

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.В.Кирик
“ ” _____ 2019 р.

Дипломний проект
на здобуття ступеня «бакалавр»
(назва ОКР)

з напряму підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології»
(код та назва напряму підготовки)

на тему: «Аналіз режимів роботи районної електричної мережі 110 кВ
з врахуванням впливу несиметричних джерел спотворення»

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-с52

Пізнак Василь Васильович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проекту: канд. техн. наук, асистент, Кучанский В.В.
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант:

(назва розділу ДП) (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

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

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____
(підпис)

Київ – 2019 року

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

Інститут (факультет) «Електроенергетехніки та автоматики»

Кафедра «Електричних мереж та систем»

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Напрямок підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис) В.В. Кирик
(ініціали, прізвище)
«__» _____ 2019 р.

**ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Пізнаку Василю Васильовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)**

1. Тема проекту : «Аналіз режимів роботи районної електричної мережі 110 кВ з
врахуванням впливу несиметричних джерел спотворення»

керівник проекту Кучанский Владислав Володимирович, к. т. н., асистент.

затверджені наказом по університету від 8 квітня 2019 р. № 1085-с.

2. Строк подання студентом проекту 11 червня 2019 р.

3. Вихідні дані до проекту: додаток до завдання на ДП РЕМ

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

1. Виконати синтез конфігурації районної електричної мережі
2. Обрати тип, потужність та кількість трансформаторів на підстанціях.
2. Розрахувати параметри Z-схеми електричної мережі.
3. Розрахувати режими роботи електричної мережі.
4. Обрати регульовальні відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів.
5. Оцінити вплив несиметричних джерел спотворення на якість електроенергії.

5. Перелік графічного матеріалу:

- 5.1. Техніко-економічне порівняння варіантів.
- 5.2. Результати розрахунків опорних режимів.
- 5.3. Оцінювання впливу несиметричних джерел спотворення.

6. Консультанти розділів проекту

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

7. Дата видачі завдання: 12 квітня 2019 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Розрахунок режимів роботи замкненої мережі	01.04. – 28.04.	
2	Дослідження технологій спорудження підземних трансформаторних підстанцій	03.05. – 20.05.	
3	Підготовка креслень	21.05. – 01.06.	
4	Оформлення пояснювальної записки	01.06. – 11.06.	

Студент

(підпис)

Пізнак В.В.

Керівник проекту

(підпис)

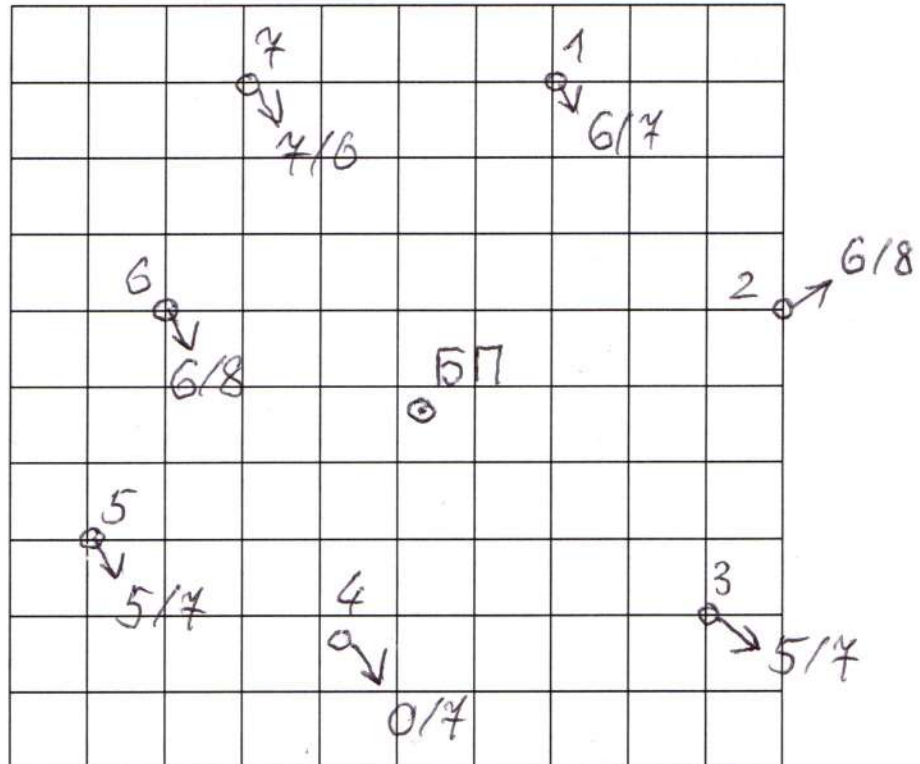
Кучанский В.В.

"КПІ ім. Ігоря
Сікорського"
Кафедра ЕМС

Група ЕС-с52

Студент Підмак В.В.

Додаток до завдання на дипломний проект
(освітнього ступеня – "бакалавр")
районної електричної мережі напругою 110 кВ
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці БП.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = \underline{\hspace{1cm}}$. $\cos \varphi_{сн} = \underline{\hspace{1cm}}$. $T_{\max} = \underline{\hspace{1cm}}$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Україна.
- Район I – II.
- $M_{\text{гран}} = 4500$ [МВт·км],

Примітки:

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

Завдання
видане

Дата 12.03.2019

Підпис викладача В.Кучер

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

ЗАВДАННЯ

до виконання дипломного проекту за тематикою
проектування районної електричної мережі напругою 110 кВ

1. Вихідні дані до проекту: див. додаток до завдання на дипломний проект.
2. Перелік питань, які мають бути розроблені:
 - 1) Синтез конфігурації районної електричної мережі на базі моментів потужностей;
 - 2) Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях;
 - 3) Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі);
 - 4) Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі;
 - 5) Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі;
 - 6) Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях та післяаварійному режиму;
 - 7) Вибір відгалужень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанції для двох розглянутих режимів;
 - 8) Спеціальне питання до завдання дипломного проекту.
3. Перелік графічного матеріалу: 3 аркуші формату А1.
4. Дата видачі завдання 12 березня 2019 р.
5. Термін здачі студентом проекту «_____» _____ 201__ р.

Керівник дипломного проекту

Кучанський В.В.

Завдання прийняв до виконання



Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Аналіз режимів роботи районної електричної мережі 110 кВ
з врахуванням впливу несиметричних джерел спотворення»

Київ – 2019 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Пояснювальна записка	97	
3	A1	ДП5213.6.050701.01.008 ТК	Вибір параметрів електричної мережі	1	
4	A1	ДП5213.6.050701.02.008 ТК	Розрахунок режимів роботи електричної мережі	1	
5	A1	ДП5213.6.050701.03.008 ТК	Особливості спорудження підземних трансформаторних підстанцій	1	

					ДП5213.6.050701.013 ПЗ				
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Аналіз режимів роботи районної електричної мережі 110 кВ з врахуванням впливу несиметричних джерел спотворення	Літ.	Арк.	Аркцшів	
Розроб.		Пізнак В.В.						5	97
Перевір.		Кучанський В.В.							
Н.контр.		Казанський С.В.				НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА ЕС-с52			
Затв.		Кирик В.В.							

РЕФЕРАТ

Обсяг – 97 сторінок машинописного тексту.

Ілюстрацій – 16. Таблиць – 49.

В даному бакалаврському проекті розглянуто варіант побудови та розрахунок режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ за наявності в ній пункту генерації. Бакалаврський проект включає в себе наступні розділи: вибір числа, потужності та типу трансформаторів на підстанціях, вибір оптимальних перерізів ліній електропередачі. Був проведений розрахунок максимального та аварійного режимів роботи електричної мережі, а також були розглянуті варіанти регулювання напруги на сторонах середньої і низької напруги.

Бакалаврський проект містить пояснювальну записку та графічну частину, яка складається з 3 креслень.

ПОТУЖНІСТЬ, СТРУМ, НАПРУГА, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, ТРАНСФОРМАТОР, ПРОВІДНІСТЬ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, РЕЖИМ РОБОТИ.

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

Size – 97 pages of typewritten text.

Illustrations – 16. Tables – 49.

In this bachelor project was considered the variant of construction and calculation of operation modes of regional electric power network of the voltage of 110 kV with the presence of generation point in it. The bachelor project includes the following parts: the choice of the number, power and type of transformers at the substations, the choice of optimal cross sections of the transmission lines. The calculation of the maximum and emergency operation modes of the electrical network was carried out, as well as variants of voltage regulation on the sides of medium and low voltage were considered.

The bachelor project includes an explanatory note and a graphic part consisting of 3 drawings.

POWER, CURRENT, VOLTAGE, VOLTAGE REGULATION,
TRANSFORMER, CONDUCTIVITY, ELECTRICITY LINE, OPERATION
MODE.

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	10
ВСТУП.....	11
1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА НАПРУГОЮ 110кВ.....	12
1.1 Синтез конфігурації схеми районної мережі.....	12
1.2 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях.....	17
1.3 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів.....	20
1.4 Попередній розподіл потужності в L-схемі.....	22
1.4.1 Попередній розподіл потужності в схемі №1.....	22
1.4.2 Попередній розподіл потужності в схемі №4.....	25
1.5 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів	28
1.5.1 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту №1.....	28
1.5.2 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту №4.....	31
1.6 Аналіз режиму напруги.....	33
1.7 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів для другої групи післяаварійних режимів.....	35
1.8 Перевірка вибраних перерізів у післяаварійному режимі.....	35
1.9 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення.....	39
1.9.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення ЛЕП.....	39
1.9.2 Параметри схеми заміщення трансформаторів.....	41
1.10 Розрахунок приведених навантажень та розрахункових провідностей пунктів.....	42
1.11 Режим максимальних навантажень.....	45
1.11.1 Електричний розрахунок режиму максимальних навантажень.....	45
1.11.2 Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень.....	48
1.12 Післяаварійний режим роботи мережі.....	57
1.12.1 Електричний розрахунок післяаварійного режиму.....	57
1.12.2 Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень.....	61

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

1.13 Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів в режимі максимального навантаження.....	71
1.14 Відгалудження РПН і ПБЗ трансформаторів у післяаварійному режимі.....	73
Висновки до розділу 1.....	73
2 ВЛИВ НЕСИМЕТРИЧНИХ ДЖЕРЕЛ СПОТВОРЕННЯ НА РЕЖИМ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	75
2.1 Основні проблеми впливу несиметричних джерел в мережі.....	75
2.2 Методи виявлення джерел спотворення напруги та струму.....	77
2.3 Оцінка рівня напруги і ступеня спотворення у вузлах навантаження при несинусоїдальності.....	80
2.4 Оцінка впливу погіршення якості електроенергії на втрати активної потужності та зменшення терміну експлуатації обладнання трансформаторної підстанції.....	81
Висновки до розділу 2.....	92
ВИСНОВКИ.....	93
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	95
Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....	97

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

РЕМ – районна електрична мережа;

БП – балансуєчий пункт;

ЛЕП – лінія електропередавання;

ПЛ – повітряна лінія;

КЗ – коротке замикання;

РП – розподільчий пристрій;

РПН – регулювання під напругою;

ПБЗ – переключення без збудження;

ДП – джерело спотворення;

ЕО – електрообладнання;

КП – компенсуючий пристрій;

БК – батарея конденсаторів.

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		10

ВСТУП

Виконання дипломного проекту має за мету закріплення навичок, отриманих в ході навчання та призначений для перевірки знань студента в області проектування, вміння використовувати найбільш ефективні методи розрахунку режимів роботи електричних мереж, що задовольняють необхідним вимогам. Критерієм для вибору оптимальної схеми є сумарні дисконтовані витрати.

Метою цієї роботи є розробка конфігурації електричної мережі на базі моментів потужностей та обрання оптимальної схеми виходячи з техніко-економічного порівняння. У даній районній мережі повинні забезпечуватись бажані рівні напруг у пунктах, надійність та безперебійність електропостачання.

У даній роботі, зважаючи на чималі довжини ділянок та виходячи з граничного моменту потужності, прийнято споруджувати одразу дволанцюгові лінії передачі на головних ділянках мережі, тобто лініях які проходять безпосередньо від балансуючого пункту.

Оскільки у пунктах знаходяться споживачі першої та другої категорії, необхідно здійснювати живлення цих пунктів двома незалежними лініями. Також необхідно встановити два понижуючі трансформатори з умов надійності, кожен з яких повинен бути розрахований на 40% перевантаження в результаті вимкнення одного з них.

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		11

1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА 110 кВ

1.1 Синтез конфігурації схеми районної мережі

Було обрано шість різних конфігурацій схем з однаковою надійністю, в пунктах підключенні споживачі I-ї та II-ї категорії, які отримують живлення від двох і більше ліній. Схеми представлені на рис. 1.1-1.6.

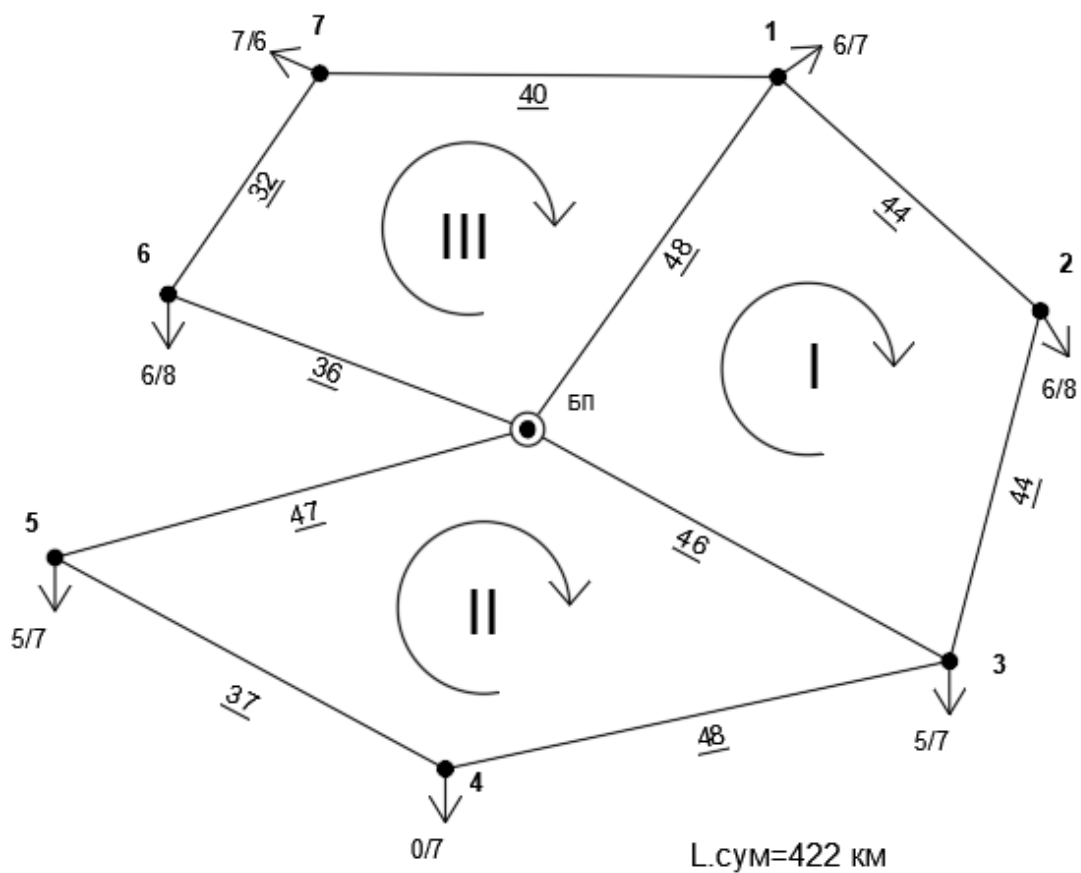


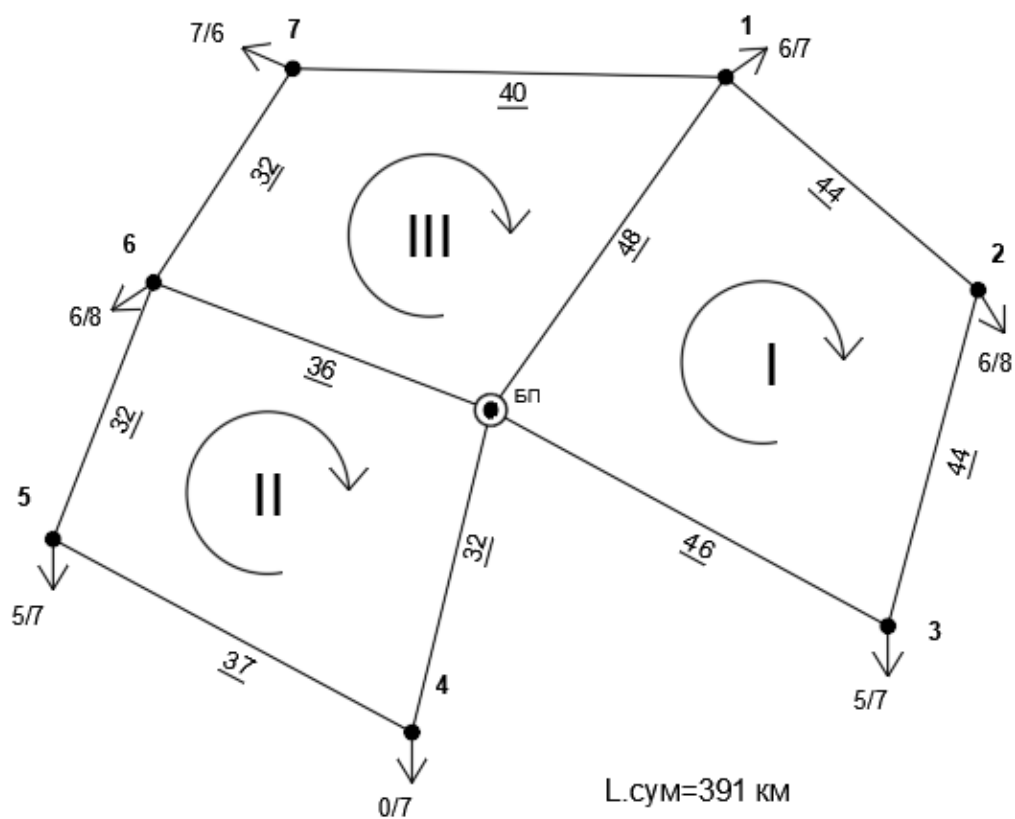
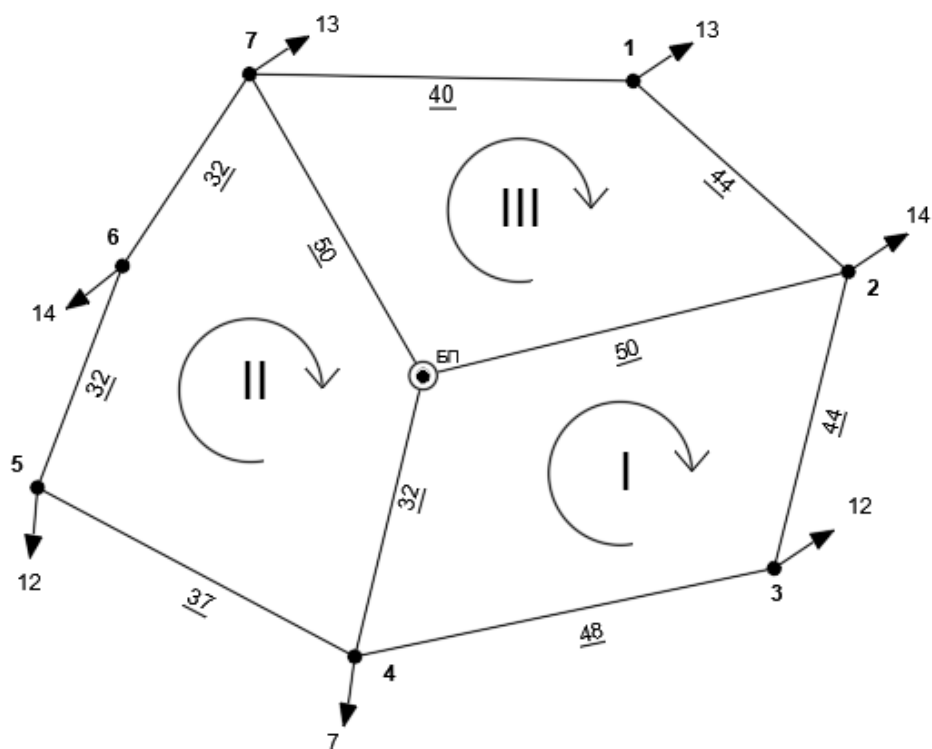
Рисунок 1.1 – Перший варіант конфігурації схеми мережі

Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата

ДП5213.6.050701.008 ПЗ

Арк.

12



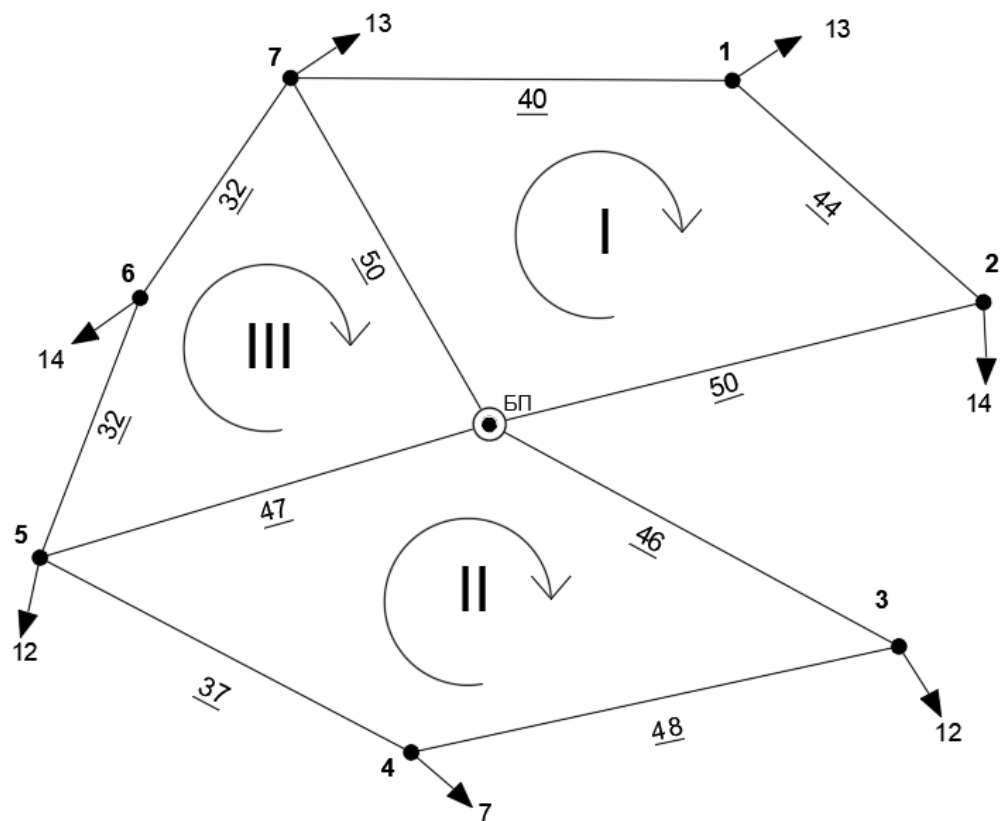


Рисунок 1.4 – Четвертий варіант конфігурації схеми мережі

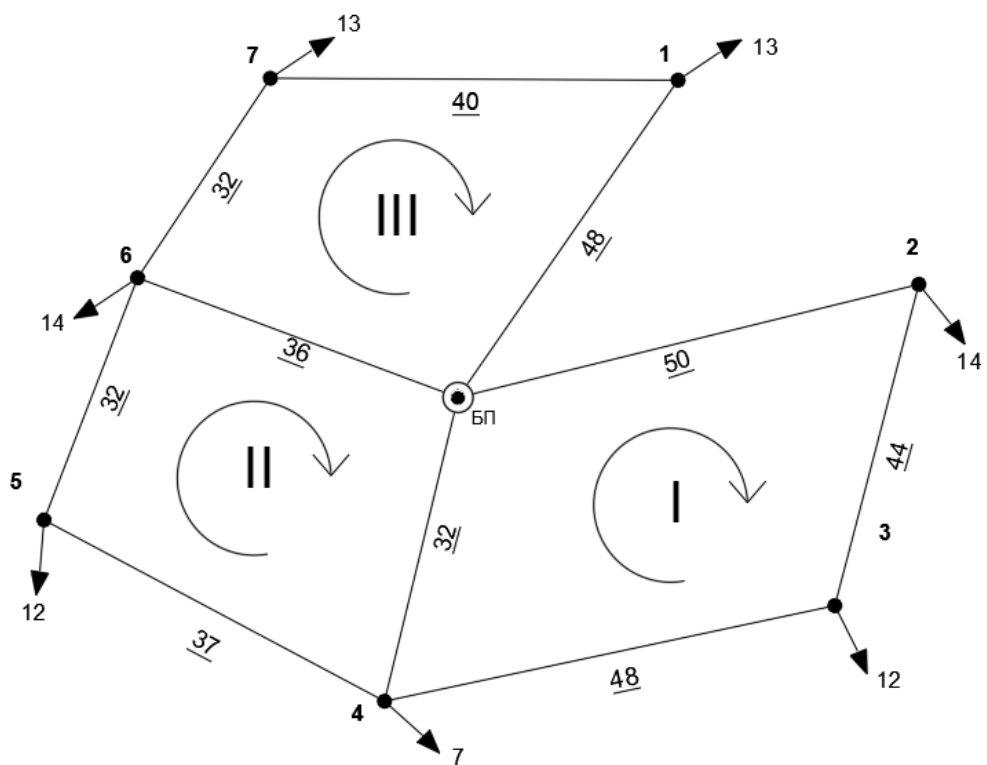


Рисунок 1.5 – П'ятий варіант конфігурації схеми мережі

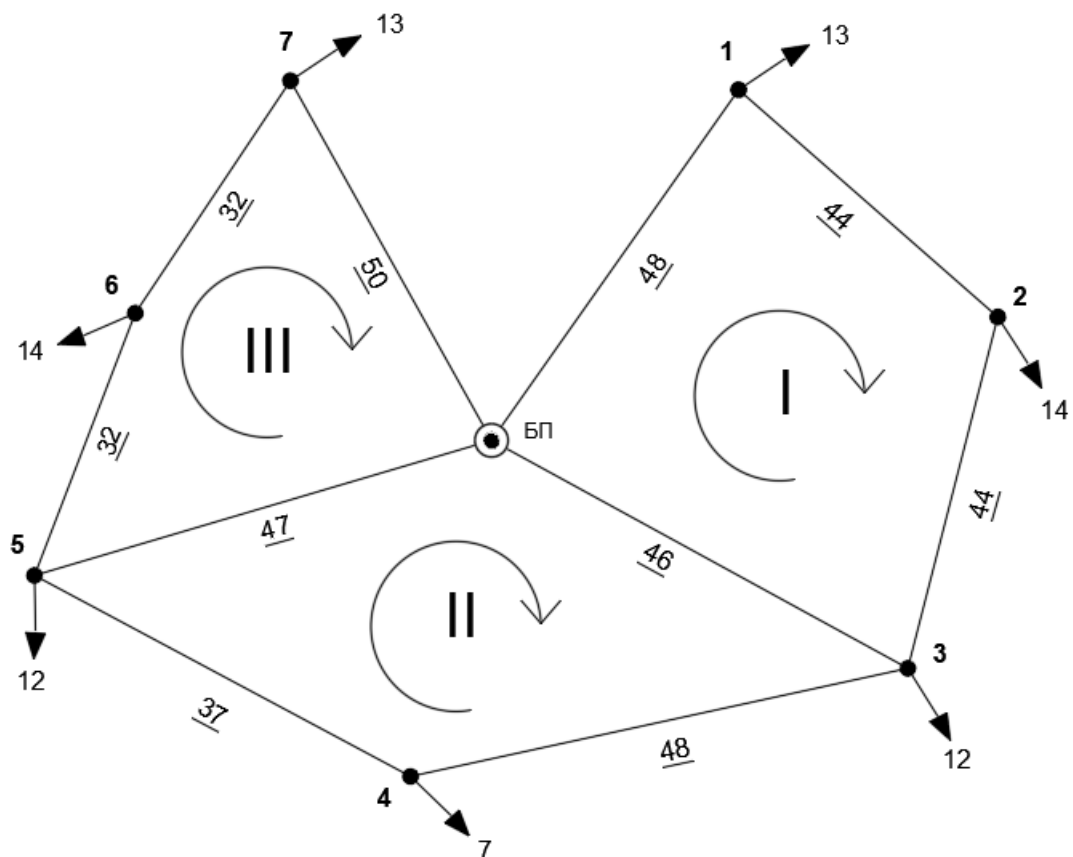


Рисунок 1.6 – Шостий варіант конфігурації схеми мережі

Конфігурації схем формувались, зважаючи на граничний момент потужності:

$$M_{\text{гран}} = 4500 \text{ MBt} \cdot \text{км}.$$

Формуля для обчислення моменту потужності :

$$M = P_k \cdot L_{\text{БП-j}}, \quad (1.1)$$

де: P_k – активна потужність i -го пункта схеми, МВт;

$L_{\text{БП-j}}$ – загальна довжина ділянок ПЛ між БП, км.

Виконуємо розрахунок моменту потужності для схеми №1 першого контуру у напрямку обходу контура, згідно з (1.1):

Для першого контуру:

$$M_I^{(1)} = 0,5 \cdot L_{01} \cdot P_1 = 0,5 \cdot 48 \cdot 13 = 312 \text{ MBt} \cdot \text{км};$$

Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата

$$M_{II}^{(1)} = (L_{01} + L_{12}) \cdot P_2 + M_I^{(1)} = (48 + 44) \cdot 14 + 312 = 1600 \text{ MBт} \cdot \text{км};$$

$$M_{III}^{(1)} = (L_{01} + L_{12} + L_{23}) \cdot P_3 + M_{II}^{(1)} = (48 + 44 + 44) \cdot 12 + 1600 = 3232 \text{ MBт} \cdot \text{км}.$$

Для другого контуру:

$$M_{III}^{(1)} = 0,5 \cdot L_{03} \cdot P_3 = 0,5 \cdot 46 \cdot 12 = 276 \text{ MBт} \cdot \text{км};$$

$$M_{IV}^{(1)} = (L_{03} + L_{34}) \cdot P_4 + M_{III}^{(1)} = (46 + 48) \cdot 14 + 276 = 934 \text{ MBт} \cdot \text{км};$$

$$M_V^{(1)} = (L_{03} + L_{34} + L_{45}) \cdot P_5 + M_{IV}^{(1)} = (46 + 48 + 37) \cdot 12 + 934 = 2506 \text{ MBт} \cdot \text{км}.$$

Для третього контуру:

$$M_{VI}^{(1)} = 0,5 \cdot L_{06} \cdot P_6 = 0,5 \cdot 36 \cdot 14 = 252 \text{ MBт} \cdot \text{км};$$

$$M_{VII}^{(1)} = (L_{06} + L_{67}) \cdot P_7 + M_{VI}^{(1)} = (36 + 32) \cdot 13 + 252 = 1136 \text{ MBт} \cdot \text{км};$$

$$M_1^{(1)} = (L_{06} + L_{67} + L_{71}) \cdot P_1 + M_{VII}^{(1)} = (36 + 32 + 40) \cdot 13 + 1136 = 2540 \text{ MBт} \cdot \text{км}.$$

Зворотній напрям:

Для першого контуру:

$$M_I^{(1)} = 0,5 \cdot L_{03} \cdot P_3 = 0,5 \cdot 46 \cdot 12 = 276 \text{ MBт} \cdot \text{км};$$

$$M_{II}^{(1)} = (L_{03} + L_{23}) \cdot P_2 + M_I^{(1)} = (46 + 44) \cdot 14 + 276 = 1536 \text{ MBт} \cdot \text{км};$$

$$M_I^{(1)} = (L_{03} + L_{23} + L_{12}) \cdot P_1 + M_{II}^{(1)} = (46 + 44 + 44) \cdot 13 + 1536 = 3278 \text{ MBт} \cdot \text{км}.$$

Для другого контуру:

$$M_V^{(1)} = 0,5 \cdot L_{05} \cdot P_5 = 0,5 \cdot 47 \cdot 12 = 564 \text{ MBт} \cdot \text{км};$$

$$M_{IV}^{(1)} = (L_{05} + L_{45}) \cdot P_4 + M_V^{(1)} = (47 + 37) \cdot 7 + 564 = 1152 \text{ MBт} \cdot \text{км};$$

$$M_{III}^{(1)} = (L_{05} + L_{45} + L_{34}) \cdot P_3 + M_{IV}^{(1)} = (47 + 37 + 48) \cdot 12 + 1152 = 2736 \text{ MBт} \cdot \text{км}.$$

Для третього контуру:

$$M_I^{(1)} = 0,5 \cdot L_{01} \cdot P_1 = 0,5 \cdot 48 \cdot 13 = 312 \text{ MBт} \cdot \text{км};$$

$$M_{VII}^{(1)} = (L_{01} + L_{71}) \cdot P_7 + M_I^{(1)} = (48 + 40) \cdot 13 + 312 = 1456 \text{ MBт} \cdot \text{км};$$

$$M_{VI}^{(1)} = (L_{01} + L_{67} + L_{71}) \cdot P_6 + M_{VII}^{(1)} = (48 + 40 + 32) \cdot 14 + 1456 = 3135 \text{ MBт} \cdot \text{км}.$$

Розрахунок решти варіантів зображено в табл. 1.1.

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		16

Таблиця 1.1 – Моменти контурів та сумарна довжина варіантів схем РЕМ

Варіант №	Момент I-го контуру, МВт·км		Момент II-го контуру, МВт·км		Момент III-го контуру, МВт·км		Загальна довжина ділянок ПЛ, км
	За год. стрілкою	Проти год. стрілки	За год. стрілкою	Проти год. стрілки	За год. стрілкою	Проти год. стрілки	
1	3232	3278	2506	2736	2540	3136	422
2	2458	2808	4083	2841	3371	3215	409
3	3232	3278	2354	1803	2540	3136	391
4	3371	3314	2506	2454	2831	2841	426
5	2822	2808	2354	1803	2540	3136	399
6	3232	3278	2506	2454	2831	2841	428

Техніко-економічне порівняння будемо проводити для варіантів 1 та 4.

1.2 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях

Оскільки у нас споживачі I-ї і II-ї категорії, потрібно забезпечити резервний трансформатор у разі аварійного режиму, тому що ми не можемо допустити перерву в електропостачанні. Номінальна потужність одного трансформатора буде розрахована на 70% максимального навантаження підстанції. Для подальшого вибору трансформаторів обчислимо значення кутів навантаження:

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos \varphi_{CH}) = \arccos(0,8) = 36,87^\circ;$$

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos \varphi_{HH}) = \arccos(0,88) = 28,358^\circ.$$

Реактивна потужність споживання в пункті 1 на стороні СН і НН:

$$Q_{CH1} = -P_{CH1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -6 \cdot \operatorname{tg}(36,87^\circ) = -4,5 \text{ МВАр};$$

$$Q_{HH1} = -P_{HH1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -7 \cdot \operatorname{tg}(28,358^\circ) = -3,778 \text{ МВАр}.$$

Результати розрахунку для решти пунктів наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Реактивна потужність споживання на стороні СН і НН

Пункт №	1	2	3	4	5	6	7
$Q_{CH}, MVar$	-4,5	-4,5	-3,75	0	-3,75	-4,5	-5,25
$Q_{HH}, MVar$	-3,778	-4,318	-3,778	-3,778	-3,778	-4,318	-3,238

Модуль сумарного значення навантаження:

$$S_{\max 1} = P_{CH1} + P_{HH1} + j(Q_{CH1} + Q_{HH1}) = 6 + 7 + j(-4,5 - 3,778) = 13 - j8,278 \text{ MVA};$$

$$|S_{\max 1}| = \sqrt{P_{\max 1}^2 + Q_{\max 1}^2} = \sqrt{(6 + 7)^2 + (-4,5 - 3,778)^2} = 15,412 \text{ MVA}.$$

Визначення розрахункової потужності трансформатора:

$$S_{m1} = 0,7 \cdot |S_{\max 1}| = 0,7 \cdot 15,412 = 10,788 \text{ MVA}.$$

Для пункту 1 обираємо трансформатор типу ТДТН-16000/110 виходячи з розрахункової номінальної потужності. Вибір трансформаторів інших пунктів відображено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Вибір трансформаторів

Пункт №	Повна потужність навантаження		$ S_{\max} , MVA$	S_m, MVA	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
	$P_{\max}, MW$	$Q_{\max}, MVar$				
1	13	-8,278	15,412	10,788	3	2хТДТН-16000/110
2	14	-8,818	16,546	11,582	3	2хТДТН-16000/110
3	12	-7,528	14,166	9,916	3	2хТДТН-10000/110
4	7	-3,778	7,955	5,568	2	2хТМН-6300/110
5	12	-7,528	14,166	9,916	3	2хТДТН-10000/110
6	14	-8,81	16,546	11,582	3	2хТДТН-16000/110
7	13	-8,488	15,526	10,868	3	2хТДТН-16000/110

Таблиця 1.4 – Паспортні дані обраних трансформаторів

Параметри	Тип трансформатора		
	ТМН-6300/110	ТДТН-10000/110	ТДТН-16000/110
Номінальна потужність, $S_{ном}$, МВА	6,3	10	16
1	2	3	4
Напруга ВН, $U_{вн}$, кВ	115	115	115
Напруга СН, $U_{сн}$, кВ	-	38,5	38,5
Напруга НН, $U_{нн}$, кВ	11	11	10,5
Напруга КЗ, $U_{к(в-с)}$, %	-	10,5	10,5
Напруга КЗ, $U_{к(в-н)}$, %	10,5	17	17
Напруга КЗ, $U_{к(с-н)}$, %	-	6	6
Струм холостого ходу, $I_{хх}$, %	0,8	1,1	1
Втрати короткого замикання, $\Delta P_{кз}$, кВт	58	76	100
Втрати холостого ходу, $\Delta P_{хх}$, кВт	14	17	23
Регульовальна формула РПН	$\pm 9 \times 1,78 \%$	$\pm 9 \times 1,78 \%$	$\pm 9 \times 1,78 \%$
Регульовальна формула ПБЗ	-	$\pm 2 \times 2,5 \%$	$\pm 2 \times 2,5 \%$

Обчислимо фіктивні значення напруги КЗ для обмоток ВН, СН та НН трьохобмоткового трансформатора:

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

$$U_{кс} = U_{к(в-с)} - U_{кв} = 10,5 - 10,75 = -0,25 \%;$$

Оскільки $U_{кс} < 0$, то приймаємо $U_{кс} = 0$.

$$U_{кн} = U_{к(в-н)} - U_{кв} = 17 - 10,75 = 6,25 \%.$$

1.3 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів

Втрати напруги трьох обмоткового трансформатора у другому пункті :

$$\Delta U_{m62} = \frac{P_{\max 2}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 32} \cdot U_{\text{вн}2}}{2 \cdot S_{\text{ном}2}^2} - \frac{Q_{\max 2}}{n} \cdot \frac{U_{\text{вн}2} \cdot U_{\kappa 62}}{S_{\text{ном}2}} = 14 \cdot \frac{100 \cdot 115}{2 \cdot 16^2} - \frac{-8,818}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = 3,564 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{m\kappa 2} = \frac{P_{\text{сн}2}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 32} \cdot U_{\text{вн}2}}{2 \cdot S_{\text{ном}2}^2} - \frac{Q_{\text{сн}2}}{n} \cdot \frac{U_{\text{вн}2} \cdot U_{\kappa 2}}{S_{\text{ном}2}} = \frac{6}{2} \cdot \frac{115 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-4,5}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 16} = 0,067 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{m\text{н}2} = \frac{P_{\text{нн}2}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 32} \cdot U_{\text{вн}2}}{2 \cdot S_{\text{ном}2}^2} - \frac{Q_{\text{нн}2}}{n} \cdot \frac{U_{\text{вн}2} \cdot U_{\kappa \text{н}2}}{S_{\text{ном}2}} = \frac{8}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{-4,318}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{10} = 1,06 \text{ кВ}.$$

Втрати двох обмоткового трансформатора пункта № 4:

$$\Delta U_{m4} = \frac{U_{\text{вн}4}}{n \cdot S_{\text{ном}4}} \cdot \left(P_{\max 4} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 34}}{S_{\text{ном}4}} - Q_{\max 4} \cdot U_{\kappa 34} \right) = \frac{115}{2 \cdot 6,3} \cdot \left(7 \cdot \frac{44 \cdot 10^{-3}}{6,3} + 3,778 \cdot 10,5 \right) = 4,067 \text{ кВ}.$$

Значення втрат решти розрахунків наведені в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Втрати напруги в обмотках трансформаторів

Пункт №	Кількість обмоток	Для трьох обмоткових трансформаторів			Для двох обмоткових трансформаторів
		$\Delta U_{m6},$ кВ	$\Delta U_{m\kappa},$ кВ	$\Delta U_{m\text{н}},$ кВ	$\Delta U_m,$ кВ
1	3	3,344	0,067	0,927	-
2	3	3,564	0,067	1,067	-
3	3	4,916	0,109	1,511	-
4	2	-	-	-	4,067
5	3	4,916	0,109	1,511	-
6	3	3,564	0,067	1,06	-
7	3	3,425	0,079	0,795	-

Обчислимо регулювальний діапазон для трьох обмоткового трансформатора першого пункту:

$$U_{\min 1} = \frac{U_{\text{бж}} \cdot U_{\text{вн1}}}{U_{\text{нн1}}} \cdot (1 - \omega_{\text{с}}) + \Delta U_{\text{те1}} + \Delta U_{\text{тн1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 3,533 + 0,927 = 100,73 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{\text{бж}} \cdot U_{\text{вн1}}}{U_{\text{нн1}}} \cdot (1 + \omega_{\text{с}}) + \Delta U_{\text{те1}} + \Delta U_{\text{тн1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{10,5} \cdot (1 + 0,16) + 3,533 + 0,927 = 135,901 \text{ кВ}.$$

Діапазон двообмоткового трансформатора четвертого пункту:

$$U_{\min 4} = \frac{U'_{\text{бж}} \cdot U_{\text{вн4}}}{U_{\text{нн4}}} \cdot (1 - \omega_{\text{с}}) + \Delta U_{\text{т4}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 4,067 = 100,321 \text{ кВ}$$

$$U_{\max 4} = \frac{U'_{\text{бж}} \cdot U_{\text{вн4}}}{U_{\text{нн4}}} \cdot (1 + \omega_{\text{с}}) + \Delta U_{\text{т4}} = 11 \cdot (1 + 0,16) + 4,067 = 135,492 \text{ кВ}$$

Розрахунки для решти пунктів наведені в табл. 1.6.

Таблица 1.6 – Межі регулювання РПН

Пункт №	$U_{\min}$, кВ	$U_{\max}$, кВ
1	100,73	135,901
2	101,434	136,605
3	105,04	140,211
4	100,321	135,492
5	105,04	140,211
6	101,434	136,605
7	100,627	135,799

1.4 Попередній розподіл потужності в L-схемі

1.4.1 Попередній розподіл потужності в схемі №1

Проведемо розрахунок L-схеми, використовуючи метод розрізання контурів. Вибір контурів і перемичок варіанта №1 зображено на рис. 1.7.

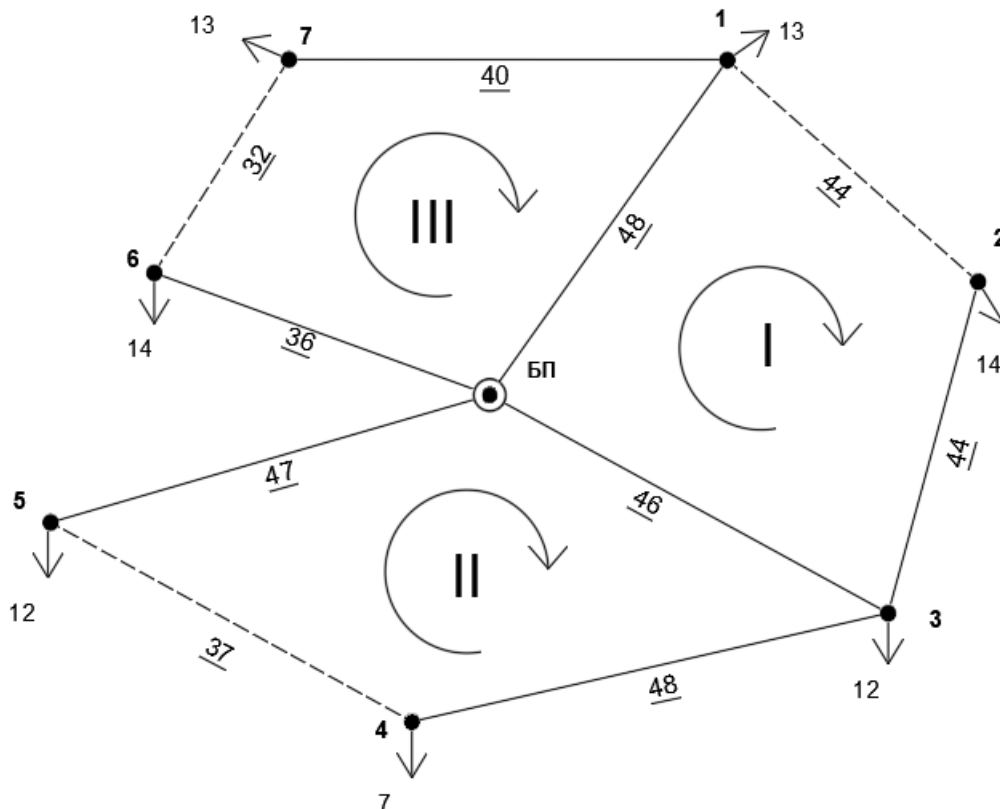


Рисунок 1.7 – Вибір контурів і перемичок в варіанті №1

Розраховуємо контурні довжини:

$$L_{k1} = L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{03} = \frac{48}{2} + 44 + 44 + \frac{46}{2} = 135 \text{ км};$$

$$L_{k2} = L_{03} + L_{34} + L_{45} + L_{05} = \frac{46}{2} + 48 + 37 + \frac{47}{2} = 131,5 \text{ км};$$

$$L_{k3} = L_{06} + L_{67} + L_{71} + L_{01} = \frac{36}{2} + 32 + 40 + \frac{48}{2} = 114 \text{ км}.$$

Взаємні довжини:

$$L_{k13} = L_{01} = \frac{48}{2} = 24 \text{ км};$$

$$L_{k12} = L_{03} = \frac{46}{2} = 23 \text{ км}.$$

1. Знаходимо поточкорозподіл в умовно розімкненій мережі:

$$S_{роз71} = S_{\max 7} = 13 - j8,488 \text{ МВА};$$

$$S_{роз06} = S_{\max 6} = 14 - j8,818 \text{ МВА};$$

$$S_{роз01} = S_{\max 7} + S_{\max 1} = 13 - 8,488j + 13 - j8,278 = 26 - j16,767 \text{ МВА};$$

$$S_{роз23} = S_{\max 2} = 14 - j8,818 \text{ МВА};$$

$$S_{роз03} = S_{\max 2} + S_{\max 2} + S_{\max 4} = 14 - j8,818 + 12 - j7,528 + 7 - j3,778 = 33 - j20,124 \text{ МВА};$$

$$S_{роз05} = S_{\max 5} = 12 - j7,528 \text{ МВА};$$

$$S_{роз34} = S_{\max 4} = 7 - j3,778 \text{ МВА};$$

2. Формуємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} L_{12} \cdot S_{роз01} - L_{03} \cdot S_{роз03} - L_{23} \cdot S_{роз23} = -S_{k1} \cdot L_{k1} + S_{k2} \cdot L_{k12} + S_{k3} \cdot L_{k13}; \\ L_{03} \cdot S_{роз03} + L_{34} \cdot S_{роз34} - L_{05} \cdot S_{роз05} = -S_{k2} \cdot L_{k2} + S_{k1} \cdot L_{k12}; \\ L_{06} \cdot S_{роз03} - L_{71} \cdot S_{роз71} - L_{01} \cdot S_{роз01} = -S_{k3} \cdot L_{k3} + S_{k1} \cdot L_{k13}. \end{cases}$$

Значення контурних потужностей:

$$S_{k1} = 6,326 - j3,887 \text{ МВА};$$

$$S_{k2} = -5,076 + j2,874 \text{ МВА};$$

$$S_{k3} = 9,156 - j5,934 \text{ МВА}.$$

3. Потужності по ділянкам схеми мережі:

$$S'_{01} = S_{роз01} + S_{k1} - S_{k3} = 26 - j16,767 + 6,326 - j3,887 + 6,326 - j3,887 - 9,156 - j5,934 = 23,17 - j14,72 \text{ МВА};$$

$$S'_{03} = S_{роз03} + S_{k2} - S_{k1} = 33 - j20,124 + (-5,076 + j2,874) - 6,326 - j3,887 = 21,598 - j13,363 \text{ МВА};$$

$$S'_{05} = S_{роз05} - S_{k2} = 12 - j7,528 - (-5,076 + j2,874) = 17,076 - j10,402 \text{ МВА};$$

$$S'_{06} = S_{роз06} + S_{k3} = 14 - j8,818 + 9,156 - j5,934 = 23,156 - j14,752 \text{ МВА};$$

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		23

$$S'_{12} = S_{k1} = 6,326 - j3,887 \text{ МВА};$$

$$S'_{23} = S_{роз23} - S_{k1} = 14 - j8,818 - 6,326 - j3,887 = 7,674 - j4,931 \text{ МВА};$$

$$S'_{34} = S_{роз34} + S_{k2} = 7 - j3,778 + (-5,076 + j2,874) = 1,924 - j0,904 \text{ МВА};$$

$$S'_{45} = -S_{k2} = 5,276 - j2,874 \text{ МВА};$$

$$S'_{67} = S_{k3} = 9,156 - j5,934 \text{ МВА};$$

$$S'_{71} = -S_{k3} + S_{роз71} = 13 - j8,488 - 9,156 - j5,934 = 3,844 + j2,554 \text{ МВА};$$

4. Перевіримо виконання II-го закону Кірхгофа в даній схемі:

Контур I:

$$L_{01} \cdot S'_{01} - L_{23} \cdot S'_{23} - L_{03} \cdot S'_{03} + L_{12} \cdot S'_{12} = 5,678 \cdot 10^{-14} + 8,527 \cdot 10^{-14};$$

Контур II:

$$L_{03} \cdot S'_{03} - L_{05} \cdot S'_{05} + L_{34} \cdot S'_{34} - L_{45} \cdot S'_{45} = -4,263 \cdot 10^{-14};$$

Контур III:

$$L_{06} \cdot S'_{06} - L_{71} \cdot S'_{71} + L_{67} \cdot S'_{67} - L_{01} \cdot S'_{01} = -1,137 \cdot 10^{-13} - 5,684 \cdot 10^{-14}.$$

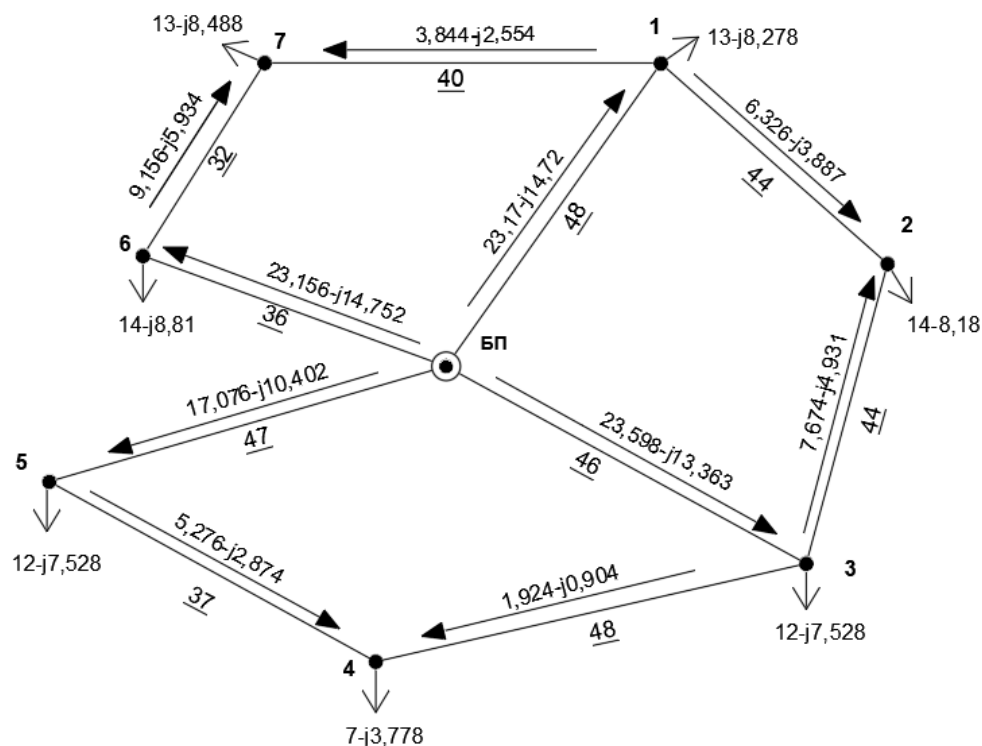


Рисунок 1.8 – Результати розрахунку потокорозподілу для варіанту №1

Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата

1.4.2 Попередній розподіл потужності в схемі №4

Схема контурів та перемичок для варіанту №4 наведено на рис. 1.9.

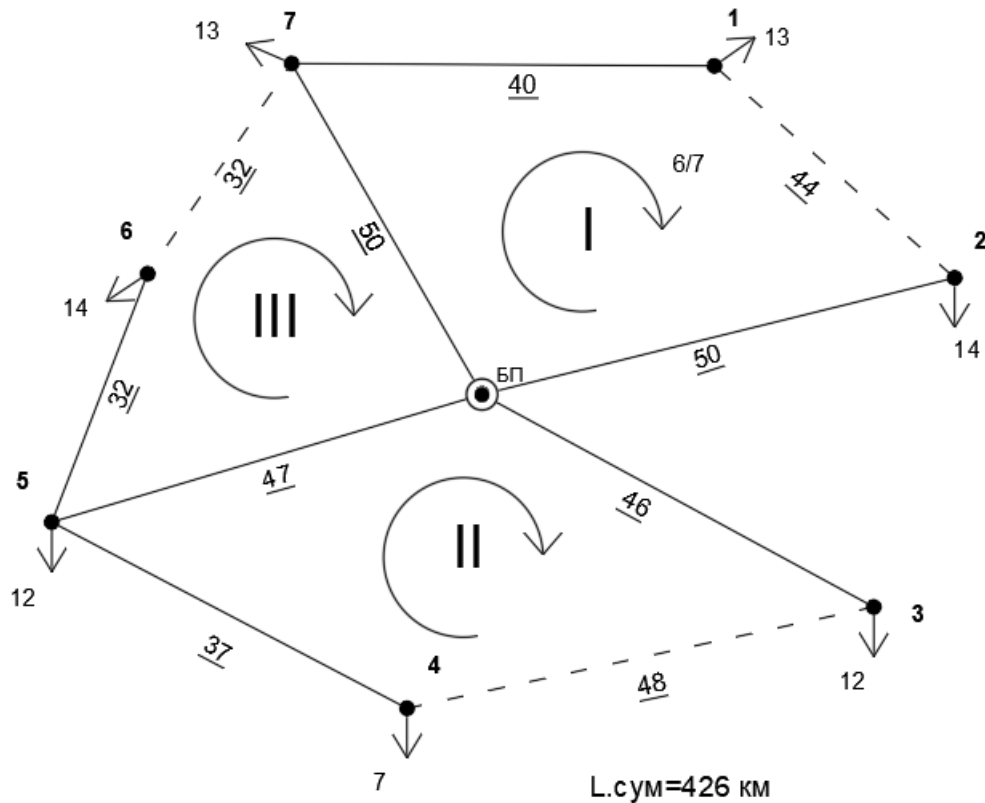


Рисунок 1.9 – Умовно розімкнена схема варіанту №4

Розраховуємо контурні довжини:

$$L_{k1} = L_{07} + L_{71} + L_{12} + L_{02} = \frac{50}{2} + 40 + 44 + \frac{50}{2} = 134 \text{ км};$$

$$L_{k2} = L_{03} + L_{34} + L_{45} + L_{05} = \frac{46}{2} + 48 + 37 + \frac{47}{2} = 131,5 \text{ км};$$

$$L_{k3} = L_{05} + L_{56} + L_{67} + L_{07} = \frac{47}{2} + 32 + 32 + \frac{50}{2} = 112,5 \text{ км};$$

Взаємні довжини:

$$L_{k13} = L_{07} = \frac{50}{2} = 25 \text{ км};$$

$$L_{k12} = L_{23} = \frac{47}{2} = 23,5 \text{ км}.$$

Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата

1. Потік потужності в розімкненій схемі:

$$S_{poz71} = S_{max1} = (13 - j8,278) \text{ MBA};$$

$$S_{poz07} = S_{max7} + S_{max1} = 13 - j8,488 + 13 - j8,278 = 26 - j16,767 \text{ MBA};$$

$$S_{poz02} = S_{max2} = 14 - j8,818 \text{ MBA};$$

$$S_{poz03} = S_{max3} = 7 - j5,25 \text{ MBA};$$

$$S_{poz45} = S_{max4} = 7 - j3,778 \text{ MBA};$$

$$S_{poz56} = S_{max6} = 14 - j8,818 \text{ MBA};$$

$$S_{poz05} = S_{max4} + S_{max6} + S_{max5} = 7 - j3,77 + 14 - j8,817 + 12 - j7,528 = 33 - j20,124 \text{ MBA}.$$

2. Формуємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} L_{07} \cdot S_{poz07} + L_{71} \cdot S_{poz71} - L_{02} \cdot S_{poz02} = -S_{k1} \cdot L_{k1} + S_{k3} \cdot L_{k13}; \\ L_{03} \cdot S_{poz03} - L_{45} \cdot S_{poz45} - L_{05} \cdot S_{poz05} = -S_{k2} \cdot L_{k2} + S_{k3} \cdot L_{k23}; \\ L_{05} \cdot S_{poz05} + L_{56} \cdot S_{poz56} - L_{07} \cdot S_{poz07} = -S_{k3} \cdot L_{k3} + S_{k1} \cdot L_{k13} + S_{k2} \cdot L_{k23}. \end{cases}$$

Отримані значення контурних потужностей:

$$S_{k1} = -7,18 + j4,59 \text{ MBA};$$

$$S_{k2} = 4,749 - j2,728 \text{ MBA};$$

$$S_{k3} = -5,702 + j3,347 \text{ MBA}.$$

3. Розраховуємо потужності ділянок мережі:

$$S''_{71} = S_{poz71} + S_{k1} = 13 - j8,278 - 7,146 + j4,578 = 5,817 - j3,683 \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} S''_{07} &= S_{poz07} + S_{k1} - S_{k3} = 26 - j16,767 - 7,146 + j4,578 - (-5,503 + j3,346) = \\ &= 24,519 - j15,609 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$S''_{02} = S_{poz02} - S_{k1} = 14 - j8,818 - (-7,146 + j4,578) = 21,183 - j13,396 \text{ MBA};$$

$$S''_{03} = S_{poz03} + S_{k2} = 12 - j7,52 + 4,74 - j2,72 = 16,749 - j10,257 \text{ MBA};$$

$$S''_{45} = S_{poz45} - S_{k2} = 7 - j3,778 - 5,659 - j3,143 = 2,251 - j1,05 \text{ MBA};$$

$$S''_{56} = S_{poz56} + S_{k3} = 14 - j8,818 + (-5,503 + j3,346) = 8,496 - j5,471 \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} S''_{05} &= S_{poz05} + S_{k3} - S_{k2} = 24,358 - j15,535 + (-5,503 + j3,346) - 5,659 - j3,143 = \\ &= 22,549 - j13,959 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$S''_{67} = S_{k3} = (-5,503 + j3,346) \text{ MBA};$$

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		26

$$S''_{12} = S_{k1} = (-7,146 + j4,578)MVA;$$

$$S''_{34} = S_{k2} = 4,749 - j2,728MVA.$$

4. Перевіримо виконання II-го закону Кірхгофа :

Контур I:

$$L_{07} \cdot S'_{07} + L_{71} \cdot S'_{71} - L_{02} \cdot S'_{02} + L_{12} \cdot S'_{12} = j1,137 \cdot 10^{-13};$$

Контур II:

$$L_{03} \cdot S'_{03} - L_{05} \cdot S'_{05} - L_{45} \cdot S'_{45} + L_{34} \cdot S'_{34} = -1,137 \cdot 10^{-13} - j5,684 \cdot 10^{-14};$$

Контур III:

$$L_{05} \cdot S'_{05} - L_{07} \cdot S'_{07} + L_{56} \cdot S'_{56} + L_{67} \cdot S'_{67} = 2,842 \cdot 10^{-14};$$

Потужність ділянок мережі зображено на рис. 1.10.

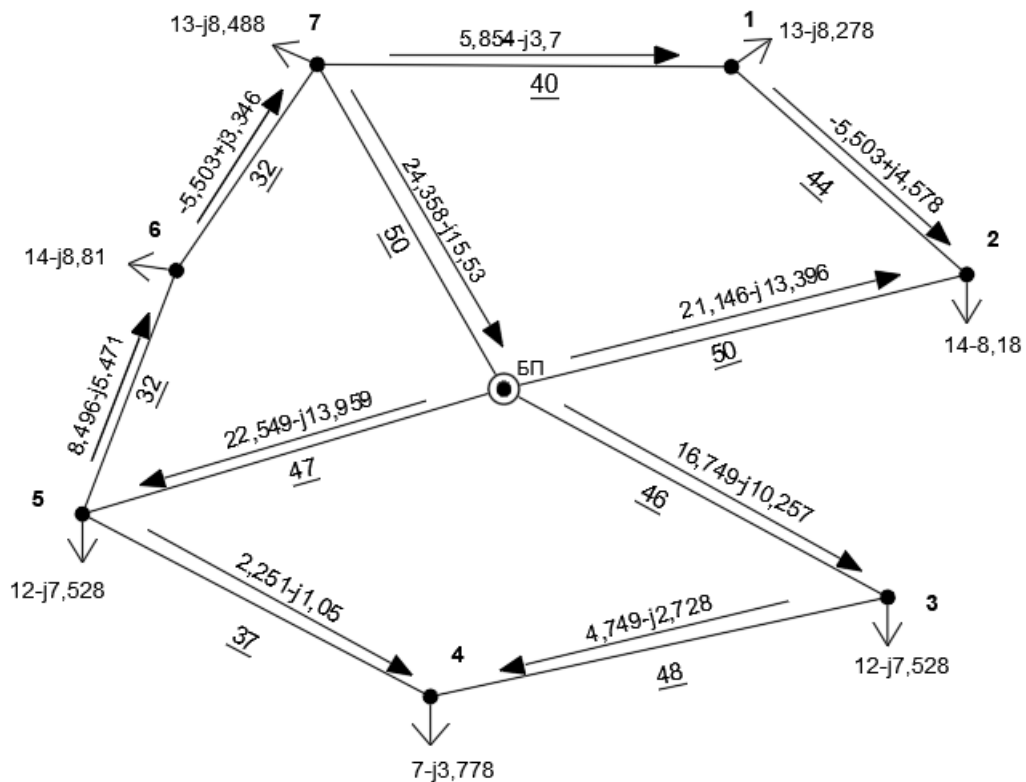


Рисунок 1.10 – Потоки потужності схеми №4

1.5 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів

1.5.1 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту №1

Знайдемо струм ділянки 0-1:

$$I'_{01} = \frac{\sqrt{P_{01}'^2 + Q_{01}'^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_l} = \frac{\sqrt{23,17^2 + (-14,72)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 72,037 \text{ А.}$$

Результати решти ділянок наведемо в табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Струми на ділянках мережі

Ділянка	0-1	0-6	1-2	2-3	3-4
Струм, А	72,037	72,054	38,67	47,876	11,158
Ділянка	4-5	0-5	0-3	6-7	7-1
Струм, А	30,616	52,473	66,652	100,291	24,222

Оптимальний переріз для ділянки 0-1:

$$F'_{opt03} = \frac{1}{n_l} \sqrt{\frac{3 \cdot I_{01}'^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot U_{ex}}{k \cdot (H_e + E)}} = \frac{1}{1} \sqrt{\frac{3 \cdot 72,037^2 \cdot 28,5 \cdot 0,03 \cdot 53 \cdot 10^{-5}}{450 \cdot (0,012 + 0,1)}} = 126,154 \text{ мм}^2.$$

Для інших ділянок розрахункові аналогічний, тому отримані результати приведемо в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Розрахункові перерізи проводів

Ділянка	0-1	0-6	1-2	2-3	3-4
Переріз, мм ²	126,154	126,183	68,246	83,841	19,541
Ділянка	4-5	0-3	6-7	7-1	0-5
Переріз, мм ²	53,615	116,723	100,291	42,418	91,892

Результати порівняння варіантів спорудження повітряної лінії 0-1 наведені в табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Можливі варіанти спорудження ПЛ лінії 0-1

Економічні показники	$F'_{ом12} = 0,998 \text{ мм}^2$, $L_{12} = 22.361 \text{ км.}$	$F'_{ом12} = 9,4 \text{ мм}^2$, $L_{12} = 22.361 \text{ км.}$
	Перший варіант	Другий варіант
1	2	3
Тип і переріз проводу:	АС–120	АС–240
Активний питомий опір:	0,244 Ом/км;	0,118 Ом/км;
Опір ділянки:	$r'_{01} = r'_{01} \cdot L_{01} =$ $0,244 \cdot 12 = 2,928 \text{ Ом};$	$r'_{01} = r'_{01} \cdot L_{01} =$ $0,118 \cdot 12 = 1,416 \text{ Ом};$
Вартість одного кілометра лінії:	410 тис. грн / км	500 тис. грн / км;
Капіталовкладення в ПЛ:	$K'_{01} = K_{2 \times 120} \cdot L_{01} =$ $410 \cdot 24 = 9840 \text{ тис. грн};$	$K'_{01} = K_{1 \times 240} \cdot L_{01} =$ $500 \cdot 24 = 12000 \text{ тис. грн};$
Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонту ПЛ:	$I'_{e12} = K'_{12} \cdot H_e =$ $= 9840 \cdot 0,012 =$ $= 118,08 \text{ тис. грн};$	$I'_{e12} = K'_{12} \cdot H_e =$ $= 12000 \cdot 0,012 =$ $= 144 \text{ тис. грн};$
Втрати активної потужності в опорах ПЛ:	$\Delta P'_{\Sigma 01} = \frac{ S'_{01} ^2}{U_n^2} \cdot r'_{01} \cdot 10^3 =$ $= \frac{8,45^2}{110^2} \cdot 2,928 \cdot 10^3 =$ $= 182,334 \text{ кВт};$	$\Delta P'_{\Sigma 01} = \frac{ S'_{01} ^2}{U_n^2} \cdot r'_{01} \cdot 10^3 =$ $= \frac{8,45^2}{110^2} \cdot 1,416 \cdot 10^3 =$ $= 88,178 \text{ кВт};$
Постійні втрати активної енергії:	$\Delta A'_{ном12} = 0$	$\Delta A'_{ном12} = 0$
Змінні втрати активної енергії:	$\Delta A'_{зм01} = \Delta P'_{\Sigma 01} \cdot \tau =$ $= 182,334 \cdot 3410,933 =$ $= 621928,915 \text{ кВт} \cdot \text{год};$	$\Delta A'_{зм01} = \Delta P'_{\Sigma 01} \cdot \tau =$ $= 88,178 \cdot 3410,933 =$ $= 300768,901 \text{ кВт} \cdot \text{год};$
Витрати на покриття втрат активної енергії:	$I'_{втр01} = 3'_e \cdot \Delta A'_{ном01} + 3''_e \cdot \Delta A'_{зм01}$ $= 150 \cdot 621928,915 \cdot 10^{-5}$ $= 932,893 \text{ тис. грн};$	$I'_{втр01} = 3'_e \cdot \Delta A'_{ном01} + 3''_e \cdot \Delta A'_{зм01}$ $= 150 \cdot 300768,543 \cdot 10^{-5}$ $= 451,153 \text{ тис. грн};$
Сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ:	$I'_{01} = I'_{e01} + I'_{втр01} =$ $= 118,08 + 932,893 =$ $= 1050,973 \text{ тис. грн};$	$I'_{01} = I'_{e01} + I'_{втр01} =$ $= 144 + 451,153 =$ $= 595,153 \text{ тис. грн};$

Продовження таблиці 1.9

1	2	3
Значення функції сумарних дисконтованих витрат:	$Z'_{01} = K'_{01} + \frac{I'_{01}}{E} =$ $= 9840 + \frac{1050,973}{0,1} =$ $= 20349,734 \text{ тис. грн};$	$Z'_{01} = K'_{01} + \frac{I'_{01}}{E} =$ $= 12000 + \frac{595,153}{0,1} =$ $= 17951,534 \text{ тис. грн}$

Як бачимо, для ділянки 0-1 оптимальним є варіант спорудження ПЛ типу АС–240, який і приймаємо до подальших розраїунків.

Результати аналогічних розрахунків для решти ділянок мережі показані в табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Техніко-економічне порівняння варіантів виконання ПЛ

Ділянка	Переріз і тип проводу	r, Ом	ΔP , кВт	K, тис.грн	I_e , тис.грн	$I_{впр}$, тис.грн	I, тис.грн	З, тис.грн
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0-1	2хАС–120	2,928	182,334	9840	118,08	932,893	1050,973	20349,734
	2хАС–240	4,146	88,178	12000	144	451,153	595,153	17951,534
1-2	АС–70	18,568	84,597	12100	145,2	432,831	578,031	17880,306
2-3	АС–70	18,568	127,679	12100	145,2	653,256	798,456	20084,558
	АС–120	10,736	73,824	12980	155,76	377,712	533,472	18314,719
3-4	АС–70	20,256	7,566	13200	158,4	38,711	197,111	15171,107
4-5	АС–70	15,614	43,906	10175	122,1	244,641	346,741	13642,407
0-5	2хАС–70	4,958	163,732	8695	104,34	838,231	942,571	18120,711
	2хАС-120	2,867	94,728	9635	115,62	484,664	600,284	15637,844

Продовження таблиці 1.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9
0-6	2хАС-120	2,196	136,813	7380	88,56	699,992	788,552	15265,522
	2хАС-240	1,062	66,164	9000	108	338,521	446,521	13465,208
7-1	АС-70	16,88	29,711	11000	132	152,013	284,013	13840,129
0-3	2хАС-70	4,853	258,714	8510	102,12	1324	1426	22768,057
	2хАС-120	2,806	149,588	9430	113,16	765,354	878,514	18215,138
6-7	АС-70	13,504	132,869	8800	105,16	679,809	785,409	16654,087
	АС-120	7,808	76,824	9440	113,28	393,065	506,345	14503,448

Сумарна вартість ПЛ для схеми 1:

$$\begin{aligned}
 Z_{\text{схема1}} &= Z_{7-1} + Z_{0-3} + Z_{0-6Б} + Z_{0-1Б} + Z_{6-7Б} + Z_{1-2} + Z_{2-3} + Z_{3-4} + Z_{0-5} = \\
 &= 1,384 \cdot 10^4 + 1,822 \cdot 10^4 + 1,347 \cdot 10^4 + 1,795 \cdot 10^4 + 1,788 \cdot 10^4 + \\
 &+ 2,008 \cdot 10^4 + 1,517 \cdot 10^4 + 1,812 \cdot 10^4 + 1,45 \cdot 10^4 = 1,492 \cdot 10^5 \text{ тис. грн.}
 \end{aligned}$$

1.5.2 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 4

Вибір перерізів марок проводів для решти ділянок проводиться аналогічно до першого варіанту, результати показані в табл. 1.11, 1.12, і 1.13.

Таблиця 1.11 – Оптимальний переріз та струми ділянок

Ділянка	Струм, А	Переріз, мм ²
1	2	3
0-7	75,816	132,772
0-2	65,693	115,044
0-3	39,86	68,804

Продовження таблиці 1.11

1	2	3
0-5	67,561	118,314
6-7	33,809	59,207
7-1	36,346	63,651
1-2	22,273	39,005
4-5	7,788	13,638
5-6	53,039	92,884
3-4	16,988	29,75

Таблиця 1.12 – Техніко-економічне порівняння варіантів виконання ПЛ

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	I_e , тис.грн	$I_{втр}$, тис.грн	I , тис.грн	$З$, тис.грн
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0-7	2хАС–120	3,05	210,381	10250	123	1076	1199,394	22243,944
	2хАС–240	1,475	101,742	12500	150	520,551	670,551	19205,514
0-3	2хАС–70	4,853	92,526	8510	102,12	473,398	575,518	14265,184
0-2	2хАС–70	5,275	273,178	9250	111	1398	1509	24336,9
	2хАС–120	3,05	157,951	10250	123	808,143	931,143	19561,43
6-7	АС–70	13,504	46,307	8800	105,6	236,927	342,527	12225,274
0-5	2хАС–70	4,958	271,595	8695	104,34	139	1494	23634,29
	2хАС–120	2,867	157,036	9635	115,62	808,459	919,079	78825,791
3-4	АС–70	20,256	70,148	13200	158,4	358,908	517,308	18373,077
7-1	АС–70	16,88	66,899	11000	132	342,28	474,28	15742,799
4-5	АС–70	15,614	2,841	10175	122,1	14,536	136,636	11541,356
1-2	АС–70	18,568	110,535	12100	145,2	565,541	710,741	19207,412
	АС–120	10,736	63,911	12980	155,76	326,995	482,755	17807,554

Арк.

ДП5213.6.050701.008 ПЗ

32

Змн. Арк.

№ докум

Підпис

Дата

Продовження таблиці 1.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5-6	АС-70	13,504	113,968	8800	105,6	583,105	688,705	15687,053
	АС-120	7,808	65,896	9440	113,28	337,151	450,431	13944,309

Таблиця 1.13 – Загальні показники ПЛ

$\Delta P_{\Sigma 2}$, кВт	$L_{\Sigma 2}$, км	$K_{\Sigma \text{пл}2}$, тис.грн	$I_{e\Sigma 2}$, тис.грн	$\Delta A_{\text{пост}\Sigma 2}$, кВт·год	$\Delta A_{\text{зм}\Sigma 2}$, кВт·год	$I_{\text{втр}\Sigma 2}$, тис.грн	$I_{\Sigma \text{пл}2}$, тис.грн
2577,449	330,798	299414,676	3592,976	231823,482	683585,344	829,937	4422,913

Сумарна вартість ліній схеми 4:

$$\begin{aligned}
 Z_{\text{схема}2} &= Z_{0-7Б} + Z_{0-2Б} + Z_{0-3} + Z_{0-5Б} + Z_{6-7} + Z_{7-1} + Z_{3-4} + Z_{4-5} + Z_{5-6Б} + Z_{1-2Б} = \\
 &= 1,920 \cdot 10^4 + 1,956 \cdot 10^4 + 1,426 \cdot 10^4 + 1,882 \cdot 10^4 + 1,222 \cdot 10^4 + 1,574 \cdot 10^4 + \\
 &+ 1,837 \cdot 10^4 + 1,394 \cdot 10^4 + 1,45 \cdot 10^4 + 1,78 \cdot 10^4 = 1,615 \cdot 10^5 \text{ тис. грн} .
 \end{aligned}$$

Перша схема має кращі економічні показники на відміну від варіанту 4, тому для подальших розрахунків вибираємо варіант 1.

1.6 Аналіз режиму напруги

Значення активних опорів ми беремо з попередніх розрахунків. Значення погонного реактивного опору на поточному етапі розрахунків прийmemo $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$. Наведемо їх в табл. 1.14.

Таблиця 1.14 – Опори ділянок для варіанту №1

Варіант №1		
Ділянка	r' , Ом	x' , Ом
1	2	3
0-1	1,416	1,062
0-5	2,867	2,806

Продовження таблиці 1.14

1	2	3
0-3	2,806	4,6
0-6	1,062	3,6
6-7	7,808	12,8
2-3	10,736	17,6
1-2	18,568	17,6
3-4	20,256	19,2
4-5	15,614	14,8
7-1	16,88	16

Визначаємо рівні наруги в пунктах, напругу БП приймаємо $U_0 = 121 \text{ кВ}$, для п'ятого пункту варіанту №1:

$$U'_5 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P'_{05} \cdot r'_{05} - Q'_{05} \cdot x'_{05})} = \sqrt{121^2 - 2 \cdot (17,076 \cdot 2,867 + 10,402 \cdot 4,7)} = 120,189 \text{ кВ}.$$

Результати аналогічних розрахунків для варіанту №2 наведені в табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Режим напруги для першого варіанту

Пункт	$U_{\min}$, кВ	Варіант №1	$U_{\max}$, кВ
		U' , кВ	
1	2	3	5
1	100,73	120,142	135,901
2	101,434	118,585	136,605
3	105,04	119,398	140,211
4	100,321	119,516	135,492
5	105,04	120,189	140,211
6	101,434	120,356	136,605
7	100,627	119,125	135,799

1.7 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів для другої групи післяаварійних режимів

Розрахунок аналогічний до пункту 1.3 , за умови що буде працювати 2 трансформатори. Результати наведемо в табл. 1.16.

Таблиця 1.16 – Регулювальні можливості РПН трансформаторів

Пункт №	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	96,458	131,63
2	96,811	131,982
3	98,613	133,785
4	96,254	131,425
5	98,613	133,785
6	96,811	131,982
7	96,407	131,578

1.8 Перевірка вибраних перерізів в післяаварійному режимі

Перевірка виконується на допустимі нагрів проводів, перевищення робочої напруги та відхилення напруги на входах трансформаторів. Аварійним режимом для проектованої мережі є відключення ланцюга ділянки 0-6, яка в L-схемі має навантаження 72,054 А.

Для даного режиму використаємо метод розрізання контурів.

1. Потокорозподіл умовно розімкненої мережі:

$$S_{роз71} = S_{max7} = 13 - j8,488 \text{ МВА};$$

$$S_{роз06} = S_{max6} = 14 - j8,818 \text{ МВА};$$

$$S_{poz01} = S_{\max 7} + S_{\max 1} = 13 - j8,488 + 13 - j8,278 = 26 - j16,767 \text{ MBA};$$

$$S_{poz23} = S_{\max 2} = 14 - j8,818 \text{ MBA};$$

$$S_{poz03} = S_{\max 2} + S_{\max 3} + S_{\max 4} = 14 - j8,818 + 12 - j7,528 + 7 - j3,778 = 33 - j20,124 \text{ MBA};$$

$$S_{poz05} = S_{\max 5} = 12 - j7,528 \text{ MBA};$$

$$S_{poz34} = S_{\max 4} = 7 - j3,778 \text{ MBA}.$$

2. Система контурних рівнянь для даного режиму:

$$\begin{cases} L_{01} \cdot S_{poz07} - L_{03} \cdot S_{poz03} - L_{23} \cdot S_{poz23} = -S_{k1} \cdot L_{k1} + S_{k2} \cdot L_{k12} + S_{k3} \cdot L_{k13}; \\ L_{03} \cdot S_{poz03} + L_{34} \cdot S_{poz34} - L_{05} \cdot S_{poz05} = -S_{k2} \cdot L_{k2} + S_{k1} \cdot L_{k12}; \\ L_{06} \cdot S_{poz06} - L_{71} \cdot S_{poz71} - L_{01} \cdot S_{poz01} = -S_{k3} \cdot L_{k3} + S_{k1} \cdot L_{k13}; \end{cases}$$

Отримали наступні значення контурних потужностей:

$$S_{k1} = 5,727 - j3,506 \text{ MBA};$$

$$S_{k2} = -5,181 + j2,94 \text{ MBA};$$

$$S_{k3} = 5,89 - j3,853 \text{ MBA}.$$

3. Потокорозподіл ділянок мережі:

$$\begin{aligned} S_{01} &= S_{poz01} + S_{k1} - S_{k3} = 26 - j16,767 - 5,89 - j3,853 + 5,727 - j3,506 = \\ &= 25,838 - j16,419 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{03} &= S_{poz03} + S_{k2} - S_{k1} = 33 - j20,124 - 5,181 + j2,94 - 5,727 - j3,506 = \\ &= 22,358 - j13,678 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$S_{05} = S_{poz05} - S_{k2} = 12 - j7,528 - (-5,181 + j2,94) = 17,181 - j10,469 \text{ MBA};$$

$$S_{06} = S_{poz06} + S_{k3} = 14 - j8,818 + 5,181 - j2,94 = 19,89 - j12,67 \text{ MBA};$$

$$S_{23} = S_{poz23} - S_{k1} = 14 - j8,818 - 5,727 - j3,506 = 8,273 - j5,312 \text{ MBA};$$

$$S_{34} = S_{poz34} + S_{k2} = 7 - j3,778 + (-5,181 + j2,94) = 1,819 - j5,312 \text{ MBA};$$

$$S_{45} = -S_{k2} = -(-5,181 + j2,94) \text{ MBA};$$

$$S_{67} = S_{k3} = 5,89 - j3,853 \text{ MBA};$$

$$S_{71} = -S_{k3} + S_{poz71} = -5,89 - j3,853 + 13 - j8,488 = 7,11 - j4,635 \text{ MBA};$$

$$S_{12} = S_{k1} = 5,727 - j3,506 \text{ MBA}.$$

4. Виконаємо перевірку II-го закону Кірхгофа:

Контур I:

$$L_{01} \cdot S_{01} - L_{03} \cdot S_{03} - L_{23} \cdot S_{23} + L_{12} \cdot S_{12} = -2,842 \cdot 10^{-14} + j8,527 \cdot 10^{-14};$$

Контур II:

$$L_{03} \cdot S_{03} - L_{05} \cdot S_{05} - L_{45} \cdot S_{45} + L_{34} \cdot S_{34} = 5,684 \cdot 10^{-14} - j1,279 \cdot 10^{-13};$$

Контур III:

$$L_{06} \cdot S_{06} - L_{71} \cdot S_{71} + L_{67} \cdot S_{67} - L_{01} \cdot S_{01} = 0;$$

Виконаємо перевірку проводів на допустимий нагрів.

Струм ділянки 0-5:

$$I_{05} = \frac{\sqrt{P_{05}^2 + Q_{05}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_l} = \frac{\sqrt{17,181^2 + (-10,469)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 52,798 \text{ A} < I_{доп-70} = 265 \text{ A}.$$

Струми решти ліній мережі розраховують аналогічно, результати наведено в табл. 1.17.

Таблиця 1.17 – Допустимі та розрахункові струми

Ділянка	0-1	0-3	0-5	6-7	7-1
$I_{роз}, \text{ A}$	80,339	68,189	52,798	36,942	44,548
$I_{доп}, \text{ A}$	610	390	265	265	265
Ділянка	1-2	4-5	2-3	3-4	0-6
$I_{роз}, \text{ A}$	35,246	31,266	51,601	10,512	123,779
$I_{доп}, \text{ A}$	265	390	390	265	610

Виконаємо перевірку режиму напруги на допустимі відхилення.

Напруга першого пункту:

$$U_5 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{05} \cdot r'_{05} - Q_{05} \cdot x'_{05})} = \sqrt{121^2 - 2 \cdot (17,181 \cdot 2,867 + 10,469 \cdot 4,7)} = 120,184 \text{ кВ.}$$

Розрахунки для інших пунктів наведемо в табл. 1.18.

Таблиця 1.18 – Перевірка режиму напруги

Пункт №	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\text{max роб}}$, кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ		
1	96,458	131,63	126	120,043
2	96,811	131,982		118,634
3	98,613	133,785		119,963
4	96,254	131,425		119,521
5	98,613	133,785		120,184
6	96,811	131,982		117,713
7	96,407	131,578		118,519

Вибрані перерізи задовільняють технічним вимогам післяаварійного режиму, тому використовуємо їх для подальшого розрахуку, обрані проводи приведемо в табл. 1.19.

Таблиця 1.19 – Обрані типи проводів і перерізи ПЛ

Ділянка	0-1	0-6	1-2	2-3	3-4	4-5	0-5	0-3	6-7	7-1
Тип	АС-	АС-	АС-	АС-	АС-	АС-	АС-	АС-	АС-	АС-
проводу	240	240	70	120	70	70	120	120	120	70

1.9 Розрахунок параметрів Z – схеми заміщення

1.9.1 Розрахунок параметрів схеми заміщення ЛЕП

Обчислимо необхідні параметри проводів різних марок.

Діаметр проводу для різних перерізів:

$$d_{70} = 11,4 \text{ мм};$$

Площа поперечного перерізу алюмінієвих жил:

$$F_{70} = 6 \cdot \pi \cdot \frac{3,8^2}{4} = 68,047 \text{ мм}^2;$$

Розрахуємо активні та реактивні провідності та опори:

$$r_{0_{70}} = \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28,5}{68,047} = 0,419 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_{0_{70}} = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,44 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$g_0 = \frac{\Delta P_k}{U_n^2} = \frac{0,08}{110^2} = 6,612 \cdot 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

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

Розрахунок решти проводів наведемо в табл. 1.20.

Таблиця 1.20 – Марка і характеристика проводу

Марка проводу	АС-70/11
$r_0, \text{Ом}/\text{км}$	0,419
$x_0, \text{Ом}/\text{км}$	0,44
$g_0, \text{См}/\text{км}$	0
$b_0, \text{мкСм}/\text{км}$	2,576
$I_{дон}, \text{А}$	265

Знайдемо параметри лінії 0-1:

$$r_{05} = \frac{r_{070} \cdot L_{05}}{n} = \frac{1,168 \cdot 48}{2} = 2,803 \text{ Ом};$$

$$x_{05} = \frac{x_{070} \cdot L_{05}}{2} = \frac{0,402 \cdot 48}{2} = 9,66 \text{ Ом};$$

$$g_{05} = 0 \text{ мкСм};$$

$$b_{05} = b_{070} \cdot L_{05} \cdot n = 2 \cdot 2,843 \cdot 48 = 272,995 \text{ мкСм}.$$

Параметри для інших ділянок знаходяться аналогічно, приведемо результати в табл. 1.21.

Таблиця 1.21 – Параметри схеми заміщення лінії

Ділянка	r , Ом	x , Ом	g , мкСм	b , мкСм
1	2	3	4	5
0-1	2.803	9.66	0	272,995
0-5	5,676	9,979	0	252,832
0-6	2,102	7,245	0	204,746
3-4	20,118	21,252	0	123,625
2-3	10,627	18,684	0	118,347
6-7	7,729	13,588	0	86,07
1-2	18,441	19,481	0	113,323
0-3	5,555	9,767	0	247,45
4-5	15,507	16,382	0	95,294
7-1	16,765	17,71	0	103,021

Повний опір і провідність ділянки 0-1:

$$\underline{Z}_{01} = r_{01} + jx_{01} = 2,803 + j9,66 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{01} = g_{01} + jb_{01} = j272,995 \text{ мкСм}.$$

Результати в для решти ділянок наведено в табл. 1.22.

Таблиця 1.22 – Повний опір і провідність ділянок мережі

Ділянка	$\underline{Z}$, Ом	$\underline{Y}$, мкСм
0-1	2,803+9,66j	272,995j
0-5	5,676+9,979j	252,832j
0-6	2,102+7,245j	204,746j
3-4	20,118+21,252j	123,625j
2-3	10,627+18,684j	118,347j
6-7	7,729+13,588j	86,07j
1-2	18,441+19,481j	113,323j
0-3	5,555+9,767j	247,453j
4-5	15,507+16,382j	95,294j
7-1	16,765+17,71j	103,021j

1.9.2 Параметри схеми заміщення трансформаторів

Визначаємо активний та реактивний опори та провідності трансформаторів усіх пунктів.

Для трьох обмоткового трансформатора підстанції № 1:

$$r_{m1} = \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{вн1}^2}{n \cdot S_{ном1}^2} = \frac{100 \cdot 115^2}{2 \cdot 16^2} = 2,583 \text{ Ом};$$

$$x_{m1} = \frac{U_{кв1} \cdot U_{вн1}^2}{S_{ном1}} = \frac{10.75 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 88,855 \text{ Ом};$$

$$g_{m1} = \frac{\Delta P_{хх1}}{U_{вн1}^2} = \frac{23}{115^2} = 1,739 \text{ мкСм};$$

$$b_{m1} = -\frac{I_{хх1} \cdot S_{ном1}}{U_{вн1}^2} = -\frac{16}{100 \cdot 115^2} = -12,098 \text{ мкСм}.$$

Розрахунок решти підстанцій зображено в табл. 1.23.

Таблиця 1.23 – Параметри схеми заміщення трансформаторів

Підстанція №	Трьох обмотковий трансформатор						Двох обмотковий трансформатор			
	r_e, r_c, r_{ns} Ом	x_{ne} Ом	x_{nc} Ом	x_{ni} Ом	g_m мкСм	b_m мкСм	r_m Ом	x_m Ом	g_m мкСм	b_m мкСм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197	-	-	-	-
2	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197	-	-	-	-
3	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-16,635	-	-	-	-
4	-	-	-	-	-	-	7,331	110,2	2,117	-6,669
5	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-16,635	-	-	-	-
6	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197	-	-	-	-
7	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197	-	-	-	-

Повну провідність трансформатора для підстанції № 1:

$$\underline{Y}_{m1} = g_{m1} + jb_{m1} = 3,478 - 24,197j \text{ мкСм}.$$

Значення повної провідності для решти підстанцій наведемо в табл. 1.24.

Таблиця 1.24 – Повна провідність трансформаторів на підстанціях

Підстанція №	$\underline{Y}_m$, мкСм
1	3,478-24,197j
2	3,478-24,197j
3	2,571-16,635j
4	2,117-6,669j
5	2,571-16,635j
6	3,478-24,197j
7	3,478-24,197j

1.10 Розрахунок приведених навантажень та розрахункових провідностей пунктів

Перш за все визначимо коефіцієнти завантаження обмоток трансформаторів.

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		

Для двох обмоткового трансформатора підстанції № 4:

$$\beta_4 = \frac{\sqrt{P_{\max 4}^2 + Q_{\max 4}^2}}{n \cdot S_{\text{ном}4}} = \frac{\sqrt{7^2 + (-3,778)^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,631.$$

Для трьох обмоткового трансформатора підстанції № 2:

$$\beta_{\text{вн}2} = \frac{\sqrt{P_{\max 2}^2 + Q_{\max 2}^2}}{n \cdot S_{\text{ном}2}} = \frac{\sqrt{14^2 + (-8,818)^2}}{2 \cdot 16} = 0,517;$$

$$\beta_{\text{сн}2} = \frac{\sqrt{P_{\text{сн}2}^2 + Q_{\text{сн}2}^2}}{n \cdot S_{\text{ном}2}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-4,5)^2}}{2 \cdot 16} = 0,234;$$

$$\beta_{\text{нн}2} = \frac{\sqrt{P_{\text{нн}2}^2 + Q_{\text{нн}2}^2}}{n \cdot S_{\text{ном}2}} = \frac{\sqrt{8^2 + (-4,318)^2}}{2 \cdot 16} = 0,284.$$

Решта розрахунків наведено в табл. 1.25.

Таблиця 1.25 – Коефіцієнти завантаження обмоток

Підстанція №	S_n , МВА	Потік потужності обмотками						Коефіцієнт завантаження обмоток		
		P, МВт			Q, МВАр			β		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
1	16	13	6	7	-8,278	-4,5	-3,778	0,482	0,234	0,249
2	16	14	6	8	-8,818	-4,5	-4,318	0,517	0,234	0,284
3	10	12	5	7	-7,528	-3,75	-3,778	0,708	0,313	0,398
4	6,3	7	-	-	-3,778	-	-	0,631	-	-
5	10	12	5	7	-7,528	-3,75	-3,778	0,708	0,313	0,398
6	16	14	6	8	-8,818	-4,5	-4,318	0,517	0,234	0,284
7	16	13	7	6	-8,488	-5,25	-3,238	0,485	0,273	0,213

Обчислюємо втрати опорах трансформаторів. Для двох обмоткового трансформатора підстанції № 4:

$$\Delta Q_{\text{тз}4} = -n \cdot S_{\text{ном}4} \cdot \beta_4^2 \cdot U_{\text{кз}4} = -2 \cdot 6,3 \cdot 0,631^2 \cdot 0,105 = -527,29 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P_{mz4} = n \cdot \beta_4^2 \cdot \Delta P_{кз4} = 2 \cdot 0,631^2 \cdot 44 = 35,073 \text{ кВт}.$$

Для трьох обмоткового трансформатора підстанції № 2:

$$\Delta P_{mz2} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз2}}{2} \cdot (\beta_{вн2}^2 + \beta_{сн2}^2 + \beta_{нн2}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,517^2 + 0,234^2 + 0,284^2) = 40,298 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mz2} = -n \cdot S_{ном2} \cdot (\beta_{вн2}^2 \cdot U_{кв2} + \beta_{сн2}^2 \cdot U_{кз2} + \beta_{нн2}^2 \cdot U_{кн2}) = -2 \cdot 16 \cdot (0,517^2 \cdot 0,108 + 0,234^2 \cdot 0 + 0,284^2 \cdot 0,063) = -1081,192 \text{ кВАр}.$$

Обчислимо приведені навантаження підстанцій №1:

$$S_1 = S_{max1} + (\Delta P_{mz1} + j\Delta Q_{mz1}) = 13 - 8,278j + (0,034 - 0,921j) = 13,035 - 9,2j \text{ МВА}.$$

Розрахунок решти підстанцій наведено в табл 1.26.

Таблиця 1.26 – Приведені навантаження пунктів

Пункт №	S_{max} , МВА	Втрати активної потужності в опорах трансформаторів		Приведена потужність, S, МВА
		ΔP_{mz} , кВт	ΔQ_{mz} , кВАр	
1	13-8,278j	34,868	-921,531	13,035-9,02j
2	14-8,818j	40,297	-1081,106	14,04-9,899j
3	12-7,528j	57,572	-1276,325	12,058-8,805j
4	7-3,778j	35,073	-527,293	7,035-4,305j
5	12-7,528j	75,752	-2041,21	12,076-9,57j
6	14-8,818j	40,278	-1081,24	14,04-9,899j
7	13-8,488j	35,557	-900,587	13,036-9,389j

Розрахункова провідність пунктів:

$$Y_{p0} = 0,5 \cdot (Y_{01} + Y_{03} + Y_{06} + Y_{05}) = 0,5 \cdot (272,995j + 252,832j + 204,746j + 247,453j) = 489,013j \text{ мкСм};$$

$$Y_{p1} = 0,5 \cdot (Y_{71} + Y_{12} + Y_{01}) + Y_{m1} = 0,5 \cdot (103,021j + 113,323j + 272,995j) + 3,478 - 2,42j = 3,478 + 220,473j \text{ мкСм};$$

$$Y_{p2} = 0,5 \cdot (Y_{12} + Y_{23}) + Y_{m2} = 0,5 \cdot (113,323j + 118,347j) + 3,478 - 24,2j = 3,478 + 91,638j \text{ мкСм};$$

$$Y_{p3} = 0,5 \cdot (Y_{03} + Y_{34} + Y_{23}) + Y_{m3} = 0,5 \cdot (123,625j + 118,347j + 247,45j) + 2,571 - 1,664j = 2,571 + 228,077j \text{ мкСм};$$

$$Y_{p4} = 0,5 \cdot (Y_{34} + Y_{45}) + Y_{m4} = 0,5 \cdot (123,625j + 95,294j) + 2,117 - 6,669j = 2,117 + 102,79j \text{ мкСм};$$

$$Y_{p5} = 0,5 \cdot (Y_{05} + Y_{45}) + Y_{m5} = 0,5 \cdot (252,832j + 95,294j) + 2,571 - 16,635j = 2,571 + 157,428j \text{ мкСм};$$

$$Y_{p6} = 0,5 \cdot (Y_{06} + Y_{67}) + Y_{m6} = 0,5 \cdot (204,746j + 86,07j) + 3,478 - 24,228j = 3,478 + 70,349j \text{ мкСм};$$

$$Y_{p7} = 0,5 \cdot (Y_{67} + Y_{71}) + Y_{m7} = 0,5 \cdot (86,07j + 103,021j) + 3,478 - 24,228j = 3,478 + 70,349j \text{ мкСм}.$$

1.11 Режим максимальних навантажень

1.11.1 Електричний розрахунок режиму максимальних навантажень

Наведемо схему, на якій зображено: навантаженнями пунктів, повний опір ділянки, вибір преремичок та контурів.

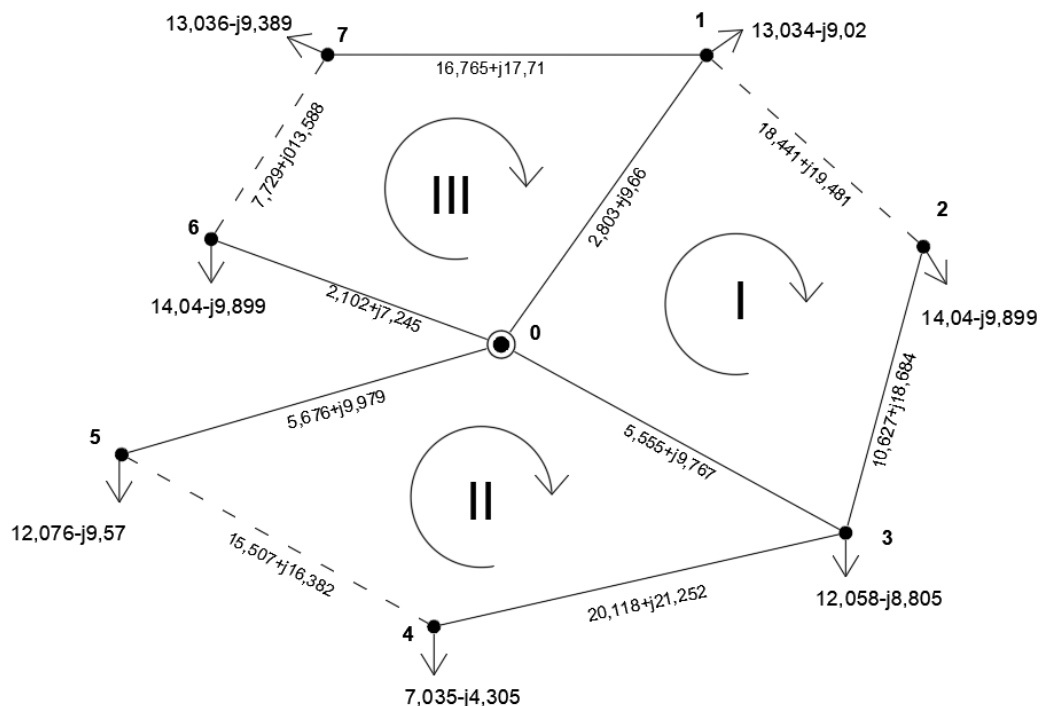


Рисунок 1.11 – Розрахункова схема мережі

1. Визначимо потокорозподіл потужності в умовно розімкненій мережі:

$$S_{poz71} = S_{np7} = 13,036 - j9,389 \text{ МВА};$$

$$S_{poz06} = S_{np6} = 14,4 - j9,899 \text{ МВА};$$

$$S_{poz01} = S_{np7} + S_{np1} = 13,04 - j9,389 + 13,03 - j9,278 = 26,07 - j18,589 \text{ МВА};$$

$$S_{poz23} = S_{np2} = 14,04 - j9,899 \text{ МВА};$$

$$S_{poz03} = S_{np2} + S_{np3} + S_{np4} = 14,04 - j9,899 + 12,06 - j8,805 + 7,035 - j4,305 = \\ = 33,133 - j23,009 \text{ МВА};$$

$$S_{poz05} = S_{np5} = 12,076 - j9,57 \text{ МВА};$$

$$S_{poz34} = S_{np4} = 7,035 - j4,305 \text{ МВА}.$$

2. Система контурних рівнянь:

$$\begin{cases} Z_{01} \cdot S_{poz01} - Z_{03} \cdot S_{poz03} - Z_{23} \cdot S_{poz23} = -S_{k1} \cdot Z_{k1} + S_{k2} \cdot Z_{k12} + S_{k3} \cdot Z_{k13}; \\ Z_{03} \cdot S_{poz03} + Z_{34} \cdot S_{poz34} - L_{05} \cdot S_{poz05} = -S_{k2} \cdot Z_{k2} + S_{k1} \cdot Z_{k12}; \\ Z_{06} \cdot S_{poz06} - Z_{71} \cdot S_{poz71} - L_{01} \cdot S_{poz01} = -S_{k3} \cdot Z_{k3} + S_{k1} \cdot Z_{k13}. \end{cases}$$

Отримуємо такі значення контурних потужностей:

$$S_{k1} = 6,499 - j4,939 \text{ МВА};$$

$$S_{k2} = -4,995 + j2,778 \text{ МВА};$$

$$S_{k3} = 9,2 - j6,881 \text{ МВА}.$$

3. Потужності за ділянками схеми мережі:

$$S_{01} = S_{poz01} + S_{k1} - S_{k3} = 26,07 - j18,589 + 6,499 - j4,939 - 9,2 - j6,881 = \\ = 23,368 - j16,647 \text{ МВА};$$

$$S_{03} = S_{poz03} + S_{k2} - S_{k1} = 33,133 - j23,009 - 4,995 + j2,778 - 6,499 - j4,939 = \\ = 21,639 - j15,292 \text{ МВА};$$

$$S_{05} = S_{poz05} - S_{k2} = 12,076 - j9,57 - (-4,995 + j2,778) = 17,071 - j12,348 \text{ МВА};$$

$$S_{06} = S_{poz06} + S_{k3} = 14,4 - j9,899 + 9,2 - j6,881 = 23,241 - j16,78 \text{ МВА};$$

$$S_{23} = S_{poz23} - S_{k1} = 14,04 - j9,899 - 6,499 - j4,939 = 7,542 - j4,96 \text{ МВА};$$

$$S_{34} = S_{poz34} + S_{k2} = 7,035 - j4,305 + (-4,995 + j2,778) = 2,04 - j1,528 \text{ МВА};$$

$$S_{45} = -S_{k2} = -(-4,995 + j2,778) = 4,995 - j2,778 \text{ MBA};$$

$$S_{67} = S_{k3} = 9,2 - j6,881 \text{ MBA};$$

$$S_{71} = -S_{k3} + S_{p0371} = -9,2 - j6,88 + 13,036 - j9,389 = 3,835 - j2,508 \text{ MBA};$$

$$S_{12} = S_{k1} = 6,499 - j4,939 \text{ MBA}.$$

4. Перевірка правильності розрахунку :

Контур I:

$$Z_{01} \cdot S_{01} - Z_{03} \cdot S_{03} - Z_{23} \cdot S_{23} + Z_{12} \cdot S_{12} = -1,192 \cdot 10^{-13} + j5,066 \cdot 10^{-13};$$

Контур II:

$$Z_{03} \cdot S_{03} - Z_{05} \cdot S_{05} - Z_{45} \cdot S_{45} + Z_{34} \cdot S_{34} = 6,706 \cdot 10^{-13} - j3,241 \cdot 10^{-13};$$

Контур III:

$$Z_{06} \cdot S_{06} - Z_{71} \cdot S_{71} + Z_{67} \cdot S_{67} - Z_{01} \cdot S_{01} = 0.$$

Результати основного потокорозподілу приведемо на рис. 1.12

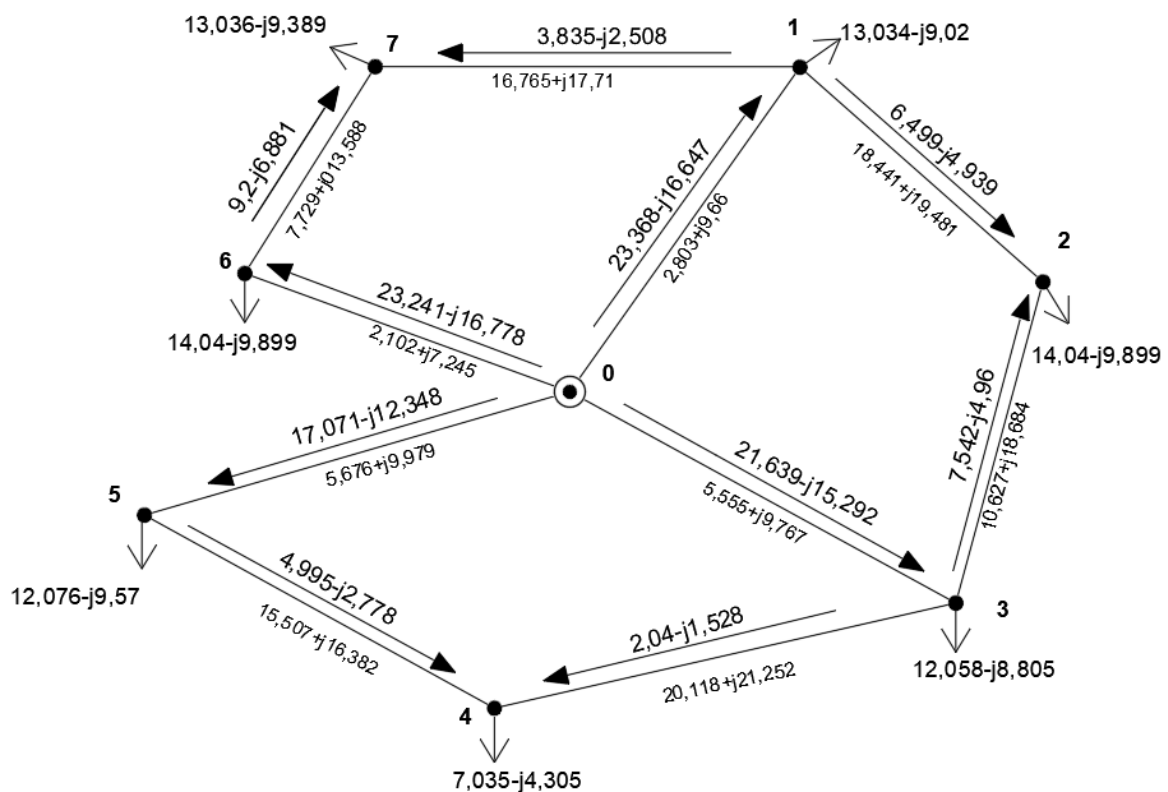


Рисунок 1.12 – Схема з основним потокорозподілом

1.11.2 Ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень.

Визначення початкових наближень:

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

1. За основним поточкорозподілом та початковим наближенням обчислюємо втрати потужності. Для 0-1 маємо:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{z01}^{(1)} &= \frac{P_{осн01}^2 + Q_{осн01}^2}{0,5 \cdot ((U_0)^2 + (U_1)^2)} \cdot (r_{0-1} - j \cdot x_{0-1}) = \\ &= \frac{23,37^2 + (-16,65)^2}{0,5 \cdot (121^2 + 110^2)} \cdot (2,803 + j9,66) = 0,173 - j0,595 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Для наступних ділянок наведемо в табл. 1.27.

Таблица 1.27 – Втрати в опорах на першій ітерації

Номер ділянки	Втрати в опорах, МВА
0-1	0,173-j0,595
0-3	0,292-j0,513
0-5	0,188-j0,331
0-6	0,129-j0,445
1-2	0,102-j0,107
2-3	0,072-j0,126
3-4	0,011-j0,011
6-7	0,084-j0,148
4-5	0,042-j0,044
7-1	0,029-j0,031

Втрати потужності у провідностях:

$$\Delta S_{y1}^{(1)} = Y_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (3,478 + j22,05) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,05 + j3,14 \text{ МВА.}$$

Результати для наступних пунктів приведені в табл. 1.28.

Таблиця 1.28 – Втрати потужності в провідностях на першій ітерації

Пункт	Втрати в провідності, МВА
1	0,05+j3,14
2	0,048+j1,267
3	0,036+j3,23
4	0,03+j1,442
5	0,037+j2,243
6	0,05+j1,737
7	0,049+j0,986

2. Додаткові навантаження пунктів:

$$\Delta S_{n1}^{(1)} = \Delta S_{y1}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z01}^{(1)} + \Delta S_{z12}^{(1)} + \Delta S_{z71}^{(1)}) = 0,049 + j3,14 + 0,5 \cdot ((0,159 - j0,55) + (0,08 - j0,0924) + (0,024 - j0,026)) = 0,186 + j2,805 \text{ МВА;}$$

$$\Delta S_{n2}^{(1)} = \Delta S_{y2}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z12}^{(1)} + \Delta S_{z23}^{(1)}) = 0,048 + j1,267 + 0,5 \cdot ((0,087 - j0,092) + (0,061 - j0,108)) = 0,123 + j1,167 \text{ МВА;}$$

$$\Delta S_{n3}^{(1)} = \Delta S_{y3}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z23}^{(1)} + \Delta S_{z34}^{(1)} + \Delta S_{z03}^{(1)}) = 0,036 + j3,23 + 0,5 \cdot ((0,061 - j1,088) + (0,009 - j0,009) + (0,027 - j0,476)) = 0,207 + j2,933 \text{ МВА;}$$

$$\Delta S_{n4}^{(1)} = \Delta S_{y4}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z34}^{(1)} + \Delta S_{z45}^{(1)}) = 0,029 + j1,44 + 0,5 \cdot ((0,009 - j0,009) + (0,076 - j0,113)) = 0,052 + j1,418 \text{ МВА;}$$

$$\Delta S_{n5}^{(1)} = \Delta S_{y5}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z05}^{(1)} + \Delta S_{z45}^{(1)}) = 0,031 + j0,803 + 0,5 \cdot ((0,103 - j0,181) + (0,003 - j0,003)) = 0,142 + j2,071 \text{ МВА;}$$

$$\Delta S_{n6}^{(1)} = \Delta S_{y6}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z06}^{(1)} + \Delta S_{z67}^{(1)}) = 0,042 + j1,124 + 0,5 \cdot ((0,532 - j1,835) + (0,071 - j0,126)) = 0,145 + j1,468 \text{ МВА;}$$

$$\Delta S_{n7}^{(1)} = \Delta S_{y7}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z71}^{(1)} + \Delta S_{z67}^{(1)}) = 0,048 + j0,98 + 0,5 \cdot ((0,002 - j0,002) + (0,071 - j0,1265)) = 0,097 + j0,91 \text{ МВА.}$$

3. Визначення додаткового поточкорозподілу, аналогічно до основного. Результати наведені у табл. 1.29.

Таблиця 1.29 – Поточкорозподіл від втрат потужності

Номер ділянки	Додаткові навантаження від втрат потужності, МВА
0-1	0,379+j3,47
0-3	0,257+j3,839
0-5	0,154+j3,033
0-6	0,162+j2,43
0-6	0,515+j1,432
1-2	0,113+j0,717
2-3	0,01+j0,45
3-4	0,04+j0,45
4-5	0,012+j0,962
6-7	0,017+j0,962
7-1	0,08+j0,052

4. Знаходимо результуючий поточкорозподіл накладаючи додатковий поточкорозподіл на основний. Результати розрахунку в табл 1.30 та 1.31.

Таблиця 1.30 – Результуючий поточкорозподіл у пунктах

Пункт	Результуючий поточкорозподіл, МВА
1	13,221-j6,395
2	14,136-j8,732
3	12,265-5,872
4	7,087-j2,887
5	12,218-j7,499
6	14,186-j8,43
7	13,133-j8,479

Таблиця 1.31 – Результуючий поточкорозподіл у ділянках

Ділянка	Результуючий поточкорозподіл, МВА
0-1	23,747-j13,177
0-3	21,897-j11,454
0-5	17,225-j9,315
0-6	23,403-j14,35
1-2	6,611-j4,222
2-3	7,55-j4,51
3-4	2,08-1,071
4-5	5,007-j1,816
6-7	9,217-j5,919
7-1	3,915-j2,56

5. Рівні напруги на першій ітерації:

$$\begin{aligned}
 U_1^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез01}^{(1)} \cdot r_{01} - Q_{рез01}^{(1)} \cdot x_{01})} = \\
 &= \sqrt{121^2 - 2 \cdot (23,75 \cdot 2,803 - (-13,18) \cdot 9,66)} = 119,339 \text{ кВ}; \\
 U_3^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез03}^{(1)} \cdot r_{03} - Q_{рез03}^{(1)} \cdot x_{03})} = \\
 &= \sqrt{121^2 - 2 \cdot (21,96 \cdot 5,555 - (11,45) \cdot 9,767)} = 119,002 \text{ кВ}; \\
 U_2^{(1)} &= \sqrt{(U_1^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{рез12}^{(1)} \cdot r_{12} - Q_{рез12}^{(1)} \cdot x_{12})} = \\
 &= \sqrt{119,4^2 - 2 \cdot (6,611 \cdot 18,441 - (-4,222) \cdot 19,481)} = 117,599 \text{ кВ}; \\
 U_5^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез05}^{(1)} \cdot r_{05} - Q_{рез05}^{(1)} \cdot x_{05})} = \\
 &= \sqrt{121^2 - 2 \cdot (17,22 \cdot 5,67 - (-9,315) \cdot 9,979)} = 119,372 \text{ кВ}; \\
 U_6^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез06}^{(1)} \cdot r_{06} - Q_{рез06}^{(1)} \cdot x_{06})} = \\
 &= \sqrt{121^2 - 2 \cdot (34,49 \cdot 2,102 - (-1,435) \cdot 7,245)} = 119,7 \text{ кВ}; \\
 U_4^{(1)} &= \sqrt{(U_3^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{рез34}^{(1)} \cdot r_{34} - Q_{рез34}^{(1)} \cdot x_{34})} = \\
 &= \sqrt{119,131^2 - 2 \cdot (2,08 \cdot 20,118 - (-1,071) \cdot 21,252)} = 118,448 \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

$$U_7^{(1)} = \sqrt{(U_6^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{рез67}^{(1)} \cdot r_{67} - Q_{рез67}^{(1)} \cdot x_{67})} =$$

$$= \sqrt{119,7^2 - 2 \cdot (9,217 \cdot 7,729 - (-5,919) \cdot 13,588)} = 118,407 \text{ кВ.}$$

Перевірка збіжності виконується за двома критеріями: зміна модулів напруги, зміна втрат потужності між двома ітераціями:

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|119,339 - 110|}{110} \cdot 100\% = 8,49\%;$$

$$\Delta U_2^{(1)} = \frac{|U_2^{(1)} - U_2^{(0)}|}{U_2^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|117,599 - 110|}{110} \cdot 100\% = 6,908\%;$$

$$\Delta U_3^{(1)} = \frac{|U_3^{(1)} - U_3^{(0)}|}{U_3^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|119,002 - 110|}{110} \cdot 100\% = 8,184\%;$$

$$\Delta U_4^{(1)} = \frac{|U_4^{(1)} - U_4^{(0)}|}{U_4^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|118,448 - 110|}{110} \cdot 100\% = 7,68\%;$$

$$\Delta U_5^{(1)} = \frac{|U_5^{(1)} - U_5^{(0)}|}{U_5^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|119,372 - 110|}{110} \cdot 100\% = 8,52\%;$$

$$\Delta U_6^{(1)} = \frac{|U_6^{(1)} - U_6^{(0)}|}{U_6^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|119,7 - 110|}{110} \cdot 100\% = 8,818\%;$$

$$\Delta U_7^{(1)} = \frac{|U_7^{(1)} - U_7^{(0)}|}{U_7^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|118,407 - 110|}{110} \cdot 100\% = 7,643\%.$$

Модулі напруги у пунктах перевищують 2%, продовжуємо розрахунок.
Розрахуємо втрати потужностей на першій ітерації.

Потужність БП:

$$S_{БП}^{(1)} = S_{рез01}^{(1)} + S_{рез03}^{(1)} + S_{рез06}^{(1)} + S_{рез05}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z01}^{(1)} + \Delta S_{z03}^{(1)} + \Delta S_{z06}^{(1)} + \Delta S_{z05}^{(1)}) + \underline{Y}_{6n} \cdot U_0^2 =$$

$$= (23,74 - j13,782) + (21,91 - j12,08) + (23,42 - j14,812) + (17,24 - j9,809) + 0,5 \cdot$$

$$\cdot ((0,172 - j2,594) + (0,291 - j0,512) + (0,129 - j0,445) + (0,174 - j9,809)) +$$

$$+ j0,048 \cdot 10^{-4} \cdot 121 = 86,697 - j44,257 \text{ МВА.}$$

Сумарна потужність:

$$S_{\Sigma} = S_{np1} + S_{np2} + S_{np3} + S_{np4} + S_{np5} + S_{np6} + S_{np7} = 85,319 - 61,067 \text{ МВА.}$$

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		52

Визначення повних втрат потужності на першій ітерації:

$$\Delta S_{\Sigma}^{(1)} = S_{\text{БП}}^{(1)} - S_{\Sigma} = (95,22 - j49,228) - (86,697 - j44,257) = 1,377 + j16,811 \text{ МВА.}$$

Розрахуємо наступні ітерації аналогічно. На третій ітерації було досягнуто збіжності. Результати наведемо в табл. 1.32.

Таблиця 1.32 – Параметри мережі в режимі максимальних навантажень на третій ітерації

Параметр	Значення	
1	2	3
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta S_{z \ i-j}$, МВА	0-1	0,16-j0,55
	0-3	0,271-j0,476
	0-5	0,174-j0,307
	0-6	0,119-j0,411
	1-2	0,087-j0,092
	2-3	0,062-j0,109
	3-4	0,009-j0,009
	6-7	0,072-j0,126
	4-5	0,036-j0,038
	7-1	0,025-j0,026
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta S_{y \ s}$ МВА	1	0,05+j3,142
	2	0,048+j1,269
	3	0,036+j3,233
	4	0,03+j2,444
	5	0,037+j2,245
	6	0,05+j1,738
	7	0,049+j0,987

Продовження табл. 1.32

1	2	3
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{ns}$, МВА	1	0,186+j2,808
	2	0,123+j1,168
	3	0,207+j2,936
	4	0,052+j1,42
	5	0,142+j2,073
	6	0,145+j1,469
	7	0,097+j0,911
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta S_{\partial i-j}$, МВА	0-1	0,379+j3,474
	0-3	0,257+j3,743
	0-5	0,154+j3,036
	0-6	0,162+j2,431
	1-2	0,113+j0,718
	2-3	0,01+j0,45
	3-4	0,04+j0,457
	4-5	0,012+j0,963
	6-7	0,017-j0,963
	7-1	0,081-j0,052
Результуючий потік потужності за ділянками, $S_{рез i-j}$, МВА	0-1	23,747-j13,173
	0-3	21,897-j11,45
	0-5	17,225-j9,312
	0-6	23,403-j14,348
	1-2	6,611-j4,221
	2-3	7,552-j4,51
	3-4	2,08-j1,071
	4-5	5,007-j1,815
	6-7	9,217-j5,918
	7-1	3,916-j2,56

Продовження табл. 1.32

Рівень напруги в пунктах, U_s	1	119,387
	2	117,665
	3	119,055
	4	118,511
	5	119,414
	6	119,728
	7	118,454

Розрахункова схема на третій ітерації зображена на рис. 1.13.

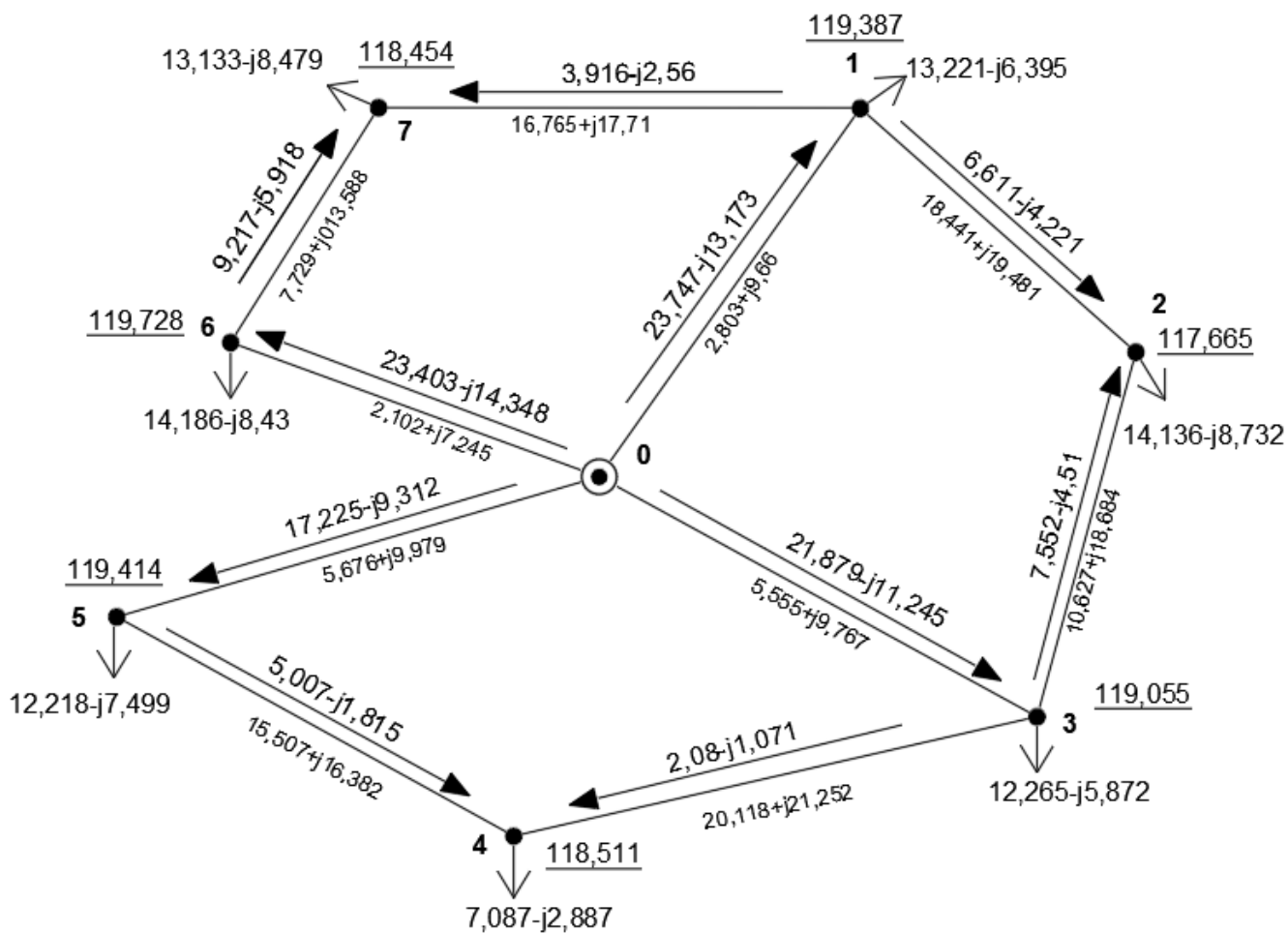


Рисунок 1.13 – Результуюча розрахункова схема

Проведемо обчислення втрати потужності на третій ітерації 3. Потужність БП на третій ітерації:

$$S_{БП}^{(3)} = S_{рез01}^{(3)} + S_{рез03}^{(3)} + S_{рез06}^{(3)} + S_{рез05}^{(3)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z01}^{(3)} + \Delta S_{z03}^{(3)} + \Delta S_{z06}^{(3)} + \Delta S_{z05}^{(3)}) + Y_{бп} \cdot U_0^2 =$$

$$= (23,75 - j13,76) + (21,93 - j11,45) + (23,42 - j14,35) + (17,22 - j9,312) + 0,5 \cdot ((0,597 - j0,504) +$$

$$+ (0,27 - j0,476) + (0,119 - j0,41) + (0,174 - j9,809)) + j0,048 \cdot 10^{-4} \cdot 121 = 86,634 - j41,996 \text{ МВА.}$$

Повні втрати потужності ітерації №3:

$$\Delta S_{\Sigma}^{(3)} = S_{БП}^{(3)} - S_{\Sigma} = (86,634 - j41,996) - (85,32 - j61,07) = 1,314 + j19,071 \text{ МВА.}$$

Зміна сумарних втрат потужності ітерації №3:

$$\partial S_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta S_{\Sigma}^{(3)} - \Delta S_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta S_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100\% = \frac{|(9,839 + j14,554) - (9,839 + j14,568)|}{|(9,839 + j14,568)|} \cdot 100\% = 0,078\%.$$

Сумарні втрати на ітерації №3 менше 2%, тому розрахунок завершено.

Обчислимо струмове навантаження. Для ділянки 0-1:

$$I_{\max 0-1} = \frac{\sqrt{(P_{рез 0-1}^{(3)})^2 + (Q_{рез 0-1}^{(3)})^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot \sqrt{U_0^2 + (U_1^{(3)})^2} \cdot n_l} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{(23,759)^2 + (-13,175)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot \sqrt{121 + (119,4)^2}} \cdot 10^3 =$$

$$= 130,443 \text{ А.}$$

Результати розрахунку для решти ділянок наведені у табл. 1.33.

Таблиця 1.33 – Допустимість струмового навантаження в режимі максимальних навантажень

Ділянка	0-1	0-3	0-6	0-5	3-4
Струмове навантаження, А	130,443	118,853	131,674	94,044	11,372
Тривало допустимий струм $I_{дон}$, А	610	390	610	265	265

Продовження табл. 1.33

Ділянка	6-7	7-1	4-5	1-2	2-3
Струмове навантаження, А	53,102	22,713	25,848	38,207	42,905
Тривало допустимий струм I_{don} , А	265	265	390	265	390

Перевірка виконується.

1.12 Післяаварійний режим роботи мережі

1.12.1 Електричний розрахунок післяаварійного режиму

Обрахунок виконаємо також методом розрізання контурів, аналогічно до минулих розрахунків. Режим характеризується відключенням найбільш завантаженої ділянки, а саме 0-6, оскільки вона дволанцюгова, відключимо один ланцюг.

Перерахуємо параметри лінії 0-6:

$$r_{06} = \frac{r_{070} \cdot L_{06}}{1} = \frac{1,168 \cdot 36}{1} = 4,205 \text{ Ом};$$

$$x_{06} = \frac{x_{006} \cdot L_{06}}{1} = \frac{0,402 \cdot 36}{1} = 14,49 \text{ Ом};$$

$$g_{05} = 0 \text{ мкСм};$$

$$b_{06} = b_{070} \cdot L_{06} \cdot n = 1 \cdot 2,843 \cdot 36 = 272,995 \text{ мкСм}.$$

Повний опір і провідність лінії, для ділянки 0-6:

$$\underline{Z}_{06} = r_{06} + jx_{06} = 4,205 + j14,49 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{06} = g_{06} + jb_{06} = j102,373 \text{ мкСм}.$$

Розрахункові провідності пунктів:

$$Y_{p0} = 0,5 \cdot (Y_{01} + Y_{03} + Y_{06} + Y_{05}) = 0,5 \cdot (272,995j + 252,832j + 204,746j + j102,373) = 437,826j \text{ мкСм};$$

$$Y_{p6} = 0,5 \cdot (Y_{06} + Y_{67}) + Y_{m6} = 0,5 \cdot (j102,373 + 86,07j) + 3,478 - 24,228j = 3,478 + 70,349j \text{ мкСм}.$$

Схема для подальшого розрахунку режиму зображена на рис. 1.14

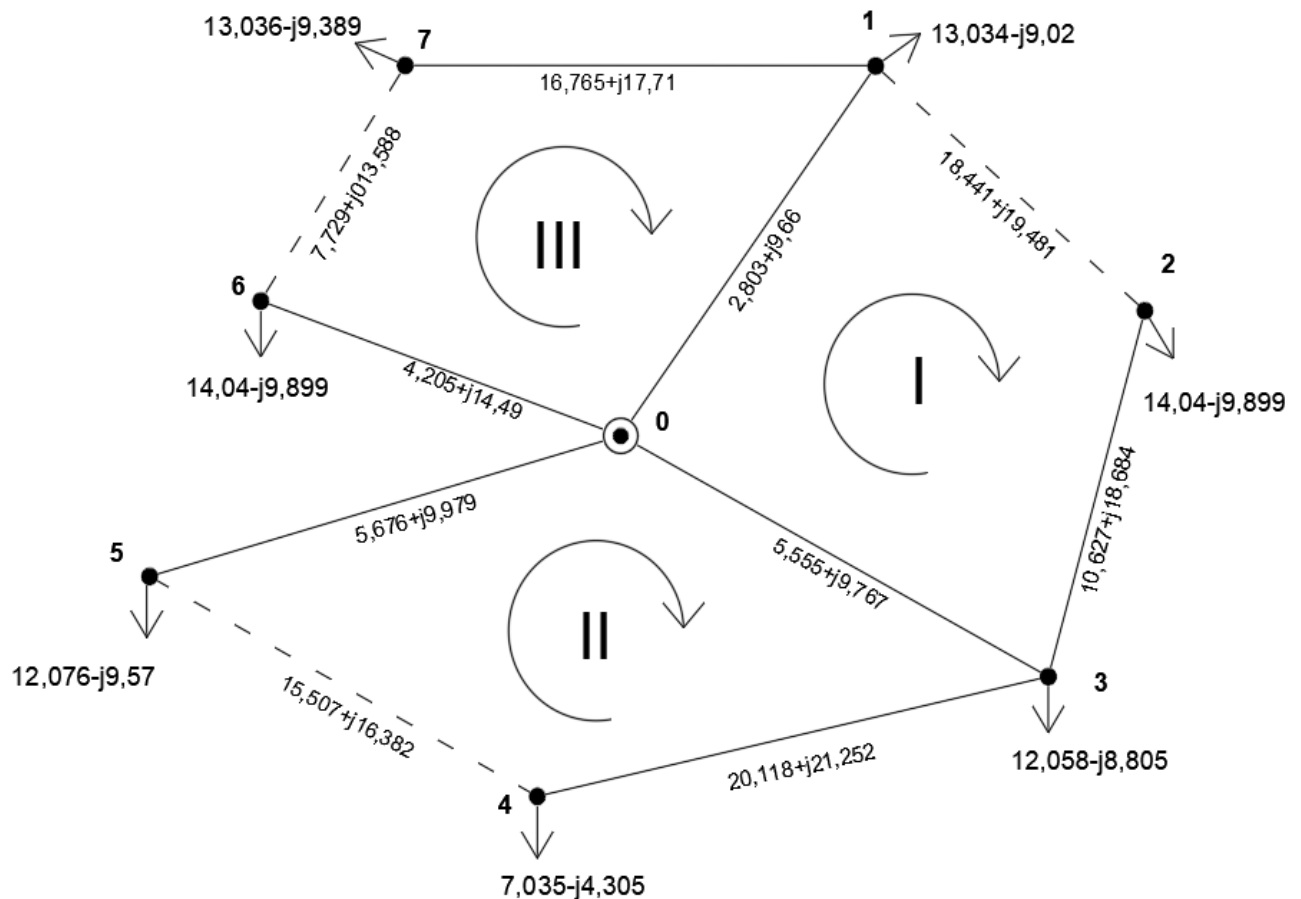


Рис. 1.14 – Схема для розрахунку післяаварійного режиму

1. Визначимо потокорозподіл потужності в умовно розімкненій мережі:

$$S_{роз71} = S_{np7} = 13,036 - j9,389 \text{ МВА};$$

$$S_{роз06} = S_{np6} = 14,04 - j9,899 \text{ МВА};$$

$$S_{роз01} = S_{np7} + S_{np1} = 13,04 - j9,389 + 13,03 - j9,278 = 26,07 - j18,589 \text{ МВА};$$

$$S_{роз23} = S_{np2} = 14,04 - j9,899 \text{ МВА};$$

$$S_{poz03} = S_{np2} + S_{np3} + S_{np4} = 14,04 - j9,899 + 12,06 - j8,805 + 7,035 - j4,305 = 33,133 - j23,009 \text{ MBA};$$

$$S_{poz05} = S_{np5} = 12,076 - j9,57 \text{ MBA};$$

$$S_{poz34} = S_{np4} = 7,035 - j4,305 \text{ MBA}.$$

2. Система контурних рівнянь має вигляд:

$$\begin{cases} Z_{01} \cdot S_{poz01} - Z_{03} \cdot S_{poz03} - Z_{23} \cdot S_{poz23} = -S_{k1} \cdot Z_{k1} + S_{k2} \cdot Z_{k12} + S_{k3} \cdot Z_{k13}; \\ Z_{03} \cdot S_{poz03} + Z_{34} \cdot S_{poz34} - L_{05} \cdot S_{poz05} = -S_{k2} \cdot Z_{k2} + S_{k1} \cdot Z_{k12}; \\ Z_{06} \cdot S_{poz06} - Z_{71} \cdot S_{poz71} - L_{01} \cdot S_{poz01} = -S_{k3} \cdot Z_{k3} + S_{k1} \cdot Z_{k13}. \end{cases}$$

Результат розрахунку:

$$S_{k1} = 5,981 - j4,898 \text{ MBA};$$

$$S_{k2} = -5,073 + j2,771 \text{ MBA};$$

$$S_{k3} = 5,985 - j5,601 \text{ MBA}.$$

3. Потоки потужності ділянок мережі:

$$S_{01} = S_{poz01} + S_{k1} - S_{k3} = 26,07 - j18,589 + 5,981 - j4,898 - 5,985 - j5,601 = 26,067 - j17,886 \text{ MBA};$$

$$S_{03} = S_{poz03} + S_{k2} - S_{k1} = 33,133 - j23,009 - 5,073 + j2,771 - 5,981 - j4,898 = 22,079 - j15,34 \text{ MBA};$$

$$S_{05} = S_{poz05} - S_{k2} = 12,076 - j9,57 - (-5,073 + j2,771) = 17,149 - j12,341 \text{ MBA};$$

$$S_{06} = S_{poz06} + S_{k3} = 14,4 - j9,899 + 5,985 - j5,601 = 20,025 - j15,5 \text{ MBA};$$

$$S_{23} = S_{poz23} - S_{k1} = 14,04 - j9,899 - 5,981 - j4,898 = 8,06 - j5,001 \text{ MBA};$$

$$S_{34} = S_{poz34} + S_{k2} = 7,035 - j4,305 + (-5,073 + j2,771) = 1,96 - j1,535 \text{ MBA};$$

$$S_{45} = -S_{k2} = -(-5,073 + j2,771) = 5,073 - j2,771 \text{ MBA};$$

$$S_{67} = S_{k3} = 5,985 - j5,601 \text{ MBA};$$

$$S_{71} = -S_{k3} + S_{poz71} = -5,985 - j5,601 + 13,036 - j9,389 = 7,11 - j4,635 \text{ MBA};$$

$$S_{12} = S_{k1} = 5,981 - j4,898 \text{ MBA}.$$

4. Перевірка правильності розрахунку:

Контур I:

$$Z_{01} \cdot S_{01} - Z_{03} \cdot S_{03} - Z_{23} \cdot S_{23} + Z_{12} \cdot S_{12} = -1,149 \cdot 10^{-13} + j6,142 \cdot 10^{-13}$$

Контур II:

$$Z_{03} \cdot S_{03} - Z_{05} \cdot S_{05} - Z_{45} \cdot S_{45} + Z_{34} \cdot S_{34} = 6,557 \cdot 10^{-13} - j4,098 \cdot 10^{-13}$$

Контур III:

$$Z_{06} \cdot S_{06} - Z_{71} \cdot S_{71} + Z_{67} \cdot S_{67} - Z_{01} \cdot S_{01} = 0$$

Основний потокорозподіл приведено на рис. 1.15:

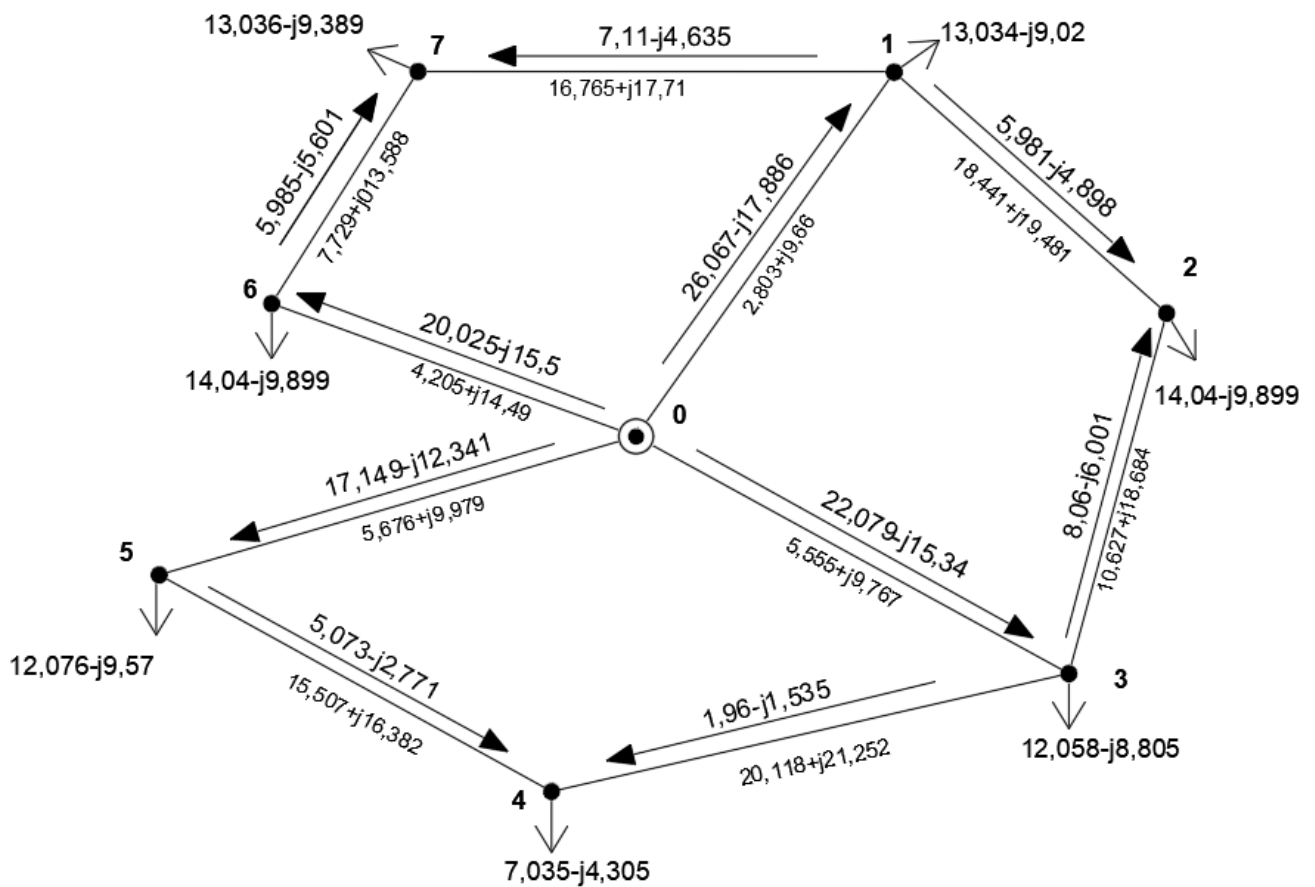


Рисунок 1.15 – Основний потокорозподіл після аварійного режиму

1.12.2 Ітераційний розрахунок післяаварійного режиму

Початкові наближення:

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

1) Обчислимо втрати потужності. Для 0-1:

$$\begin{aligned} \Delta S_{z0-1}^{(1)} &= \frac{P_{осн01}^2 + Q_{осн01}^2}{0,5 \cdot ((U_0)^2 + (U_1)^2)} \cdot (r_{0-1} - j \cdot x_{0-1}) = \\ &= \frac{26,07^2 + (-17,89)^2}{0,5 \cdot (121^2 + 110^2)} \cdot (2,803 + j9,66) = 0,21 - j0,772 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Розрахунок інших ділянок приведено в табл. 1.34.

Таблица 1.34 – Втрати в опорах на першій ітерації

Номер ділянки	Втрати в опорах, МВА
0-1	0,21-j0,722
0-3	0,3-j0,528
0-5	0,189-j0,333
0-6	0,202-j0,695
1-2	0,091-j0,1096
2-3	0,079-j0,139
3-4	0,01-j0,011
6-7	0,043-j0,075
4-5	0,043-j0,045
7-1	0,089-j0,094

Втрати потужності у провідностях:

$$\Delta S_{y1}^{(1)} = Y_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (3,478 + j22,05) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0,042 + j2,688 \text{ МВА.}$$

Результати для наступних пунктів приведені в табл. 1.35.

Таблиця 1.35 – Втрати потужності в провідностях на першій ітерації

Пункт	Втрати в провідності, МВА
1	0,0042+j2,688
2	0,042+j1,109
3	0,031+j2,76
4	0,026+j1,244
5	0,031+j1,905
6	0,042+j0,851
7	0,042+j0,851

2. Від втрат потужності визначаємо додаткові навантаження:

$$\Delta S_{n1}^{(1)} = \Delta S_{y1}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z01}^{(1)} + \Delta S_{z12}^{(1)} + \Delta S_{z71}^{(1)}) = 0,042 + j2,668 + 0,5 \cdot ((0,209 - j0,72) + (0,09 - j0,091) + (0,024 - j0,026)) = 0,237 + j2,212 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{n2}^{(1)} = \Delta S_{y2}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z12}^{(1)} + \Delta S_{z23}^{(1)}) = 0,042 + j1,109 + 0,5 \cdot ((0,091 - j0,096) + (0,079 - j0,138)) = 0,127 + j0,991 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{n3}^{(1)} = \Delta S_{y3}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z23}^{(1)} + \Delta S_{z34}^{(1)} + \Delta S_{z03}^{(1)}) = 0,031 + j2,76 + 0,5 \cdot ((0,079 - j1,389) + (0,009 - j0,009) + (0,3 - j0,528)) = 0,226 + j2,24 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{n4}^{(1)} = \Delta S_{y4}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z34}^{(1)} + \Delta S_{z45}^{(1)}) = 0,025 + j1,244 + 0,5 \cdot ((0,01 - j0,009) + (0,042 - j0,045)) = 0,052 + j1,216 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{n5}^{(1)} = \Delta S_{y5}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z05}^{(1)} + \Delta S_{z45}^{(1)}) = 0,031 + j1,905 + 0,5 \cdot ((0,189 - j0,332) + (0,004 - j0,004)) = 0,147 + j1,716 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{n6}^{(1)} = \Delta S_{y6}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z06}^{(1)} + \Delta S_{z67}^{(1)}) = 0,042 + j0,847 + 0,5 \cdot ((0,429 - j0,075) + (0,201 - j0,694)) = 0,164 + j0,462 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{n7}^{(1)} = \Delta S_{y7}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z71}^{(1)} + \Delta S_{z67}^{(1)}) = 0,042 + j0,85 + 0,5 \cdot ((0,087 - j0,093) + (0,042 - j0,075)) = 0,108 + j0,767 \text{ МВА};$$

3. Визначення додаткового поточкорозподілу, аналогічно до основного. Результати наведені у табл. 1.36.

Таблиця 1.36 – Потокорозподіл від втрат потужності

Номер ділянки	.Додаткові навантаження від втрат потужності, МВА
0-1	0,409+j2,861
0-3	0,284+j3,199
0-5	0,169+j2,536
0-6	0,199+j1,188
1-2	0,099+j0,609
2-3	0,028+j0,383
3-4	0,031+j0,395
4-5	0,022+j0,82
6-7	0,034+j0,726
7-1	0,034+j0,041

4. Знаходимо результуючий потокорозподіл накладаючи додатковий потокорозподіл на основний. Результати розрахунку подані в табл. 1.37 та 1.38.

Таблиця 1.37 – Результуючий потокорозподіл у пунктах

Пункт	Результуючий потокорозподіл, МВА
1	13,272-j6,988
2	14,167-j8,908
3	12,283-6,384
4	7,087-j3,09
5	12,223-j7,855
6	14,205-j9,437
7	13,143-j8,622

Таблиця 1.38 – Результуючий поточкорозподіл у ділянках

Ділянка	Результуючий поточкорозподіл, МВА
0-1	26,476-j15,025
0-3	22,363-j12,142
0-5	17,318-j9,805
0-6	20,224-j14,312
1-2	6,08-j4,289
2-3	8,087-j4,618
3-4	1,992-1,139
4-5	5,095-j1,95
6-7	6,019-j4,875
7-1	7,124-j3,748

5. Рівні напруги на першій ітерації:

$$\begin{aligned}
 U_1^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез01}^{(1)} \cdot r_{01} - Q_{рез01}^{(1)} \cdot x_{01})} = \\
 &= \sqrt{121^2 - 2 \cdot (26,48 \cdot 2,803 - (-15,03) \cdot 9,66)} = 119,173 \text{ кВ}; \\
 U_3^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез03}^{(1)} \cdot r_{03} - Q_{рез03}^{(1)} \cdot x_{03})} = \\
 &= \sqrt{121^2 - 2 \cdot (22,34 \cdot 5,555 - (12,14) \cdot 9,767)} = 118,976 \text{ кВ}; \\
 U_2^{(1)} &= \sqrt{(U_1)^2 - 2 \cdot (P_{рез12}^{(1)} \cdot r_{12} - Q_{рез12}^{(1)} \cdot x_{12})} = \\
 &= \sqrt{119,2^2 - 2 \cdot (6,08 \cdot 18,441 - (-4,289) \cdot 19,481)} = 117,52 \text{ кВ}; \\
 U_5^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез05}^{(1)} \cdot r_{05} - Q_{рез05}^{(1)} \cdot x_{05})} = \\
 &= \sqrt{121^2 - 2 \cdot (17,32 \cdot 5,67 - (-9,805) \cdot 9,979)} = 119,368 \text{ кВ}; \\
 U_6^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{рез06}^{(1)} \cdot r_{06} - Q_{рез06}^{(1)} \cdot x_{06})} = \\
 &= \sqrt{121^2 - 2 \cdot (20,22 \cdot 4,205 - (-14,31) \cdot 14,49)} = 118,559 \text{ кВ};
 \end{aligned}$$

$$U_4^{(1)} = \sqrt{(U_3^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{рез34}^{(1)} \cdot r_{34} - Q_{рез34}^{(1)} \cdot x_{34})} =$$

$$= \sqrt{119,131^2 - 2 \cdot (1,992 \cdot 20,118 - (-1,139) \cdot 21,252)} = 118,435 \text{ кВ};$$

$$U_7^{(1)} = \sqrt{(U_6^{(1)})^2 - 2 \cdot (P_{рез67}^{(1)} \cdot r_{67} - Q_{рез67}^{(1)} \cdot x_{67})} =$$

$$= \sqrt{118,6^2 - 2 \cdot (6,019 \cdot 7,729 - (-4,875) \cdot 13,588)} = 117,604 \text{ кВ};$$

Перевірка реалізується по двом критеріям: зміна модулів напруги та зміна втрат потужності між суміжними ітераціями:

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|119,173 - 110|}{110} \cdot 100\% = 8,339\%$$

$$\Delta U_2^{(1)} = \frac{|U_2^{(1)} - U_2^{(0)}|}{U_2^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|117,52 - 110|}{110} \cdot 100\% = 6,836\%$$

$$\Delta U_3^{(1)} = \frac{|U_3^{(1)} - U_3^{(0)}|}{U_3^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|118,976 - 110|}{110} \cdot 100\% = 8,16\%$$

$$\Delta U_4^{(1)} = \frac{|U_4^{(1)} - U_4^{(0)}|}{U_4^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|118,435 - 110|}{110} \cdot 100\% = 7,668\%$$

$$\Delta U_5^{(1)} = \frac{|U_5^{(1)} - U_5^{(0)}|}{U_5^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|119,368 - 110|}{110} \cdot 100\% = 8,516\%$$

$$\Delta U_6^{(1)} = \frac{|U_6^{(1)} - U_6^{(0)}|}{U_6^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|118,559 - 110|}{110} \cdot 100\% = 7,781\%$$

$$\Delta U_7^{(1)} = \frac{|U_7^{(1)} - U_7^{(0)}|}{U_7^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|117,604 - 110|}{110} \cdot 100\% = 6,913\%$$

Модуль напруги пунктів більше 2%, продовжуємо розрахунок. Обчислимо втрати потужностей на ітерації №1:

$$S_{БП}^{(1)} = S_{рез01}^{(1)} + S_{рез03}^{(1)} + S_{рез06}^{(1)} + S_{рез05}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z01}^{(1)} + \Delta S_{z03}^{(1)} + \Delta S_{z06}^{(1)} + \Delta S_{z05}^{(1)}) + \underline{Y}_{\text{он}} \cdot U_0^2 =$$

$$= (26,48 - j15,03) + (22,36 - j12,14) + (17,32 - j12,14) + (17,32 - j9,805) +$$

$$+ 0,5 \cdot ((0,209 - j0,722) + (0,3 - j0,528) + (1,129 - j0,445) + (0,174 - j9,809)) +$$

$$+ j0,048 \cdot 10^{-4} \cdot 121 = 86,832 - j46,012 \text{ МВА}$$

Сумарна потужність:

$$S_{\Sigma} = S_{np1} + S_{np2} + S_{np3} + S_{np4} + S_{np5} + S_{np6} + S_{np7} = 85,319 - 61,067 \text{ МВА}$$

Повні втрати потужності на першій ітерації:

$$\Delta S_{\Sigma}^{(1)} = S_{БП}^{(1)} - S_{\Sigma} = (86,832 - j46,012) - (85,319 - 61,067) = 1,512 + j15,055 \text{ МВА}$$

Наступні ітерації виконаєм аналогічним чином.Збіжність досягнуто на ітерації. Результати наведемо в табл. 1.39.

Таблиця 1.39 – Параметри мережі при режимі максимальних навантажень на третій ітерації

Параметр	Значення	
1	2	3
Втрати потужності в опорах ділянок, $\Delta S_{z i-j}$, МВА	0-1	0,194-j0,669
	0-3	0,279-j0,49
	0-5	0,175-j0,308
	0-6	0,188-j0,647
	1-2	0,079-j0,083
	2-3	0,068-j0,12
	3-4	0,008-j0,009
	6-7	0,037-j0,1065
	4-5	0,037-j0,039
	7-1	0,077-j0,081
Втрати потужності в провідностях пунктів, $\Delta S_{y s}$ МВА	1	0,049+j3,134
	2	0,048+j1,267
	3	0,036+j3,231
	4	0,03+j1,443
	5	0,037+j2,245
	6	0,05+j1,738
	7	0,048+j0,974

Продовження табл. 1.39

1	2	3
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{ns}$, МВА	1	0,224+j2,717
	2	0,122+j1,165
	3	0,214+j2,922
	4	0,052+j1,429
	5	0,143+j2,071
	6	0,161+j0,628
	7	0,105+j0,901
Додаткові навантаження пунктів, $\Delta \dot{S}_{ns}$, МВА	1	0,224+j2,717
	2	0,122+j1,165
	3	0,214+j2,922
	4	0,052+j1,429
	5	0,143+j2,071
	6	0,161+j0,628
	7	0,105+j0,901
Потоки потужностей за ділянками від додаткових навантажень пунктів, $\Delta S_{\partial i-j}$, МВА	0-1	0,41+j3,478
	0-3	0,266+j3,833
	0-5	0,157+j3,033
	0-6	0,189+j1,48
	1-2	0,109+j0,712
	2-3	0,013+j0,454
	3-4	0,039+j0,458
	4-5	0,014+j0,962
	6-7	0,027-j0,852
	7-1	0,078-j0,049

Продовження табл. 1.39

1	2	3
Результуючий потік потужності за ділянками, $S_{рез i-j}$, МВА	0-1	26,477-j14,408
	0-3	22,345-j11,507
	0-5	17,306-j9,308
	0-6	20,214-j14,02
	1-2	6,089-j4,186
	2-3	8,072-j4,547
	3-4	2-j1,077
	4-5	5,087-j1,809
	6-7	6,012-j4,749
	7-1	7,129-j3,739
Рівень напруги в пунктах, U_s	1	119,223
	2	117,586
	3	119,029
	4	118,498
	5	119,41
	6	118,595
	7	117,655

Розрахункова схема на третій ітерації зображена на рис. 1.16.

Обчислимо потужність БП:

$$\begin{aligned}
 S_{БП}^{(3)} &= S_{рез01}^{(3)} + S_{рез03}^{(3)} + S_{рез06}^{(3)} + S_{рез05}^{(3)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z01}^{(3)} + \Delta S_{z03}^{(3)} + \Delta S_{z06}^{(3)} + \Delta S_{z05}^{(3)}) + \underline{Y}_{0n} \cdot U_0^2 = \\
 &= (26,48 - j14,41) + (22,34 - j11,51) + (17,31 - j9,3) + (20,21 - j14,02) + 0,5 \cdot ((0,194 - j0,669) + \\
 &+ (0,278 - j0,49) + (0,175 - j0,3) + (0,187 - j0,64)) + j0,048 \cdot 10^{-4} \cdot 121 = 86,759 - j43,89 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

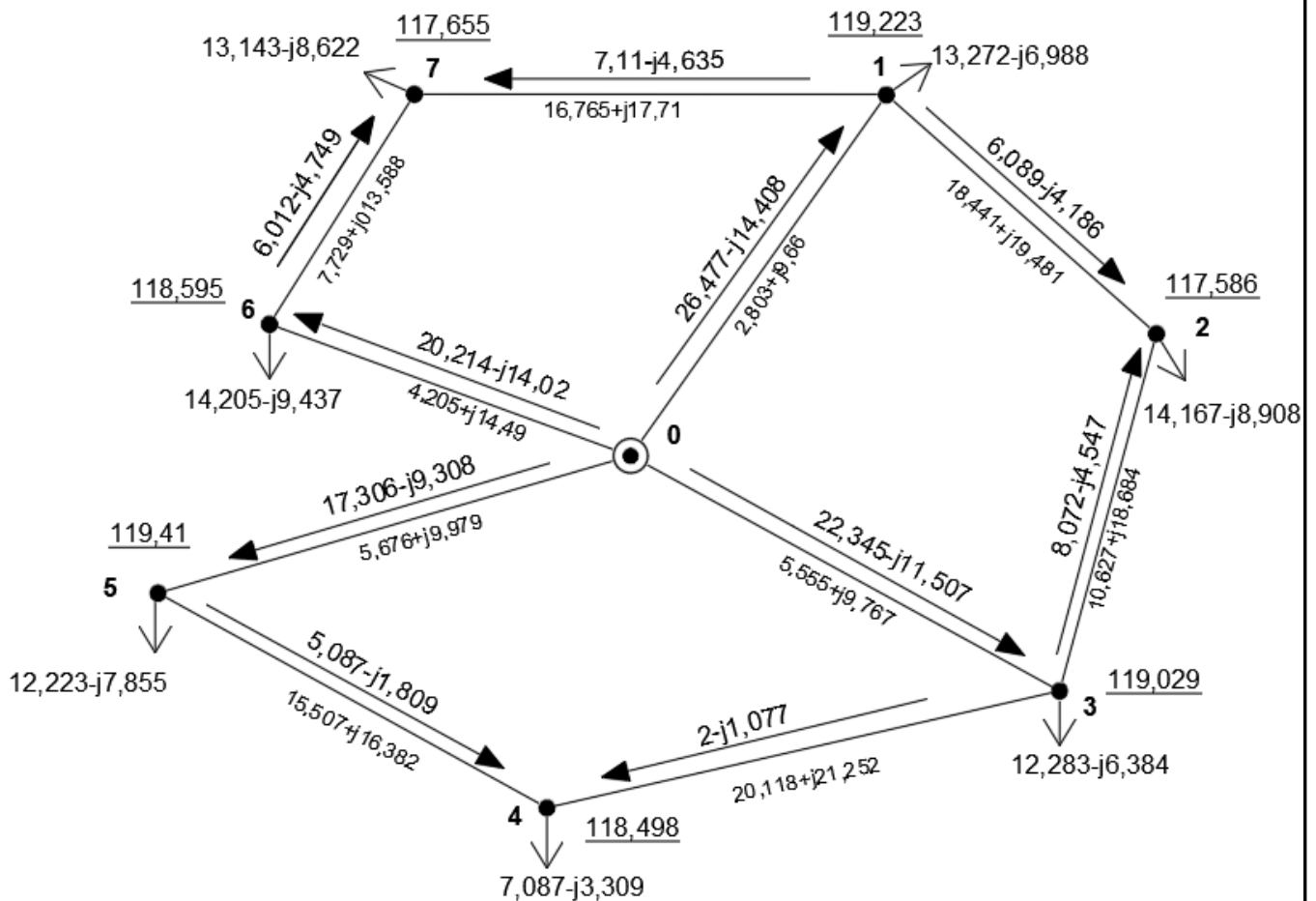


Рисунок 1.16 –Результуюча розрахункова схема

Розрахуємо повні втрати потужності на третій №3:

$$\Delta S_{\Sigma}^{(3)} = S_{\Sigma}^{(3)} - S_{\Sigma} = (86,759 - j43,89) - (85,31 - j61,06) = 1,44 + j17,177 \text{ МВА.}$$

Зміна сумарних втрат потужності на третій ітерації розрахунку складе:

$$\partial S_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta S_{\Sigma}^{(3)} - \Delta S_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta S_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100\% = \frac{|(1,44 + j17,164) - (1,44 + j17,177)|}{|(1,44 + j17,177)|} \cdot 100\% = 0,078\%$$

Ітераційний розрахунок завершено оскільки зміна втрат менше 2%.

Обчислимо струмове навантаження на ділянках. Ділянка 0-1:

$$I_{\max 0-1} = \frac{\sqrt{(P_{\text{рез } 0-1}^{(3)})^2 + (Q_{\text{рез } 0-1}^{(3)})^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot \sqrt{U_0^2 + (U_1^{(3)})^2} \cdot n_L} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{(26,489)^2 + (-14,41)^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot \sqrt{121 + (119,2)^2}} \cdot 10^3 = 144,889 \text{ А.}$$

Решта розрахунків наведені у табл. 1.40.

Таблиця 1.40 – Допустимість струмового навантаження в післяаварійному режимі

Ділянка	0-1	0-3	0-6	0-5	3-4
Струмове навантаження, А	144,889	120,905	118,549	94,379	11,044
Тривало допустимий струм $I_{\text{доп}}$, А	610	390	610	265	265
Ділянка	6-7	7-1	4-5	1-2	2-3
Струмове навантаження, А	37,1446	39,239	26,207	36,032	45,213
Тривало допустимий струм $I_{\text{доп}}$, А	265	265	390	265	390

Перевірка виконується.

1.13 Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів в режимі максимального навантаження.

Знаходження втрат в обмотках ПС №1:

$$\Delta U_{m\phi 1} = \frac{(P_{ch1} + P_{nh1} + \Delta P_{tz1} + g_{\phi m1} \cdot U_{m1}^2) \cdot r_{\phi \phi 1}}{U_{m1}} - \frac{(Q_{ch1} + Q_{nh1} + \Delta Q_{tz1} + b_{\phi m1} \cdot U_{m1}^2) \cdot x_{\phi \phi 1}}{U_{m1}} =$$

$$= \frac{(7 + 5 + 0,034 + 3,478 \cdot 119,452^2) \cdot 1,292}{119,452} - \frac{(-3,778 - 2,42 - 0,921 - 2,42 \cdot 10^{-5} \cdot 119,452^2) \cdot 44,428}{119,452} =$$

$$= 1,954 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mc1} = \frac{P_{ch1} \cdot r_{\phi c1} - Q_{ch1} \cdot x_{\phi c1}}{U_{m1} - \Delta U_{m\phi 1}} = \frac{6 \cdot 1,292 + 4,558 \cdot 0}{119,452 - 1,954} = 0,066 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mn1} = \frac{P_{nh1} \cdot r_{\phi n1} - Q_{nh1} \cdot x_{\phi n1}}{U_{m1} - \Delta U_{m\phi 1}} = \frac{7 \cdot 1,292 + 3,778 \cdot 25,83}{119,452 - 1,954} = 0,908 \text{ кВ}.$$

Напруги СН і НН, що є приведеними до вищої напруги для ПС №1:

$$U_{nc1} = U_{m1} - \Delta U_{m\phi 1} - \Delta U_{mc1} = 119,452 - 1,954 - 0,09 = 116,525 \text{ кВ};$$

$$U_{nn1} = U_{m1} - \Delta U_{m\phi 1} - \Delta U_{mn1} = 119,452 - 1,954 - 0,659 = 117,368 \text{ кВ};$$

Знайдемо відносну кількість витків РПН для ПС №1:

$$\omega_{\phi ж 1} = \frac{U_{nn1} \cdot U_{mn1}}{U_{m\phi 1} \cdot U_{ндж}} - 1 = \frac{117,368 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = 0,062.$$

Ступінь регулювання РПН:

$$N_{\phi 1} = \frac{\omega_{\phi ж 1}}{\omega_{\phi 0}} = \frac{0,062}{0,0178} = 3,456;$$

$$N_{\phi 1}^{cm} = 3.$$

Стандартна відносна кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_{\phi 1}^{cm} = N_{\phi 1}^{cm} \cdot \omega_{\phi 0} = 3 \cdot 0,0178 = 0,018.$$

Значення фактичних напруг режиму максимальних навантажень:

$$U_{нд1} = \frac{U_{nn1} \cdot U_{mn1}}{U_{m\phi 1} \cdot (1 + \omega_{\phi 1}^{cm})} = \frac{117,368 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0,018)} = 10,581 \text{ кВ}.$$

Обрахунки вибору відгалудження РПН, які виконані аналогічним способом, приведені у табл. 1.41.

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		71

Кількість регулювальних витків ПБЗ для ПС №1:

$$\omega_{сж1} = \frac{U_{сдж1} \cdot U_{m\epsilon 1} \cdot (1 + \omega_{\epsilon 1}^{cm})}{U_{nc1} \cdot U_{mc1}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 + 0,018)}{116,525 \cdot 38,5} - 1 = 0,032$$

Ступінь регулювання ПБЗ трансформаторів:

$$N_{c1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{c0}} = \frac{0,032}{0,025} = 1,286;$$

$$N_{c1}^{cm} = 1.$$

Розрахунок відносного числа регулювальних витків ПБЗ:

$$\omega_{c1}^{cm} = N_{c1}^{cm} \cdot \omega_{c0} = 1 \cdot 0,025 = 0,025.$$

Фактичне значення рівня напруги на шинах СН підстанції 1:

$$U_{nc1} = \frac{U_{nc1} \cdot U_{mc1} \cdot (1 + \omega_{c1}^{cm})}{U_{m\epsilon 1} \cdot (1 + \omega_{\epsilon 1}^{cm})} = \frac{116,525 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,025)}{115 \cdot (1 + 0,025)} = 38,233 \text{ кВ}.$$

Наведемо результат вибору відгалужень ПБЗ за аналогічним розрахунком у табл. 1.41.

Таблиця 1.41 – РПН та ПБЗ у силових трансформаторів при режимі максимальних навантажень

Пункт	N _B	N _C	U _H , кВ	U _C , кВ
1	3	1	10,581	38,233
2	3	2	10,384	38,491
3	2	1	10,552	38,317
4	2	-	10,528	-
5	2	1	10,544	38,288
6	3	4	10,568	38,258
7	3	2	10,526	38,92

1.14. Відгалудження РПН і ПБЗ трансформаторів у післяаварійному режимі

Розрахунок виконаємо аналогічні до режиму максимальних навантажень. Результати наведено у табл. 1.42.

Таблиця 1.42 – Відгалудження РПН та ПБЗ у післяаварійному режимі

Пункт	N_B	N_C	U_H , кВ	U_C , кВ
1	3	1	10,566	38,179
2	2	1	10,555	38,193
3	2	1	10,55	37,309
4	2	-	10,527	-
5	2	1	10,544	38,287
6	3	2	10,463	38,806
7	3	2	10,452	38,65

Висновки до розділу 1

За методом моментів потужності синтезовано 6 конфігурацій схеми електричної мережі. За критерієм мінімальної сумарної довжини ПЛ та техніко-економічного порівняння рекомендовано схеми №2 та №4. Результат техніко-економічного порівняння показав, що для подальшого розрахунку слід використовувати першу схему, оскільки вона характеризується меншими сумарними дисконтованими витратами.

За результатами розрахунку струмів ділянок визначено оптимальні перерізи сталюалюмінієвих проводів в діапазоні 70 – 240 мм². Вибрано тип та потужність встановлених трансформаторів у пунктах навантаження.

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		73

Результат розрахунку опорних режимів, а саме режиму максимальних навантажень та післяаварійного режиму, показав , що струми ділянок мережі менші за гранично допустимі значення по нагріву провoda, напруги у вузлах лежать в межах регульовального діапазону силових трансформаторів.

Регульовальні відгалуження РПН та ПБЗ для цих режимів, забезпечують бажані рівні напруги на шинах СН та НН.

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		

2 ВПЛИВ НЕСИМЕТРИЧНИХ ДЖЕРЕЛ СПОТВОРЕННЯ НА РЕЖИМ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Основні проблеми впливу несиметричних джерел в мережі

У багатьох розвинених країнах відхилення показників якості електроенергії від номінальних значень стали постійним фактором, що істотно знижує ефективність електричного обладнання електричних мереж і споживачів.

В Україні ситуація з якістю електроенергії погіршується через недостатню передачу потужності в мережах (особливо низької напруги, довжина яких досягає 50% від загальних довжин всіх ліній), цьому сприяють:

- відсутність коштів на ремонт та модернізацію електричного обладнання;
- застарілі методи проектування і експлуатації мереж;
- відсутність сучасних засобів вимірювання та контролю якості електричної енергії та ефективні пристрої для її підвищення.

Зменшення показників якості електроенергії призводить, з одного боку, до збільшення втрат напруги і потужності мереж, що знижують їх пропускну здатність, знижують надійність електроживлення, і з іншого боку, до порушення нормальної роботи та скорочення терміну служби електрообладнання, зменшення кількості та якості виробленої енергії, зниження продуктивності передачі.

Спотворення форми кривої напруги має помітний вплив на виникнення і перебіг шкідливих процесів у ізоляції електричних машин і трансформаторів. З допустимим значенням несиметрії напруги 2% і несинусоїдальності 5%, термін служби асинхронних двигунів знижені на 21%, синхронних – на 32%, трансформаторів – 8%, конденсатори - 40%. При зниженні напруги на 10% термін служби електродвигунів зменшується вдвічі, а зі збільшенням напруги на 10% , термін служби освітлювальних установок зменшується в 4 рази.

Втрати електричної потужності в мережах обумовлені несинусоїдальністю, асиметрією і дисбалансом напруги, майже вдвічі збільшуються.

Специфічний вплив на різні типи обладнання, системи релейного захисту, автоматизацію, дистанційне керування і зв'язок виявляються по-різному і залежить від амплітудного спектру напруг (струмів), параметрів електричних мереж та інших факторів.

У загальному випадку немає визначеної залежності між енергією гармонічної інтерференції і ступенем її впливу на електричні мережі. З цієї причини, в різних країнах існують суттєво різні стандарти (норми, керівні принципи, нормативні положення і т.д.), в яких, однак, існує тенденція до обмеження несинусоїдальності в місцях з'єднання джерел несमितречного навантаження та їх проникнення в мережі інших класів напруг.

Наведемо негативні ефекти гармонік:

1. Вихід з ладу конденсаторів. Коли гармоніки перевищують допустимі рівні, банки-конденсатори не можуть швидко змінити свої характеристики для подальшої нормальної роботи.

2. Вплив на комунікацію лінії електропередач. Гармоніки - це перешкоди для несучої частоти лінії електропередачі, комунікаційного обладнання, що викликає втрату даних і неправильну роботу дистанційного обладнання.

3. Збільшення втрат потужності і перегріву синхронних і асинхронних машин.

4. Збільшення напруги або струмів гармоніки в розподільчій мережі за рахунок послідовних або паралельних резонансів.

5. Порушення ізоляції кабелю внаслідок перенапруг, викликаних гармоніками.

6. Втручання в телекомунікації.

7. Вплив на точність вимірювальних приладів.

8. Порушення захисних пристроїв або зниження їх характеристик. Напівпровідникові та мікропроцесорні системи особливо чутливі до гармонік.

9. Вплив на частотно-регульовані приводи та системи збудження генераторів електростанцій.

10. Вібрація вала асинхронних і синхронних машин.

11. Нестабільна робота цифрових реле за допомогою алгоритмів, заснованих на аналізі вибірки даних або впливу гармонік, також залежать від гармонічних джерел, розташування і характеристики мережі. Такі ж гармоніки з різних джерел можуть мати різний ефект, залежно від їх фази.

За даними європейських дослідницьких інститутів, внаслідок низької якості електричної енергії, промисловість втрачала понад 150 мільярдів євро на рік. З них гармонійні ефекти становлять 1,3 млрд. євро. Але якщо взяти до уваги вплив гармонік на обладнання релейного захисту і можливі відключення споживачів, втрати можуть становити більше 100 млрд. євро.

Організації енергопостачання зазвичай відмовляються від відповідальності за причини появи гармонік, вводячи стандарти або рекомендації для обмеження рівнів гармоніки в точці загального з'єднання. Ці документи не враховують тип обладнання розподільчих систем і, відповідно, пошкодження, яке гармоніки можуть викликати для мережного та споживчого обладнання.

Втрати суб'єктів процесу розподілу електричної енергії від зниження її якості при перевищенні допустимих норм, повинні бути оплачені джерелами спотворення. Для стимулювання встановлення компенсаційного обладнання необхідно ввести системи штрафів.

2.2 Методи виявлення джерел спотворення напруги та струму

Розрізняють дві групи підходів до виявлення джерел спотворення напруги:

1. Група, заснована на вимірах у точці загального приєднання з відомим або невідомим імпедансом мережі та споживача;

2. Група, заснована на вимірах, виконаних в різних точках системи постачання, з використанням оцінки стану мережі.

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		77

Друга група виявлення гармонічних джерел включає комплексні алгоритми оптимізації розміщення датчиків по всій системі. Для цієї групи характерна розподільна мережа, в якій розташована деревоподібна структура з єдиною потужністю.

Розглянемо методи виявлення джерел спотворення, пов'язаних з першою групою:

1. Методи, засновані на гармонійному значенню потужності гармонік:

$$P_i = \frac{U_{ic}I_{ic} + U_{is}I_{is}}{2};$$

$$Q_i = \frac{U_{ic}I_{is} + U_{is}I_{ic}}{2},$$

де: P_i , Q_i – активна і реактивна потужність i -ї гармоніки;

U_{ic} , U_{is} – косинусоїдні і синусоїдні компоненти напруги i -ої гармоніки.;

I_{ic} , I_{is} – косинусоїдні і синусоїдні компоненти струму i -ої гармоніки.

2. Метод постійної та змінної складової навантаження, згідно з яким вимірюється струм $i(t)$, сума постійної $i_n(t)$, сума змінної складової струмів $i_n(t)$:

$$i_n(t) = \sum \frac{I_1}{U_1} \sqrt{2} U_k \sin(k\omega t + \theta_k + k(\phi_1 - \theta_1));$$

$$i_d(t) = i(t) - i_n(t),$$

де: U_1 , I_1 – середньоквардратичні напруга та струм першої гармоніки;

θ_1 , ϕ_1 – фазові кути напруги та струму першої гармоніки;

θ_k – фазовий кут напруги k -ї гармоніки.

3. Метод спотворення струму.

Навантаження представлено у вигляді еквівалентного лінійного опору першої гармоніки:

$$|Z_1| = \frac{U_1}{I_1},$$

де: U_1, I_1 – середньоквардратичні напруга та струм першої гармоніки.

Тоді:

$$R = |Z_1| \cos \varphi_1;$$

$$X = |Z_1| \sin \varphi_1,$$

де: R - активний опір; X - реактивний опір.

$$L = \frac{X_1}{2\pi f_1}.$$

Реактивний опір k -ї гармоніки:

$$X_k = 2\pi k f_1 L.$$

Без урахування поверхневого ефекту та сталого активного опору:

$$|Z_k| = \sqrt{R^2 + X_k^2};$$

$$\varphi_k = \operatorname{tg}^{-1} \frac{X_k}{R}.$$

Струм, споживаний ідеальним лінійним навантаженням:

$$i_L(t) = \sum \frac{U_k}{|Z_k|} \sqrt{2} \sin(2\pi k f t + (\theta_k - \varphi_k)).$$

Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата

Нелінійний струм — це різниця між виміряним струмом і розрахунковим ідеальним струмом:

$$I_{nL}(t) = i(t) - i_L(t).$$

Другий і третій з перелічених методів виявлення джерел спотворення, засновані на припущенні про лінійність імпедансу навантаження на всіх частотах, що не зовсім коректно. Наприклад, наявність гармонічного фільтра зводить до нуля це припущення. Найбільш універсальним є метод визначення потоку потужності, який генерується несиметричним джерелом, оскільки використовуються тільки виміряні значення без будь-яких припущень.

Недоліком цього методу є відсутність розгляду взаємних потоків потужності спотворення, що виникають при наявності декількох гармонічних джерел в розподільчій мережі. Власне, ЕРС несиметричних джерел можуть мати різні значення і внутрішні імпедансні кути.

Як метод аналізу гармонік, у більшості випадків використовується перетворення Фур'є, якщо неможливо достовірно ідентифікувати джерела спотворення і ступінь участі кожного суб'єкта мережі в розподілі вторинної потужності вищих гармонік (у разі швидкої зміни нелінійного навантаження). Застосування компенсації вирішує цю проблему лише частково.

2.3 Оцінка рівня напруги і ступеня спотворення у вузлах навантаження при несинусоїдальності

У загальному випадку криві напруг і струмів в промислових електричних мережах можуть розглядатися як амплітудно-модульовані коливання з випадковим законом зміни амплітуди і початкової фази, для напруги:

$$u(t) = U_m \sin(\omega t + \psi_v), \quad (1)$$

де: $u(t)$ и $U_m(t)$ – відповідно миттєве і амплітудне значення напруги для моменту часу t ;

$\psi(t)$ – початкова фаза.

Вираз для струму $i(t)$ аналогічний по структурі. Тимчасовий підхід до дослідження нелінійних спотворень не завжди зручний для практичного застосування. Переважне поширення набув спектральний підхід, заснований на представленні $u(t)$ і $i(t)$ у вигляді сукупності елементарних коливань. Якщо навантаження працює в "спокійному" режимі, то вирази для напруги $u(t)$ і струму $i(t)$ представляються рядом Фур'є:

$$u(t) = U_0 + \sum_{v=1}^n U_{vm} \sin(v\omega t + \psi_{Uv}); \quad (2)$$

$$i(t) = I_0 + \sum_{v=1}^n I_{vm} \sin(v\omega t + \psi_{Iv}), \quad (3)$$

де: U_0, I_0 – постійна складова;

$U_{vm} \sin(v\omega t + \psi_{Uv}), I_{vm} \sin(v\omega t + \psi_{Iv})$ – вища гармоніка або гармонійна складова v -го порядку з амплітудою U_{vm} і I_{vm} та початковою фазою ψ_{Uv} і ψ_{Iv} ;

n – порядок (номер) останньої з врахованих гармонік.

2.4 Оцінка впливу погіршення якості електроенергії на втрати активної потужності та зменшення терміну експлуатації обладнання

Звичайне електричне обладнання, яке використовується в електричних мережах, призначене для роботи в умовах симетрії напруги, синусоїдальної форми її кривих і рівня, рівного або близького до номінального значення. При відхиленнях показників КЕ, що перевищують нормовані стандартні значення, нормальна робота електрообладнання або взагалі неможлива, або може бути забезпечена тільки при значному зниженні навантаження. Слід зауважити, що зниження ефективності роботи електроприймачів має місце і при зміні показників КЕ в технічно допустимих діапазонах. Для визначення економічно

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		81

доцільних кордонів зміни показників КЕ і областей застосування КУ необхідна кількісна оцінка збитку, обумовленого зниженням КЕ. Він проявляється в збільшенні втрат активної потужності і електроенергії, скорочення терміну експлуатації ЕО, збільшення капітальних вкладень в систему електропостачання, збільшенні споживання реактивної потужності, порушення нормальної роботи технологічних процесів.

Перші три види наслідків мають місце в основному електротехнічному обладнанні систем електропостачання, до якого відносяться: асинхронні двигуни, синхронні машини, силові трансформатори, силові конденсатори, освітлювальні прилади, лінії електропередач.

Збільшення капітальних вкладень в систему електропостачання обумовлено необхідністю установки в ній більш потужного ЕО в порівнянні з тим, яке потрібно за умовами симетричного і синусоїдального режиму.

Порушення нормальної роботи технологічного процесу, внаслідок погіршення КЕ, супроводжується зниженням якості і кількості продукції, що випускається. Четвертий вид наслідків обумовлений збільшенням споживання реактивної потужності нелінійними навантаженнями.

Силові трансформатори

Робота електричної мережі в несиметричних і несинусоїдальних режимах призводить до збільшення втрат і в силових трансформаторах. Так як трансформатор - статичний пристрій, то порядок чергування фаз не впливає на характер протікаючих в ньому процесів, що дозволяє застосовувати для розрахунку втрат від протікання струму зворотної послідовності методи, використовувані в розрахунках симетричних режимів.

Втрати потужності холостого ходу і короткого замикання від струмів вищих гармонік мають досить складну залежність, так як на їх величину крім геометричних розмірів впливають поверхневий ефект, вихрові струми і наявність магнітних полів розсіювання. У нормальних синусоїдальних режимах втрати, зумовлені вихровими струмами невеликі і складають в середньому 5% від номінальних втрат к.з. трансформатора. Однак, при протіканні струмів вищих гармонік додаткові втрати різко зростають і можуть досягати 30 — 50%. $\Delta P_{кз}$.

Силові конденсатори

Збільшення втрат в конденсаторах, обумовлене спотворенням живлячих напруг, становить невелику частку в сумарних додаткових втратах, що виникають в електричних мережах і у споживачів. Однак, в силу малих габаритних показників конденсаторів на 1 кВАр встановленої потужності, ці втрати можуть приводити до суттєвого зростання температури конденсаторів і скорочення їх терміну служби.

Найбільш небезпечними для конденсаторов є струми вищих гармонік. Зменшення реактивного опору струмів вищих гармонік пропорційно номеру гармоніки, що може призвести до перевантаження конденсаторів по струму.

Для трансформатора Т1 10000 кВА 35/6 кВ була проведена серія розрахунків зміни додаткових втрат потужності і його терміну служби при різних показниках якості електроенергії та величини навантаження. Розрахунки проводились для коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності, який відповідає середньому значенню за період вимірювань:

- 1,15% – середнім значенням максимальних півгодинних значень;
- 4,397% – максимального значення за період вимірювань ;
- 7,23% – нормально допустимому значенню;
- 2% – гранично допустимому значенню;
- 4% – значень за ГОСТ 13109-97.

Як показники несинусоїдальності режиму були обрані середні і максимальні значення коефіцієнтів n-ї гармонічної складової напруги фаз А, В, і С за час проведення вимірювань, нормально і гранично допустимі значення відповідно до ГОСТ 13109-97. У табл. 2.1 наведені результати розрахунку додаткових втрат при завантаженні трансформатора близькою до номінальної. В якості розрахункових значень для трансформатора Т1 були прийняті:

- потужність – 10000 кВА;
- напруга короткого замикання – 7,5 %;
- втрати холостого ходу – 14,5 кВт;
- втрати потужності короткого замикання – 65 кВт .

Таблиця 2.1 – Додаткові втрати потужності трансформатора Т1 10 МВА 35/6 кВ при номінальному навантаженні.

Коефіцієнт несиметрії напруги, [%]	Значення коефіцієнтів n-ой гармонійної складової напруги			
	Середні	Максимальні	Нормально допустимі	Гранично допустимі
1,15	2,705	109,349	6,538	12,798
2	5,803	112,447	9,636	15,896
4	19,687	126,331	23,520	29,780
4,397	23,544	130,188	27,377	33,637
7,23	61,655	168,299	65,488	71,748

З табл. 2.1 ми бачимо, що додаткові втрати потужності в трансформаторі Т1 при завантаженні близьким до номінального знаходяться в діапазоні від 2,705 кВт до 168,299 кВт, що становить від 3,4 до 242,1% від номінальних втрат. Найменше значення відповідає середньому значенню коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності і середнім значенням коефіцієнтів n-ї гармонійної складової напруги в 3-х фазах за період вимірювань. Найбільше значення відповідає максимальному значенню K_u і максимальним значенням $K_U(n)$, зафіксованим за період вимірювань. Слід зазначити, що навіть при нормально допустимих значеннях параметрів якості електроенергії, додаткові втрати становлять 9,636 кВт або 12,1%, а при гранично допустимих - 15,896 кВт або майже 20 % від величини номінальних втрат.

Додаткові втрати, як уже зазначалося вище, призводять до додаткового нагрівання обладнання і, отже, до прискореного старіння ізоляції і скорочення терміну його служби. Існує кілька методик оцінки зниження терміну експлуатації обладнання. Кратність зниження терміну експлуатації обладнання показує у скільки разів він зменшиться при постійній дії негативних чинників.

Таблиця 2.2 – Кратність зниження терміну експлуатації трансформатора Т1 10 МВА 35/6 кВ при номінальному завантаженні.

Коефіцієнт несиметрії напруги, [%]	Значення коефіцієнтів n-ой гармонійної складової напруги			
	Середні	Максимальні	Нормально допустимі	Гранично допустимі
1,15	1,094	808,998	1,371	1,997
2	1,127	833,865	1,413	2,058
4	1,291	955,043	1,619	2,357
4,397	1,341	991,729	1,681	2,448
7,23	1,946	1439,282	2,439	3,553

Це пов'язано з тим, що в даній методиці для розрахунків використовуються узагальнюючі коефіцієнти, які характеризують досить велику групу однотипного обладнання. Тобто параметри конкретного обладнання (в даному випадку трансформатора) враховані приблизно. Крім того, на термін експлуатації трансформатора впливають і інші фактори: кількість, потужність і тривалість коротких замикань, рівень його завантаження, величини динамічних дій при різкозмінних навантаженнях, якість матеріалів та їх виготовлення, кліматичні умови.

Тому коректніше говорити про потенційно зниженні терміни експлуатації обладнання. Ця інформація може бути використана при плануванні заходів по контролю за станом обладнання, проведення сервісних та планових ремонтних робіт.

Як показали розрахунки, зниження терміну служби трансформатора Т1 при середніх значеннях несиметрії і гармонік складе орієнтовно 1,094 рази; при відхиленнях показників якості рівним нормально допустимих значень - 1,413; гранично допустимим - 2,357. Тобто, термін служби трансформатора Т1 при середніх значеннях несиметрії і гармонік складе 91,4% від вихідного, а при виконанні вимог ГОСТ 13109-97 не менше, ніж 69,34% від початкового. Останнє

значення отримано з припущення того, що 95% часу будуть діяти нормально допустимі значення відхилення показників якості електроенергії, а 5% часу - гранично допустимі.

При наявності гармонік, значення яких дорівнюють максимальним зафіксованим за час вимірювань, термін служби трансформатора знижується в 808 - 1439 разів. Не слід забувати, що таке зниження терміну служби спостерігалось б при постійному впливі максимальних значень несиметрії і гармонік. Реально такі режими практично не можливі, а якщо вони і виникають, то їх тривалість мізерно мала. Тому їх часткової внесок в загальне скорочення терміну служби обладнання незначний.

Для зіставлення результатів і визначення зниження терміну служби трансформаторів при завантаженні менше номінальної була використана інша методика, яка заснована на обліку перевищення температури обмоток через додаткових втрат в трансформаторі.

Перевищення температури можна визначити за формулою:

$$\Delta \tau = \tau_{mn} \left[\left(\frac{\sum P}{\sum P_n} \right)^{n_0} - 1 \right] + \tau_{(об-м)н} (\beta^{2n} - 1), \quad (4)$$

де: τ_{mn} и $\tau_{(об-м)н}$ — усталене перевищення температури відповідно масла і обмоток при номінальних умовах;

ΣP — сума втрат в номінальному режимі і додаткових втрат від струмів зворотній послідовності і вищих гармонік;

ΣP_n — сумарні втрати при номінальних умовах;

β — коефіцієнт завантаження трансформатора, який дорівнює відношенню фактичного до номінального струму;

n, n_0 — коефіцієнти, значення яких знаходиться в діапазоні 0,7- 0,8 та 0,6 – 0,8.

Згідно з рядом досліджень було встановлено, що при певному незмінному збільшенні температури $\Delta \theta$ термін служби ізоляційних матеріалів класу А

зменшується вдвічі (правило Монтзінгера) . Тоді кратність зниження терміну служби обладнання можна визначити за формулою:

$$\gamma = 2^{\frac{\Delta\tau}{\Delta\theta}} \quad (5)$$

Величина параметра $\Delta\theta$ знаходиться в діапазоні 5 – 10 °С. Загальноприйнято в більшості випадків вести розрахунки з середньою величиною $\Delta\theta = 8^\circ\text{C}$. Приймаючи $\tau_{\text{мн}} = 40^\circ\text{C}$, $\tau_{(\text{об-м})\text{н}} = 25^\circ\text{C}$, $n=p_0= 0,7$ і дані про додаткові втрати з табл. 3.2, розраховуємо по (4) і (5) кратність зниження терміну служби трансформатора Т1 10 МВА 35/6 кВ (табл. 2.3).

Таблиця 2.3 – Перевищення температури і кратність зниження терміну служби трансформатора Т1 10 МВА 35/6 при номінальному завантаженні

Коефіцієнт несиметрії напруги, [%]	Значення коефіцієнтів n-ой гармонійної складової напруги							
	Середні		Максимальні		Нормально допустимі		Гранично допустимі	
	$\Delta\tau, ^\circ\text{C}$	γ	$\Delta\tau, ^\circ\text{C}$	γ	$\Delta\tau, ^\circ\text{C}$	γ	$\Delta\tau, ^\circ\text{C}$	γ
1,15	0,948	1,086	33,297	17,902	2,275	1,218	4,406	1,465
2	2,022	1,191	34,136	19,253	3,335	1,335	5,444	1,603
4	6,700	1,787	37,850	26,562	7,957	1,992	9,978	2,374
4,397	7,964	1,994	38,869	29,012	9,206	2,220	11,207	2,641
7,23	19,785	5,552	48,649	67,701	20,917	6,124	22,746	7,176

Як видно з табл. 2.2 і 2.3 результати розрахунків кратності зниження терміну служби трансформатора при збільшенні несиметрії і несинусоїдальності дещо відрізняються. Так, кратність зниження терміну служби трансформатора Т1 при середніх значеннях несиметрії і гармонік складе орієнтовно 1,086 рази,

при відхиленнях показників якості рівним нормально допустимим – 1,335, гранично допустимим – 2,374.

При постійно діючих відхиленнях показників якості, рівним середнім значення несиметрії і несинусоїдальності за період вимірювань термін експлуатації трансформатора Т1 складе 92,08% від вихідного, а при показниках якості електроенергії, які задовольняють вимогам ГОСТ 1319-97, не менше, ніж 73,27% від початкового.

Визначимо тепер додаткові втрати, усталене перевищення температури і кратність зниження терміну служби при завантаженні трансформатора Т1 на 80% від номінальної (табл. 2.4 і 2.5).

Таблиця 2.4 – Додаткові втрати потужності трансформатора Т1 10 МВА 35/6 кВ при завантаженні трансформатора 80% від номінальної

Коефіцієнт несиметрії напруги, [%]	Значення коефіцієнтів n-ой гармонійної складової напруги			
	Середні	Максимальні	Нормально допустимі	Гранично допустимі
1,15	1,736	70,362	4,202	8,229
2	3,720	72,346	6,186	10,213
4	12,612	81,238	15,078	19,105
4,397	15,082	83,708	17,548	21,575
7,23	39,490	108,116	41,956	45,983

Цей факт свідчить про те, що при зниженні завантаження трансформатора перевищення температури, а отже, і зниження терміну служби трансформатора, відбувається тільки при максимальних значеннях несиметрії або гармонік.

Таблиця 2.5 – Перевищення температури і кратність зниження терміну служби трансформатора Т1 10 МВА 35/6 кВ при завантаженні трансформатора на 80%

Коефіцієнт несиметрії напруги, [%]	Значення коефіцієнтів n-ой гармонійної складової напруги							
	Середні		Максимальні		Нормально допустимі		Гранично допустимі	
	$\Delta\tau, ^\circ\text{C}$	γ	$\Delta\tau, ^\circ\text{C}$	γ	$\Delta\tau, ^\circ\text{C}$	γ	$\Delta\tau, ^\circ\text{C}$	γ
1,15	-11,006	0,385	10,727	2,533	-10,147	0,415	-8,761	0,468
2	-10,315	0,409	11,304	2,663	-9,462	0,441	-8,085	0,496
4	-7,273	0,533	13,861	3,323	-6,445	0,572	-5,107	0,642
4,397	-6,444	0,572	14,563	3,532	-5,623	0,614	-4,295	0,689
7,23	1,431	1,132	21,345	6,356	2,198	1,210	3,441	1,347

При завантаженні трансформатора на 80% від номінальної втрати в міді трансформатора і додаткові втрати, викликані несиметрією і несинусоїдальності напруг і струмів, зменшуються приблизно в 1,56 рази. Стале перевищення температури в більшості випадків має від'ємне значення.

Подальше зниження навантаження до 50% від номінального призводить до таког л зменшення додаткових втрат (табл. 2.6), що тільки в умовах максимальної несиметрії і максимальних гармонік ми маємо позитивне значення усталеного перевищення температури і скорочення терміну служби трансформатора (табл. 2.7). Так як такий режим несиметрії і несинусоїдальності в реальних умовах мало ймовірний, а в разі виникнення його тривалість буде мізерно мала, то можна вважати, що при 50% завантаженні трансформатора термін його експлуатації не скорочується.

Таблиця 2.6 – Додаткові втрати потужності трансформатора Т1 10 МВА 35/6 кВ при завантаженні трансформатора 50% від номінальної

Коефіцієнт несиметрії напруги, [%]	Значення коефіцієнтів n-ой гармонійної складової напруги			
	Середні	Максимальні	Нормально допустимі	Гранично допустимі
1,15	0,686	28,125	1,671	3,279
2	1,464	28,902	2,448	4,057
4	4,948	32,386	5,932	7,541
4,397	5,916	33,354	6,900	8,509
7,23	15,479	42,918	16,464	18,072

Таблиця 2.7 – Стале перевищення температури і кратність зниження терміну служби трансформатора Т1 10 МВА 35/6 кВ при завантаженні трансформатора на 50%

Коефіцієнт несиметрії напруги, [%]	Значення коефіцієнтів n-ой гармонійної складової напруги							
	Середні		Максимальні		Нормально допустимі		Гранично допустимі	
	$\Delta\tau, ^\circ\text{C}$	γ	$\Delta\tau, [^\circ\text{C}]$	γ	$\Delta\tau, [^\circ\text{C}]$	γ	$\Delta\tau, [^\circ\text{C}]$	γ
1,15	-11,374	0,373	-2,169	0,829	-11,029	0,385	-10,468	0,404
2	-11,102	0,382	-1,919	0,847	-10,758	0,394	-10,198	0,413
4	-9,889	0,425	-0,806	0,933	-9,549	0,437	-8,996	0,459
4,397	-9,555	0,437	-0,499	0,958	-9,216	0,450	-8,665	0,472
7,23	-6,311	0,579	2,496	1,241	-5,983	0,595	-5,449	0,624

Для цих умов несиметрії та несинусоїдальності визначимо додаткові втрати (табл. 2.8) і зниження терміну служби (табл. 2.9) батареї конденсаторів БК-5 потужністю $Q = 8430$ кВАр, приєднаної до шин 35 кВ.

Таблиця 2.8 – Додаткові втрати потужності БК-5 8430 кВАр 35 кВ

Кофіцієнт несиметрії напруги, [%]	Значення коефіцієнтів n-ой гармонійної складової напруги			
	Середні	Максимальні	Нормально допустимі	Гранично допустимі
1,15	0,133	14,474	0,858	1,926
2	0,140	14,481	0,864	1,932
4	0,170	14,511	0,895	1,963
4,397	0,178	14,519	0,903	1,971
7,23	0,262	14,603	0,987	2,054

Таблиця 2.9 – Кратність зниження терміну служби БК-5 8430 кВАр 35 кВ

Кофіцієнт несиметрії напруги, [%]	Значення коефіцієнтів n-ой гармонійної складової напруги			
	Середні	Максимальні	Нормально допустимі	Гранично допустимі
1,15	1,014	4,423	1,092	1,219
2	1,014	4,426	1,093	1,220
4	1,018	4,440	1,096	1,223
4,397	1,018	4,444	1,097	1,224
7,23	1,027	4,482	1,107	1,235

Як бачимо, в реальних умовах експлуатації додаткові втрати активної потужності незначні. Тому при постійно діючих середніх значеннях коефіцієнта несиметрії напруги по зворотній послідовності і гармонік напруги, зниження терміну служби БК складе всього 1,38%.

Результати розрахунків показують, що несинусоїдальність напруги викликає більші додаткові втрати, ніж несиметрія.

Істотне зниження терміну експлуатації БК може спостерігатися при гармоніках близьких до гранично допустимих значеннях за ГОСТ 13109-97 (приблизно на 18%). При одночасному впливі гармонік, значення яких дорівнює максимальним за весь період вимірювань, термін експлуатації БК знижується приблизно в 4,4 рази.

Висновки до розділу 2

В ході порівняння було встановлено, що найбільш ефективним способом виявлення джерел спотворення електричної енергії є використання методу гармонічного потоку потужності, оскільки він включає в себе можливість розгляду взаємних потоків потужності спотворення, що виникають при наявності декількох джерел в розподільчій мережі.

Аналіз результатів вимірів показників якості електроенергії в електричних мережах показав, що значення коефіцієнту несиметрії напруги за зворотною послідовністю перевищує гранично допустиме значення на 4%.

За результатами гармонічної складової напруги видно, що для всіх трьох фаз середнє значення коефіцієнтів гармонічних складових напруги для 6, 8, 9 і 10 гармонік перевищують нормально допустимі значення.

Перевищення гранично допустимого значення коефіцієнта несинусоїдальності було зафіксовано для всіх трьох фаз. При завантаженні трансформатора 10 МВА 35/6 на 80%, термін експлуатації знижується тільки при максимальних зафіксованих значеннях гармонік та несиметрії.

Втрати потужності в батареях конденсаторів є не суттєвими. Зниження терміну експлуатації складають 1.5 – 2%, що задовільняє нормам.

ВИСНОВКИ

За методом моментів потужності синтезовано 6 конфігурацій схеми електричної мережі. За критерієм мінімальної сумарної довжини ПЛ та техніко-економічного порівняння рекомендовано схеми №2 та №4. Результат техніко-економічного порівняння показав, що для подальшого рзрахунку слід використовувати першу схему, оскільки вона характеризується меншими сумарними дисконтованими витратами.

За результатами розрахунку струмів ділянок визначено оптимальні перерізи сталевалюмінієвих проводів в діапазоні 70 – 240 мм². Вибрано тип та потужність встановлених трансформаторів у пунктах навантаження.

Результат розрахунку опорних режимів, а саме режиму максимальних навантажень та післяаварійного режиму, показав, що струми ділянок мережі менші за гранично допустимі значення по нагріву провода, напруги у вузлах лежать в межах регульовального діапазону силових трансформаторів.

Регульовальні відгалуження РПН та ПБЗ для цих режимів, забезпечують бажані рівні напруги на шинах СН та НН.

В ході порівняння було встановлено, що найбільш ефективним способом виявлення джерел спотворення електричної енергії є використання методу гармонічного потоку потужності, оскільки він включає в себе можливість розгляду взаємних потоків потужності спотворення, що виникають при наявності декількох джерел в розподільчій мережі.

Аналіз результатів вимірів показників якості електроенергії в електричних мережах показав, що значення коефіцієнту несиметрії напруги за зворотною послідовністю перевищує гранично допустиме значення на 4%.

За результатами гармонічної складової напруги видно, що для всіх трьох фаз середнє значення коефіцієнтів гармонічних складових напруги для 6, 8, 9 і 10 гармонік перевищують нормально допустимі значення.

Перевищення гранично допустимого значення коефіцієнта несинусоїдальності було зафіксовано для всіх трьох фаз. При завантаженні

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		93

трансформатора 10 МВА 35/6 на 80%, термін експлуатації знижується тільки при максимальних зафіксованих значеннях гармонік та несиметрії.

Втрати потужності в батареях конденсаторів є не суттєвими. Зниження терміну експлуатації складають 1.5 – 2%, що задовільняє нормам.

					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. – Киев: Наук. Думка, 1985.-268 с.
2. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 4-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 331 с. ил.
3. ГОСТ 13109-97 Межгосударственный стандарт. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
4. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 265 с. ил.
5. G.Atkinson-Hope, A. Petroianu. Power system harmonic field measurments and the application of standards including simulation. 8th International conference of harmonics and quality of power procciding. Athens, 1998. 710-713.
6. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет / А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский.- К.: Техніка, 1985.- 279 с., ил.
7. Г. Готтер. Нагрев и охлаждение электрических машин/ М.-Л.Госэнергоиздат, 1961. –264с.
8. Жежеленко И.В., Слепов Ю.В., Липский А.М., Тохтамыш В.В. Экономический аспект проблемы качества электроэнергии в системах электроснабжения промпредприятий.- Инструктив. Указания по проектированию электротехнических промышленных установок, 1977, №8, с. 13-20.
9. Linders J.R. Electric wave distortion: Their hidden costs and containmment.- Ibid., 1979, 15, p. 458-474.
10. Montsinger V.M., Clem J.E. Temperature limits for shorttime overloads for oil-insulated neutral grounding reactors and transformers.- Trans. AIEEE, 1956, 65, pt 11, p. 966-973.

11. Shaller D., Seider E. Berechnung des Einflusses einer Zweiphasenlast auf die Strom – und Spannungsunsymmetrie in Energieversorgungsnetzen.- Mitt. Inst. Energ., 1965, H.70, S586-596.

12. Linders J.R. Effects of power supply variations on AC motor characteristics.- IEEE Trans. Ind. Appl., 1972, 8, N4, p. 383-400.

13. Манькин Э.А. Потери на вихревые токи в обмотках трансформаторов принесинусоидальном токе. – Электричество, 1955, №2, с.48-52.

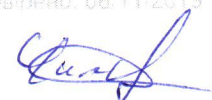
					ДП5213.6.050701.008 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата		96

Виконавчий за перевірку Дипломних
робіт не платит за кафедру електричних
мерет та систем, к.т.н. Чисевський В.В.

ДП_Пізнак

Завантажено: 06/11/2019

Перевірено: 06/11/2019



13.08.2019

База даних

90.41% Оригінальність

9.59% Схожість

277 Джерела

1. Year: 2017 Name: Ярослав Surname: Тарнавський Speciality Code: EC 4.97%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Тарнавський_Ярослав_Валерійович/Тарнавський Я.В. гр EC-31.pdf
2. Year: 2018 Speciality Code: EC 4.97%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Пашкевич_Igor_Юрійович/дп повний.pdf
3. Year: 2018 Speciality Code: EC 4.25%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Мисник_Андрій_Володимирович/Мисник повний.pdf
4. Year: 2018 Speciality Code: EC 4.19%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Дмитренко_Руслан_Вікторович/01 дмитренко диплом.pdf
5. Year: 2018 Speciality Code: EC 3.97%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Дмитренко_Олег_Миколайович/01 Готовый диплом Олег.pdf
6. Year: 2018 Speciality Code: EC 3.37%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Курилик_Олександр_Володимирович/Диплом Курилик_О.В..pdf
7. Year: 2018 Speciality Code: EC 2.22%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Омельчук_Юлія_Олегівна/Омельчук.pdf
8. Year: 2018 Speciality Code: EC 2.01%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Мірошник_Юрій_Володимирович/ДП_Мірошник_EC-42.pdf
1. Year: 2017 Name: Сергій Surname: Шупіло Speciality Code: EC 0.92%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Шупіло_Сергій_Володимирович/tttttttt.pdf
2. Year: 2017 Name: Олександр Surname: Спаський Speciality Code: EC 0.84%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Спаський_Олександр_Едуардович/Диплом 2.docx
3. Year: 2012 Name: Ілля Surname: Максимчук Speciality Code: EC 0.82%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Бакалавр_Максимчук_Ілля_Віталійович
4. Year: 2012 Name: Ілля Surname: Максимчук Speciality Code: EC 0.82%
File path: /EC/2012/Бакалавр_Максимчук_Ілля_Віталійович/ILLIAmaks ДП.docx
5. Year: 2018 Speciality Code: EC 0.76%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Джеря_Владислав_В'ячеславович/ДжеряПЗ.pdf
6. Year: 2018 Speciality Code: EC 0.75%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Цебрій_Дмитро_Олегович/Цебрій Д.О. дипломний проект.pdf
7. Year: 2017 Name: Олександр Surname: Буданов Speciality Code: EC 0.74%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Буданов_Олександр_Вікторович/Буданов_диплом_повністю.pdf



Схожість



Цитата



Схожість з обраним джерелом



Посилання



Заміна літер абетки

