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ ВИБОРУ ПОТУЖНОСТІ ТА МІСЦЬ ПРИЄДНАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДО ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Вибір оптимального місця розташування ВДЕ є важливою задачею, оскільки результати такого вибору можуть як негативно, так і позитивно впливати на параметри та показники режиму електричної мережі. Для розв'язання такого роду задач необхідно встановити критерії, які будуть кількісно відтворювати досягнення поставленої мети. Оскільки вимоги і потреби можуть бути різними, то і критерії можуть бути різними. Поєднання таких критеріїв мають «втілюватися» у вигляді цільової функції. Необхідно також встановити обмеження, що апріорі усунуть пошук розв'язків, які не відповідають умовам експлуатації мережі або умовам реалізації режиму.

Проаналізуємо декілька робіт, зокрема і дисертаційних, підпорядкованих розв'язанню задачі визначення місць приєднання ВДЕ до електричних мереж різних класів напруги, зосередивши основну увагу на особливостях формування цільових функцій, враховуваних обмеженнях та використовуваних методах розв'язання таких задач.

2.1 Врахування одного критерію при вирішенні оптимізаційної задачі

Найчастіше, якщо розглядати ЦФ, що враховують лише один критерій, критерієм є мінімізація сумарних втрат активної потужності в мережі. ЦФ, єдиний критерій яких є мінімізація сумарних втрат потужності у мережі були досліджені у [4] та [5]. Формування ЦФ з одним критерієм використовується для вирішення оптимізаційної задачі визначення оптимального місця розташування та потужності в розподільних радіальних мережах напругою до 35 кВ.

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЦФ сформована у [4] та результати її оптимізації були змодельовані авторами праці [4] для дослідження ефективності алгоритмів оптимізації та знаходження найбільш оптимальних з них.

У [4] ЦФ виглядає так:

$$\min f(X, Y) = P_{loss} = \sum_{k=1}^F \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_{k+1}^2} R_k,$$

де $X=[x_1, x_2, \dots]$ – вектор вузлів в яких ВДЕ приєднується до системи;

$Y=[y_1, y_2, \dots]$ – вектор потужності приєднаних до системи ВДЕ;

P_{loss} -сумарні втрати активної потужності;

P_k та Q_k - потоки активної та реактивної потужності в кінці k -ї гілки після встановлення ВДЕ у вузлі $k+1$;

U_{k+1} - напруга у вузлі $k+1$ після встановлення ВДЕ у вузлі $k+1$;

R_k - активний опір лінії, що поєднує вузол k з вузлом $k+1$;

Обмеження що стосуються потужності та напруги :

$$P_A + \Sigma P_{DG} - \Sigma P_L - P_{LOSS} = 0,$$

$$Q_A - \Sigma Q_L - Q_{LOSS} = 0,$$

$$U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max},$$

$$\Sigma P_{DG} \leq \Sigma P_{DG \max},$$

$$P_{DGi \min} \leq P_{DGi} \leq P_{DGi \max},$$

де P_A та Q_A - активна та реактивна потужність передана з мережі вищого рівня (напруги) після встановлення ВДЕ у розподільну мережу;

ΣP_L та ΣQ_L - відповідно сумарна активна та реактивна потужність споживання;

Q_{LOSS} - втрати реактивної потужності;

$U_{i \min}$ та $U_{i \max}$ - відповідно мінімальний та максимальний рівень напруги на i -й шині;

ΣP_{DG} - сумарна активна потужність ВДЕ, що буде встановлена;

$\Sigma P_{DG \max}$ - максимальна активна потужність ВДЕ, що буде встановлена;

$P_{DGi \min}$ та $P_{DGi \max}$ - обмеження мінімальної та максимальної активної потужності

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВДЕ що буде встановлена в електричній мережі.

Метою формування ЦФ та її мінімізація у [5] було знайти таке рішення, за якого потоки потужності ділянками мали б якомога оптимальніше значення заради зменшення сумарних втрат у мережі. Недоліками ЦФ описаної в [5] є пошук локального мінімуму та неврахування зацікавленості інвестора.

Розрахунок складових функції наведений в [4].

Вигляд ЦФ сформованої в [4]:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n P_i (T'_i - T''_i \cdot k_{tg\phi_i}) + \Delta P_{ЦЖ} + \Delta P_{УК} \rightarrow \min ,$$

де P_i – потужності керованої ВДЕ або споживача, $i = 1, 2, \dots, n$;

$k_{tg\phi_i}$ – доцільний коефіцієнт потужності джерела енергії або споживача;

$\Delta P_{ЦЖ}$ – втрати активної потужності в електричній мережі викликані перетіканнями з центру живлення;

$\Delta P_{УК}$ – втрати активної потужності в електричній мережі викликані перетіканнями з умовно керованих ВДЕ;

T'_i, T''_i – коефіцієнти розподілу втрат потужності. з урахуванням балансових обмежень:

$$\sum_{i=1}^n P_i - \Delta P_{ЦЖ} = 0;$$

$$\sum_{i=1}^n (P_i \cdot k_{tg\phi_i}) - Q_{ЦЖ} = 0.$$

де $P_{ЦЖ}, Q_{ЦЖ}$ – активна та реактивна потужності, що надходять у мережу із центру живлення.

ЦФ, сформована у [5], є більш доцільною до використання, ніж ЦФ, сформована у [4], через використання більшої кількості складових, що описують втрати активної потужності у мережі. Тобто, результат оптимізації такої функції дозволить знайти більш оптимальне рішення ніж у [4]. Проте варто зазначити, що у жодній з цих функцій немає компоненти, яка дає змогу оцінити сезонний вплив

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						55
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

погодних умов на генерування активної потужності. Через відсутність такого компоненту не можна гарантувати те, що мінімум функції, який буде знайденим буде глобальним. На відміну від [5], під час вирішення оптимізаційної задачі у [4] використовується обмеження щодо допустимих рівнів напруг на шинах споживача.

Допрацювання ЦФ та методу оптимізації, що наведено у [5]:

1. Внести складову, яка буде враховувати вплив погодних чинників на кількість генерованої активної потужності.
2. Під час вирішення оптимізаційної задачі ввести додаткове обмеження рівнів напруги на шинах споживача.

Внесення наведених нижче складових у сформовану в [4] ЦФ може покращити результат оптимізації:

1. Внести складову, яка буде враховувати вплив погодних чинників на кількість генерованої активної потужності.
2. Додати до ЦФ компонент, що буде враховувати реверсивні потоки потужності створені ВДЕ під час роботи.

2.2 Врахування декількох критеріїв при вирішенні оптимізаційної задачі

ЦФ може мати будь-яку кількість критеріїв, проте врахування кожного з них потребує розробки додаткового компонента, що буде внесений в результуючу ЦФ. Проте, часто обмежуються критеріями вигідності встановлення ВДЕ у мережу та сумарних втрат активної потужності після встановлення ВДЕ. ЦФ, які враховують більше ніж один критерій були сформовані у [6] та [7].

ЦФ, сформована у [6] є багатокритеріальною, основними критеріями є

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

прибуток від експлуатації ВДЕ та сумарні втрати потужності в мережі. Дана функція враховує залежність коливань потужності від погодних умов, через це дозволяє знайти більш наближений розв'язок до глобального екстремума.

Вигляд ЦФ, яка була сформована у [6]:

$$W_{повн}^{(i)} = (\alpha_1 \cdot Z_1^{(i)} + \alpha_2 \cdot Z_2^{(i)}) \cdot (D_{PAC}^{(i)} + D_{CT}^{(i)}) \rightarrow \max,$$

де Z_1 – стандартизована складова комплексної функції, що враховує особливості мережі;

Z_2 – стандартизована складова комплексної функції, яка враховує особливості ВДЕ;

α_1, α_2 – вагові коефіцієнти, які у [6] рекомендують приймати $\alpha_1 = 0.31, \alpha_2 = 0.69$;

$D_{PAC}^{(i)}$ - компонент штрафної функції, що враховує вплив зміни конфігурації мережі;

$D_{CT}^{(i)}$ - компонент штрафної функції, що враховує режимні порушення.

Під час вирішення оптимізаційної задачі, враховуються наступні обмеження:

$$0.9U_{НОМ} \leq U_i \leq 1.1U_{НОМ}$$

Завантаження елементів має бути $\leq 100\%$

Невиконання обмежень вносить відповідні штрафи до результату обчислення ЦФ.

Розрахунок та стандартизацію компонентів результуючої ЦФ наведено у [6].

В роботі [7] була сформована ЦФ, в основі якої знаходиться коефіцієнт чутливості до втрат потужності. Дана функція враховує критерії втрат потужності та зацікавленість інвестора.

Вигляд ЦФ, сформованої у [7]:

$$Z = \min \left[\Delta K_{\Delta P(i,j)}^P \times s_{Ui} \times k_{PG}^{инв} \right],$$

де $\Delta K_{\Delta P(i,j)}^P$ - коефіцієнт чутливості втрат активної потужності;

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

S_{U_i} - чутливість модулів вузлових напруг схеми;

k_{PG}^{ine} - чиста зведена вартість проекту;

Розрахунок компонентів результуючої ЦФ наведено у [7].

Під час вирішення оптимізаційної задачі, враховуються наступні обмеження:

$$0.9U_{НОМ} \leq U_i \leq 1.1U_{НОМ},$$

$$\sum_j P_{PG,j} < P_{\Sigma}$$

Порівнявши компоненти цих ЦФ можна зробити висновок, що ЦФ сформована у [6], є більш «повною». ЦФ, запропонована у [7], не має такої кількості врахованих параметрів мережі, як і урахування впливу ВДЕ на режимні параметри, як це наведено в [6]. Разом з тим, мультиплікативний характер «штрафів» ускладнює практичне використання ЦФ, запропонованої у [6], оскільки потребує попереднього «налаштування» такого інструментарію із визначення кількісних значень «штрафних» складових, що пов'язано з потребою виконання великої кількості розрахунків режимів електричних мереж., як це наведено у [6].

До «плюсів», які виділяють ЦФ, сформовану у [6] можна віднести:

1. Врахування зміни генерації активної потужності від погодних умов.
2. Врахування зміни конфігурації мережі, тобто зміну потокорозподілу потужності від зміни навантаження споживачів, відключення ділянки ЛЕП та інше.
3. Врахування зміни параметрів та показників режиму.
4. Врахування економічної доцільності приєднання ВДЕ до мережі.

Для підвищення ефективності розв'язання задачі з використанням ЦФ, сформованої в [7], першим кроком має бути доопрацювання питання урахування «економічної складової». Додавання компоненту, що враховує кількість проданої електроенергії, згенерованої ВДЕ, дозволить знайти оптимальніший розв'язок задачі. Крім того, необхідним є внесення до ЦФ компоненту, що враховує

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ймовірнісний характер генерації електроенергії ВДЕ. Неврахування цього фактору є критичним з точки зору пошуку глобального оптимуму функції.

2.3 Методи оптимізації

Вибір місця розташування в електричній мережі та потужності ВДЕ є оптимізаційною задачею. Для оптимізації у [6] було використано стохастичний комбінований метод. Такий метод поєднує в собі еволюційні алгоритми та метод статистичних випробувань, що дає змогу отримувати оптимальний результат.

Крім формування ЦФ у [4] ставилася задача порівняння методів для розв'язання оптимізаційної задачі. Методи, що порівнювалися: метод чутливості до втрат потужності, метод рою частинок, метод бджолиного рою, покращений метод бджолиного рою. Так як ЦФ, екстремум якої необхідно було знайти, була незмінна під час застосування різних методів, то можна порівнювати між собою задані методи для визначення найбільш ефективного. В результаті моделювання радіальної розподільної мережі найбільше зменшення втрат продемонстрували метод рою частинок, метод бджолиного рою, та покращений метод бджолиного рою. В таблиці 2.1 наведено результати порівняння різних методів оптимізації для 33-вузлової радіальної мережі напругою 10 кВ.

Таблиця 2.1 – Результати порівняння методів оптимізації

Метод	Оптимальна потужність, кВт	Зменшення втрат потужності, %
Чутливості до втрат потужності	1800	44.01
Метод	Оптимальна потужність, кВт	Зменшення втрат потужності, %
Рою частинок	2441.432	48.20
Бджолиного рою	2447.342	48.20
Покращений метод бджолиного рою	2440.967	48.20

Крім того, існують безітераційні аналітичні методи, проте їх використання вносить суттєві похибки через значне спрощення формул [6].

На підставі критичного аналізу робіт [4, 6, 7], в яких використано різні методи для вибору оптимального місця розташування ВДЕ в електричних мережах та вибору їх потужності, можна зробити висновок, що до методів, які забезпечують знаходження оптимального розв'язку задачі і які доцільно використовувати, належать: 1) у разі однокритеріальних ЦФ – метод рою частинок; 2) у разі багатокритеріальних ЦФ – комбінований стохастичний метод та покращений метод бджолиного рою.

Висновки до розділу 2

У розділі 2 виконано критичний аналіз цільових функцій, які використовують для розв'язання оптимізаційної задачі визначення потужності та місця приєднання ВДЕ до електричної мережі, ураховуючи їх вплив на режимні параметри та показники режиму електричної мережі. Проаналізовано методи, які використовують для розв'язання оптимізаційної задачі залежно від особливостей цільових функцій – однокритеріальних чи багатокритеріальних.

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У дипломному проєкті визначено оптимальну конфігурацію схеми районної електричної мережі, трансформатори, проводи ділянок. Розраховано параметри схеми заміщення ділянок електричної мережі та трансформаторів. Виконано ітераційні розрахунки режиму максимальних навантажень та післяаварійного (передбачалося аварійне вимкнення найбільш навантаженої ділянки електричної мережі). Визначено регулювальні відгалуження РПН та ПБЗ в трансформаторах для режимів максимальних навантажень та післяаварійного.

Виконано критичний аналіз цільових функцій, які використовують для розв'язання оптимізаційної задачі визначення потужності та місць приєднання ВДЕ до електричної мережі. Вказано напрями удосконалення окремих ЦФ для забезпечення ефективнішого розв'язання оптимізаційної задачі.

Проаналізовано методи, які використовують для розв'язання зазначеної оптимізаційної задачі залежно від особливостей ЦФ (однокритеріальні чи багатокритеріальні).

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Нова енергетична стратегія України до 2035 року: «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» [Електронний ресурс]. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <https://is.gd/cSREfx>
2. Електричні мережі та системи. Районі електричні мережі [Текст] : метод. вказівки до викон. курсов. проекту з дисципліни для студ. та студ.-іноземців на пряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Уклад.: В. М. Сулейманов
3. Ярошенко М. О. Питання вибору місця приєднання та потужності відновлюваних джерел енергії до мережі : матеріали міжнародної студентської конференції, м. Полтава, 31 травня. 2021 р. Вінниця, 2021. С. 121–123.
4. Wang Hui , Piao Zai-lin , Meng Xiao-fang, Guo Dan, Wang Jun An optimization approach based on improved artificial bee colony algorithm for location and capacity of grid-connected photovoltaic systems. Технічна електродинаміка. 2019. № 5. С. 68-645 DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.05.068>
5. Кулик В. В., Бурикін О. Б., Малогулко Ю. В. Оптимізація перетікань активної та реактивної потужностей у розподільних електромережах засобами розосередженого генерування. Вісник ВПІ. 2014. №1. С. 90–93.
6. Гончаренко І. С. Визначення оптимальних варіантів приєднання відновлюваних джерел енергії до електричних мереж : дис. канд. техн. наук : 05.14.02 / Гончаренко Ігор Станіславович – Київ, 2017. 145 с.
7. Богомолова О. С. Методи та моделі оцінки потужності сонячної та вітрової генерації у вузлах електричної мережі : дис. ... канд. техн. наук. : 05.14.02 – електричні станції, мережі і системи / Богомолова Оксана Сергіївна. – Київ, 2021. – 155.

					ДП.7211.14.1.007.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

Додаток А

Результати перевірки пояснювальної записки на наявність плагіату



ПЗ_Ярошенко_ЕС-72

Завантажено: 06/09/2021 | Перевірено: 06/09/2021

Matches

Цитата

Використані джерела

Заміна символів

0.7% Matches



0% Цитати



91% Використані дж



Matches

Веб джерела

28

1	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/handle/123456789/40862	0.22%
2	visnyk.vntu.edu.ua https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/view/986	0.08%
3	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28062/1/Vesnin_bakalavr.pdf	0.08%
4	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/jspui/bitstream/123456789/28541/1/Kucherenko_bakalavr_keoa.pdf	0.08%
5	www.ied.org.ua http://www.ied.org.ua/disertac/disert_Goncharenko.pdf	0.07%
6	liber.onu.edu.ua http://liber.onu.edu.ua/opacunicode/index.php?url=/notices/index/IdNotice:861872/Source:default	0.07%
7	library.univer.kharkov.ua http://library.univer.kharkov.ua/OpacUnicode/index.php?url=/notices/index/IdNotice:957898/Source:default	0.07%
8	kivra.kpi.ua https://kivra.kpi.ua/wp-content/uploads/file/work/2020/Kolosov/Kolosov_bakalavr.pdf	0.06%
9	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/30232/1/Riazantsev_bakalavr.pdf	0.06%
10	ird.gov.ua https://ird.gov.ua/irdp/p20190006.pdf	0.06%