

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_  
“ ” \_\_\_\_\_ 2021 р.  
В.В.Кирик

**Дипломний проект**  
на здобуття ступеня **«бакалавр»**

Спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код та назва напряму підготовки)

на тему: «Визначення оптимального варіанта схеми спорудження і розрахунок опорних режимів роботи районної електричної мережі номінальною напругою 110 кВ»

Виконав: студент III курсу, групи ЕС-п81

Копилець Тарас Станіславович

(прізвище, ім'я, по батькові)

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Керівник проекту:

асистент, Паненко О.М.

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Консультант:

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

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Рецензент доцент кафедри відновлюваних джерел енергії Бардик Є.І.

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

\_\_\_\_\_  
(підпис)

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

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ – 2021 року

## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	ДП8103.141.002 ПЗ	Пояснювальна записка		
3	A1	ДП8103.141.002 ТК	Вибір оптимальної конфігурації РЕМ	1	
4	A1	ДП8103.141.002 ТК	Результат розрахунку робочих режимів мережі	1	
5	A1	ДП8103.141.002 ТК	Метод коливального розряду	1	

					ДП8103.141.002 ПЗ		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Копилець Т.С.			Літ.	Арк.	Арк.
Перевірив		Паненко О.М.				2	
Н. Контр.					НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-п81		
Затвердив		Кирик В.В.					
					Визначення оптимального варіанта схеми спорудження і розрахунок опорних режимів роботи РЕМ 110 кВ		

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

В.В. Кирик

«    » \_\_\_\_\_ 2021 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на дипломний проект освітнього ступеня**

**«бакалавр»**

студента групи ЕС-п81 Копильця Тараса Станіславовича

1. Тема проекту: «Визначення оптимального варіанта схеми спорудження і розрахунок опорних режимів роботи районної електричної мережі номінальною напругою 110 кВ»

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

2. Термін здачі студентом закінченого проекту: «16» червня 2021 р.
3. Вихідні дані до проекту: додаток до завдання на ДП РЕМ.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки: 1. додаток до завдання на ДП РЕМ.  
2. Вибір типу трансформаторів до встановлення на підстанціях.  
3. Розрахунок режимів роботи електричної мережі.  
4. Дослідження актуальності використання композитних опор.
5. Перелік графічного матеріалу:
  - 5.1 Вибір оптимальної конфігурації РЕМ.
  - 5.2. Результат розрахунку робочих режимів мережі.
  - 5.3 Використання композитних опор.
6. Консультанти розділів проекту.

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

7. Дата видачі завдання « 02 » 05 2021 р.

Календарний план-графік

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Вибір конфігурації схеми мережі на основі техніко-економічного порівняння варіантів		
2	Розрахунок режимів роботи мережі		
3	Дослідження актуальності використання композитних опор		
4	Підготовка креслень		
5			
6			
7			
8			
9			

Студент

\_\_\_\_\_

(підпис)

Копилець Т.С.

Керівник проекту

\_\_\_\_\_

(підпис)

асистент, Паненко О.М.

# **Пояснювальна записка до дипломного проекту**

на тему: «Визначення оптимального варіанта схеми спорудження і розрахунок опорних режимів роботи районної електричної мережі номінальною напругою 110 кВ»

Київ – 2021 року

## РЕФЕРАТ

Обсяг - 70 сторінок машинописного тексту.

Ілюстрацій - 6. Таблиць - 51.

Даний дипломний проект має ціль – провести розгляд наступних питань: визначення найбільш технічно доцільніших двох варіантів схем районної електричної мережі номінальною напругою 110 кВ, техніко-економічне порівняння даних схем з подальшим вибором найоптимальнішого варіанту, розрахунок режимів обраної схеми, а саме аварійний режим та режим максимальних навантажень, розрахунок РПН та ПБЗ для нормального та аварійного режимів. Другим питанням був розгляд сучасних методів пошуку пошкоджень кабелів, види пошуку дефектів в кабельних лініях, більш поглиблене вивчення методу коливальних розрядів.

Даний дипломний проект включає в себе пояснювальну записку і графічну частину, що міститься в собі 3 креслення.

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ПОВІТРЯННА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ОПІР, МЕТОДИ ПОШУКУ ПОШКОДЖЕННЯ КАБЕЛЯ, НАПРУГА, ПОТУЖНІСТЬ.

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

## ABSTRACT

Volume - 70 pages of typewritten text.

Illustrations - 6. Tables - 51.

This diploma project aims to consider the following issues: determining the most technically feasible two options for district power grid circuits with a nominal voltage of 110 kV, technical and economic comparison of these schemes with subsequent selection of the best option, calculation of selected modes, namely emergency mode and maximum mode loads, calculation of voltage regulation under load and switching without excitation for normal and emergency modes. The second issue was the consideration of modern methods of cable damage search, types of search for defects in cable lines, a more in-depth study of the method of oscillating discharges.

This diploma project includes an explanatory note and a graphic part, which contains 3 drawings.

DISTRICT ELECTRICAL NETWORK, OVERHEAD POWER LINE,  
TRANSFORMER, RESISTANCE, CABLE DAMAGE SEARCH METHODS,  
OPTIMAL CONFIGURATION, VOLTAGE, POWER.

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

## ЗМІСТ

Перелік прийнятих скорочень.....	10
Вступ.....	11
РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА.....	12
1.1 Обрахунок моментів схеми .....	12
1.2 Розрахунок двох варіантів L-схеми мережі.....	16
1.3 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі .....	21
1.4 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі .....	30
1.4.1 Параметри схем заміщення силових трансформаторів.....	31
1.4.2 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі .....	33
1.5 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях .....	36
1.6 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку післяаварійного режиму роботи електричної мережі .....	43
1.7 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі .....	46
1.8 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій .....	53
1.9 Розрахунок РПН та ПБЗ для аварійного режиму.....	56
Висновок до розділу.....	57
РОЗДІЛ 2. ПОШКОДЖЕННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ .....	58
2.1 Види пошкодження кабельних ліній.....	58
2.1.1 Індукційний метод .....	62

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		8

2.1.2 Акустичний метод .....	63
2.1.3 Петльовий метод .....	64
2.2 Метод коливального розряду .....	64
Висновок до розділу.....	67
Висновок .....	68
Список використаної літератури .....	69

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		9

## Перелік прийнятих скорочень

ВН – висока напруга;

ЛЕП – лінія електропередавання;

НН – низька напруга;

ПБЗ – переключення без збудження;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

РПН – регулювання під навантаженням;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

СН – середня напруга;

РЕМ – району електрична мережа.

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

## ВСТУП

Потужні об'єднання енергосистеми мають техніко-економічні переваги у порівнянні із локальними мережами невеликої потужності. В масштабах енергосистеми всієї країни. Зі збільшенням потужності об'єднання - з'являються можливості створення великих електричних станцій та ліній електропередавання, з потужними та більш економічними агрегатами. Зі збільшенням кількості зв'язків навантажень з різними станціями – в електрооб'єднанні підвищується надійність електропостачання споживачів. Також збільшується можливість більш повноцінного і раціонального використання всього наявного обладнання.

Живлячі мережі призначені для передавання електроенергії від підстанцій системотворних мереж і частково від шин 110-220 кВ електростанцій до центрів живлення розподільчих мереж – районним підстанціям. В більшості живлючі мережі замкнуті.

Визначення перерізу проводів та кабелів ліній електропередавання, напруг, потужностей та кількості трансформаторів, обрахування економічної складової електричної системи, вибір схеми мережі – все це основні задачі проектування електричних мереж і систем.

Завдання проектувальника районних електричних мереж – це визначення найкращого варіанту з всіх можливих. А саме це балансування між задовільними технічними показниками і економічністю.

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

# 1 РОЗДІЛ РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

## 1.1 Обрахунок моментів схеми.

В даному дипломному проєкті проводиться визначення оптимального варіанта схеми спорудження і розрахунок опорних режимів роботи районної електричної мережі номінальною напругою 110 кВ.

Проводимо розрахунок першої схеми спорудження районної електричної мережі.

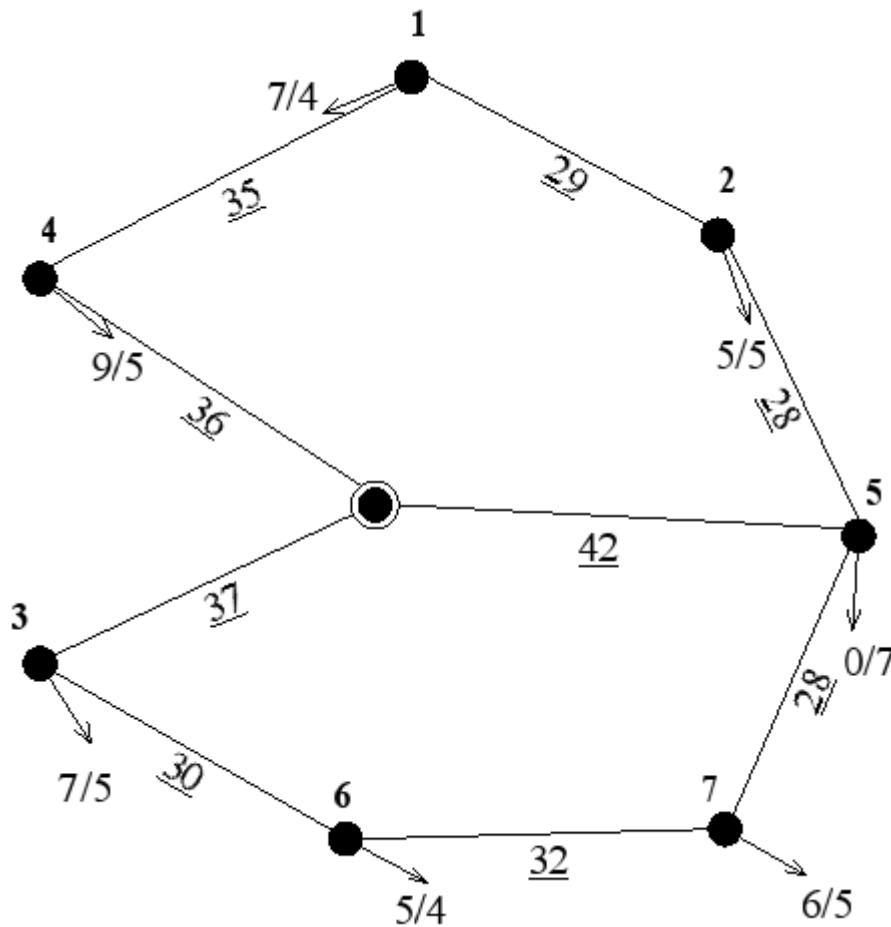


Рисунок 1.1 – Перший варіант схеми районної електричної мережі

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Таблиця 1.1 – Потужності пунктів

№ пункту	Активна потужність P, МВт		Реактивна потужність Q, МВАр		Повна потужність $\dot{S}_{max}$ , МВА	Модуль $S_{max}$ , МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	7	4	-3,967	-2,479	11-j6,446	12,75
2	5	5	-2,834	-3,099	10-j5,932	11,627
3	7	5	-3,967	-4,338	14-j8,305	16,278
4	9	5	-5,1	-3,099	14-j8,199	16,224
5	0	7	-	-4,338	7-j4,338	8,235
6	5	4	-2,834	-2,479	9-j5,313	10,451
7	6	5	-3,4	-3,099	11-j6,499	12,776

Розрахунки будемо проводити на прикладі 1 пункту.

Необхідно розрахувати реактивну потужність на сторонах СН і НН.

Отримана реактивна потужність має індуктивний характер, тому буде мати від'ємне значення.

Розраховуємо кути навантаження для споживачів низької та середньої напруги:

$$\varphi_{\text{СН}} = \arccos(0,87) = 29,541^\circ;$$

$$\varphi_{\text{НН}} = \arccos(0,85) = 31,788^\circ;$$

$$Q_{\text{СН1}} = -P_{\text{СН1}} \cdot \arctg(\varphi_{\text{СН}}) = -7 \cdot \arctg(29,541^\circ) = -3,967 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{НН1}} = -P_{\text{НН1}} \cdot \arctg(\varphi_{\text{НН}}) = -4 \cdot \arctg(31,788^\circ) = -2,479 \text{ МВАр}.$$

Розраховуємо сумарне значення навантаження підстанції в максимальному режимі роботи електричної мережі, розміщеної в вузлі 1:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{max1} &= P_{\text{СН1}} + P_{\text{НН1}} + j(Q_{\text{СН1}} + Q_{\text{НН1}}) = 7 + 4 + j \cdot (-3,967 - 2,479) \\ &= 11 - j6,446 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Розраховуємо модуль навантаження:

$$\begin{aligned} S_{max1} &= \sqrt{(P_{\text{СН1}} + P_{\text{НН1}})^2 + (Q_{\text{СН1}} + Q_{\text{НН1}})^2} \\ &= \sqrt{(7 + 4)^2 + (-3,967 - 2,479)^2} = 12,75 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Аналогічно виконуємо розв'язок для інших вузлів. Отриманні дані заносимо до таблиці 1.2.

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Знаючи значення розрахованих повних потужностей вузлових підстанцій, ми можемо порахувати номінальні потужності розміщених силових трансформаторів на них.

Розраховуємо значення номінальної потужності понижуючого трансформатора:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{max1} = 0,7 \cdot 12,75 = 11,338 \text{ МВА.}$$

З отриманих даних вибираємо відповідно два триобмоткових трансформатора ТДТН-10000/110.

Таблиця 1.2 – Обрані трансформатори

№ пункту	Модуль повної потужності $S_{max}$ , МВА	Розраункова номінальна потужність $S_T$ , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	12,75	8,925	3	2хТДТН-10000/110
2	11,627	8,139	3	2хТДТН-10000/110
3	16,278	11,395	3	2хТДТН-16000/110
4	16,224	11,357	3	2хТДТН-16000/110
5	8,235	5,765	2	2хТДН-6300/110
6	10,451	7,316	3	2хТДТН-16000/110
7	12,776	8,943	3	2хТДН-10000/110

Необхідні для подальшого розрахунку дані обраних трансформаторів представлені у табл.1.3.

Таблиця 1.3 – Дані обраних трансформаторів

№ пункту	Тип тр-рів	$S_N$ , МВА	U обмоток, кВ			U <sub>k</sub> , %			P <sub>k</sub> , кВт	P <sub>x</sub> , кВт	I <sub>x</sub> , %
			H	H	H	-C	-H	-H			
3,4,6	2хТДТН-16000/110	16	15	8,5	1	0,5	7,5	,5	00	3	,0
5	2хТМН-6300/110	6.3	15		1	0,5			4	1,5	,8
1,2,7	2хТДТН-10000/110	10	15	8,5	1	0,5	7,5	,5	0	6	,7

Обчислюємо моменти першого контуру противчасової стрілки 0-2-1-4-3-0.

$$M_{02} = P_2 + l_{02} = 10 \cdot 36 = 360 \text{ МВт/км;}$$

											Арк.
											14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата							

$$M_{021} = M_{02} + P_1 \cdot (l_{02} + l_{21}) = 360 + 11 \cdot (36 + 29) = 1075 \text{ МВт/км};$$

$$M_{0214} = M_{021} + P_4 \cdot (l_{02} + l_{21} + l_{14}) = 1075 + 14 \cdot (36 + 29 + 35) \\ = 2475 \text{ МВт/км};$$

$$M_{02143} = M_{0214} + P_3 \cdot (l_{02} + l_{21} + l_{14} + l_{43}) \\ = 2475 + 12 \cdot (36 + 29 + 35 + 33) = 4071 \text{ МВт/км}.$$

Обчислюємо моменти другого контуру противчасової стрілки 0-3-6-7-5-0.

$$M_{03} = P_3 + l_{03} = 12 \cdot 37 = 444 \text{ МВт/км};$$

$$M_{036} = M_{03} + P_6 \cdot (l_{03} + l_{36}) = 444 + 9 \cdot (37 + 30) = 1047 \text{ МВт/км};$$

$$M_{0367} = M_{036} + P_7 \cdot (l_{03} + l_{36} + l_{67}) = 1047 + 11 \cdot (37 + 30 + 32) \\ = 2136 \text{ МВт/км};$$

$$M_{03675} = M_{0367} + P_5 \cdot (l_{03} + l_{36} + l_{67} + l_{75}) \\ = 2136 + 7 \cdot (37 + 30 + 32 + 28) = 3025 \text{ МВт/км}.$$

Обчислюємо моменти першого контуру за часовою стрілкою 0-3-4-1-2-0.

$$M_{03} = P_3 + l_{03} = 12 \cdot 37 = 444 \text{ МВт/км};$$

$$M_{034} = M_{03} + P_4 \cdot (l_{03} + l_{34}) = 444 + 14 \cdot (37 + 33) = 1424 \text{ МВт/км};$$

$$M_{0341} = M_{034} + P_1 \cdot (l_{03} + l_{34} + l_{41}) = 1424 + 11 \cdot (37 + 33 + 35) \\ = 2579 \text{ МВт/км};$$

$$M_{03412} = M_{0341} + P_2 \cdot (l_{03} + l_{34} + l_{41} + l_{12}) \\ = 2579 + 10 \cdot (37 + 33 + 35 + 29) = 3919 \text{ МВт/км}.$$

Обчислюємо моменти другого контуру за часовою стрілкою 0-5-7-6-3-0.

$$M_{05} = P_5 + l_{05} = 7 \cdot 40 = 280 \text{ МВт/км};$$

$$M_{057} = M_{05} + P_7 \cdot (l_{05} + l_{57}) = 280 + 11 \cdot (40 + 29) = 1039 \text{ МВт/км};$$

$$M_{0576} = M_{057} + P_6 \cdot (l_{05} + l_{57} + l_{67}) = 1039 + 9 \cdot (40 + 29 + 32) \\ = 1948 \text{ МВт/км};$$

$$M_{05763} = M_{0576} + P_3 \cdot (l_{05} + l_{57} + l_{67} + l_{63}) \\ = 1948 + 12 \cdot (40 + 29 + 32 + 37) = 3604 \text{ МВт/км}.$$

Аналогічним чином проводимо обрахунки для інших варіантів схем, заносимо до таблиці 1.4.

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		15

Таблиця 1.4 – Моменти контурів варіантів схем

Схема	I контур протичасової стілки, МВт/км	II контур протичасової стілки, МВт/км	I контур з часовою стрілкою, МВт/км	II контур за часовою стрілкою, МВт/км
2	3959	3664	3181	3932
3	3844	2805	3654	2936
4	4071	2805	3919	2538
5	3973	3025	3181	3566

З отриманих результатів, ми бачимо що найбільш економічно доцільнішими є схеми №3 і №5.

## 1.2 Розрахунок двох варіантів L-схеми мережі

Знаходження поточкорозподілу потужностей у L-схемі розраховують за заданими навантаженнями підстанцій. При цьому не рахуючи втрати потужності та також припускають, що повітряні лінії ділянок схеми конструктивно виконуються одноланцюговими.

Обчислення L-схеми мережі виконується за допомогою методу контурних рівнянь. Відповідно до цього робимо вибір контурів та перемичок в даній схемі мережі. В перший контур входять ділянки 0-3, 3-6, 6-7, 7-5, 5-0, в другий контур відносять ділянки 0-4, 4-1, 1-2, 2-5.

Розраховуємо в цій умовно розімкненій схемі поточкорозподіл потужностей.

Будуємо матрицю потокорозподілу:

$$M^* = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & -1 \\ -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix};$$

Перша матриця інциденцій:

$$M = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix};$$

Підматриці дерева та хорд:

$$M_\alpha = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \end{pmatrix};$$

$$M_\beta = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix};$$

Друга матриця інциденцій:

$$N_\alpha = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \end{pmatrix};$$

$$N_\beta = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix};$$

$$N = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & -1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{pmatrix}.$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Третя матриця інциденцій, дерево:

$$C_{\alpha} = -M_{\alpha}^{-1} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 \end{pmatrix};$$

$$C_{\beta} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix};$$

$$C = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}.$$

Матриця навантажень пунктів:

$$S_H = \begin{pmatrix} 11 - j6,446 \\ 10 - j5,932 \\ 12 - j7,066 \\ 14 - j8,199 \\ 7 - j4,338 \\ 9 - j5,313 \\ 11 - j6,499 \end{pmatrix} \text{ МВт.}$$

Діагональна матриця довжин:

$$L_d = \begin{pmatrix} 29 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 28 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 30 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 35 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 28 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 32 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 42 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 37 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 36 \end{pmatrix} \text{ км.}$$

Складаємо систему контурних рівнянь.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Аналог зрівнювальної контурної ЕРС:

$$\begin{aligned}
 E_K &= -N \cdot L_d \cdot C \cdot S_H = \\
 &= - \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & -1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \\
 &\quad \times \begin{pmatrix} 29 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 28 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 30 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 35 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 28 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 32 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 42 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 37 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 36 \end{pmatrix} \\
 &\quad \times \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 11 - j6,446 \\ 10 - j5,932 \\ 12 - j7,066 \\ 14 - j8,199 \\ 7 - j4,338 \\ 9 - j5,313 \\ 11 - j6,499 \end{pmatrix} \\
 &= \begin{pmatrix} -5,3 \times 10^3 + j3,14 \times 10^3 \\ -5,387 \times 10^3 + j3,179 \times 10^3 \end{pmatrix} \text{ МВА} \cdot \text{км.}
 \end{aligned}$$

Власні та взаємні контурні довжини:

$$\begin{aligned}
 L_K &= N \cdot L_d \cdot N^T = \\
 &= \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & -1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \\
 &\quad \times \begin{pmatrix} 29 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 28 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 30 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 35 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 28 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 32 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 42 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 37 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 36 \end{pmatrix} \\
 &\quad \times \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & -1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{pmatrix}^T = \begin{pmatrix} 169 & 42 \\ 42 & 170 \end{pmatrix} \text{ км.}
 \end{aligned}$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Зрівнювальна потужність:

$$S_K = L_K^{-1} \cdot E_K = \begin{pmatrix} 169 & 42 \\ 42 & 170 \end{pmatrix}^{-1} \times \begin{pmatrix} -5,3 \times 10^3 + j3,14 \times 10^3 \\ -5,387 \times 10^3 + j3,179 \times 10^3 \end{pmatrix} = \\ = \begin{pmatrix} -25,022 + j14,841 \\ -25,506 + j15,035 \end{pmatrix} \text{ МВА.}$$

Значення потоків потужностей:

$$S_{i-j} = N^T \cdot S_K + C \cdot S_H \\ = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & -1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{pmatrix}^T \times \begin{pmatrix} -25,022 + j14,841 \\ -25,506 + j15,035 \end{pmatrix} \\ + \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 11 - j6,446 \\ 10 - j5,932 \\ 12 - j7,066 \\ 14 - j8,199 \\ 7 - j4,338 \\ 9 - j5,313 \\ 11 - j6,499 \end{pmatrix} \\ = \begin{pmatrix} -0,506 + j0,39 \\ 9,494 - j5,543 \\ -11,022 + j6,536 \\ -11,506 + j6,835 \\ 8,978 - j5,276 \\ -2,022 + j1,223 \\ -25,472 + j15,157 \\ -25,022 + j14,841 \\ -25,506 + j15,035 \end{pmatrix} \text{ МВА.}$$

Струми ділянок:

$$I_{i-j} = \frac{\overrightarrow{|S_{i-j}|}}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{\begin{pmatrix} -0,506+j0,39 \\ 9,494-j5,543 \\ -11,022+j6,536 \\ -11,506+j6,835 \\ 8,978-j5,276 \\ -2,022+j1,223 \\ -25,472+j15,157 \\ -25,022+j14,841 \\ -25,506+j15,035 \end{pmatrix}}{\sqrt{3} \cdot 110} = \begin{pmatrix} 3,353 \\ 57,7 \\ 67,256 \\ 70,245 \\ 54,656 \\ 12,404 \\ 155,57 \\ 152,694 \\ 155,4 \end{pmatrix} \text{ А;}$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Результат свідчить про те, що потюорозподіл потужностей L-схеми електричної мережі порахований правильно.

Аналогічним чином проводимо розрахунок для другого варіанта:

Таблиця 1.5 – Струми і потужності схеми №3

Ділянка	Струми ділянок, А	Потужності ділянок, МВА
1-4	82,078	-13,464+j7,954
2-5	64,69	-10,566+j6,346
3-6	88,514	14,536-j8,55
4-3	3,094	0,536-j0,245
5-7	21,479	-3,566+j2,008
7-6	45,587	7,434-j4,491
0-6	188,952	-30,971+j18,353
0-2	125,717	-20,566+j12,279
0-1	148,995	-24,464+j14,4

### 1.3 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі

Виконаємо обчислення струмових навантажень для ділянок електричної мережі на прикладі ділянки 0-3 схеми №5.

Розрахунок струму на ділянці 0-3:

$$I_{0-3} = \frac{\sqrt{P_{0-3}^2 + Q_{0-3}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_L} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{-25,022^2 + 14,841^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 152,694 \text{ А};$$

Оптимальне значення перерізу проводів ПЛ 0-3 складе:

$$F_{\text{опт}0-3} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-3})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{пит зм 110(1)}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} \\ = \frac{\sqrt{3 \cdot 152,694^2 \cdot 28,5 \cdot 3195,8 \cdot 1,29}}{450 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)} = 443,921 \text{ мм}^2.$$

						ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
							21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата			

Аналогічно проводимо обчислення для інших ділянок. Дані з обчислень заносимо в таблицю 1.6.

Таблиця 1.6 Характеристики ділянок схеми №5

Ділянка	Активн потужність, МВт	Реактивн потужність, МВАр	Струмове вантаження, А	Оптималь ний переріз, мм <sup>2</sup>
1-2	-0,506	0,39	3,353	9,748
2-5	9,494	- 5,543	57,7	167,748
3-6	-11,022	6,536	67,256	195,532
4-1	-11,506	6,835	70,245	204,221
7-5	8,978	- 5,276	54,656	158,899
6-7	-2,022	1,223	12,404	36,06
0-5	-25,472	15,157	155,57	452,281
0-3	-25,022	14,841	152,694	443,921
0-4	-25,506	15,035	155,4	451,786

Розраховуємо перерізи повітряної лінії для ділянки 0-3:

Переріз 2x240 мм<sup>2</sup>

$$F_{\text{опт}} = 443,921 \text{ мм}^2;$$

$$K_{\text{пл03}} = 500 \cdot l_{03} = 500 \cdot 37 = 1,85 \cdot 10^4 \text{ грн};$$

$$И_{\text{е03}} = 0,012 \cdot K_{\text{пл03}} = 0,012 \cdot 1,85 \cdot 10^4 = 222 \text{ тис грн};$$

$$З'_e = k_{\text{хх}} \cdot Ц_{\text{вх}} = 0,75 \cdot 129 = 96,75 ;$$

$$З''_e = Ц_{\text{вх}} = 129 \text{ коп.}$$

$$r_{0.2x240} = 0,059 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} ;$$

$k = 1; n = 1$  – кількість ланцюгів;

$$r_{03} = \frac{r_{0.2x240} \cdot l_{03}}{k \cdot n} = \frac{0,059 \cdot 37}{2 \cdot 1} = 1,091 \text{ Ом};$$

$$\tau = (0,124 + T_{\text{ма}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5400 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3862,2;$$

										Арк.
										22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата						

$$I_{\text{втр}03} = 3 \cdot I_{03}^2 \cdot r_{0\text{AC}-2\text{x}240} \cdot l_{03} \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}}$$

$$= (3 \cdot 152,694^2 + 0,059 \cdot 3862,2 \cdot 129) = 760,765 \text{ тис грн};$$

$$I_{\text{пл}03} = I_{\text{е}03} + I_{\text{втр}03} = 222 + 760,765 = 982,765 \text{ грн};$$

$$Z_{\text{дс}03} = K_{\text{пл}03} + \frac{I_{\text{пл}03}}{E} = 1,85 \cdot 10^4 + \frac{982,765}{0,1} = 2,833 \cdot 10^4 \text{ тис грн.}$$

Аналогічно проводимо обрахунки для інших ділянок схеми №3.

Результати розрахунків заносимо до таблиці 1.7:

Таблиця 1.7 – Затрати на ділянки схеми №5

Ділянка	Виконання	$K_{\text{пл}}$ тис.грн.	$I_{\text{е}}$ тис.грн./рік.	$I_{\text{втр}}$ тис.грн./рік.	$Z_{\text{дс}}$ тис.грн.
1-2	1x70	$7,975 \cdot 10^3$	95,7	2,056	$8,953 \cdot 10^3$
2-5	1x240	$9,8 \cdot 10^3$	117,6	164,414	$1,262 \cdot 10^3$
3-6	1x240	$1,05 \cdot 10^3$	126	239,344	$1,415 \cdot 10^4$
4-1	1x240	$1,225 \cdot 10^4$	147	304,604	$1,677 \cdot 10^4$
7-5	1x240	$9,8 \cdot 10^3$	117,6	147,525	$1,245 \cdot 10^4$
6-7	1x70	$8,8 \cdot 10^3$	105,6	31,054	$1,017 \cdot 10^4$
0-5	2x240	$2,1 \cdot 10^4$	252	896,403	$3,248 \cdot 10^4$
0-3	2x240	$1,85 \cdot 10^4$	222	760,765	$2,833 \cdot 10^4$
0-4	2x240	$1,8 \cdot 10^4$	216	766,666	$2,783 \cdot 10^4$
Сума		$1,166 \cdot 10^4$	$1,399 \cdot 10^3$	$3,313 \cdot 10^3$	$1,637 \cdot 10^5$

Аналогічно проводимо обрахунки для схеми №3. Результати розрахунків заносимо до таблиці 1.8:

Таблиця 1.8 – Характеристики ділянок схеми №3

Ділянка	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВАр	Струмове навантаження, А	Оптимальний переріз, мм <sup>2</sup>
1-4	-13,464	7,954	82,078	238,622

Продовження таблиці 1.8

2-5	-10,566	6,346	64,69	188,071
3-6	14,536	- 8,55	88,514	257,334
4-3	0,536	- 0,245	3,094	8,994
5-7	-3,566	2,008	21,479	62,445
7-6	7,434	- 4,491	45,587	132,532
0-6	-30,971	18,353	188,952	549,332
0-2	-20,566	12,279	125,717	365,49
0-1	-24,464	14,4	148,995	433,167

Таблиця 1.9 – Затрати на ділянки схеми №3

Ділянка	Виконання	$K_{пл}$ , тис.грн.	$I_e$ , тис.грн./рік.	$I_{втр}$ , тис.грн./рік.	$Z_{дс}$ , тис.грн.
1-4	1x240	$1,225 \cdot 10^4$	147	415,868	$1,788 \cdot 10^4$
2-5	1x240	$9,8 \cdot 10^3$	117,6	206,666	$1,304 \cdot 10^3$
3-6	2x240	$1,15 \cdot 10^4$	180	207,277	$1,987 \cdot 10^4$
4-3	1x70	$9,075 \cdot 10^3$	108,9	1,992	$1,018 \cdot 10^4$
5-7	1x70	$7,7 \cdot 10^3$	92,4	367,027	$1,229 \cdot 10^4$
7-6	1x240	$1,12 \cdot 10^4$	134,4	117,29	$1,372 \cdot 10^4$
0-6	2x240	$1,45 \cdot 10^4$	174	913,073	$2,537 \cdot 10^4$
0-2	2x240	$1,8 \cdot 10^4$	216	501,755	$2,518 \cdot 10^4$
0-1	2x240	$1,8 \cdot 10^4$	216	704,777	$2,721 \cdot 10^4$
Сума		$1,165 \cdot 10^4$	$1,386 \cdot 10^3$	$3,436 \cdot 10^3$	$1,639 \cdot 10^5$

З розрахунків видно що, схема №5 є більш економічно доцільнішою для подальших образунків.

Проводимо перевірку допустимості відхилень напруги на вході понижуючої трансформаторної підстанції. Обрахуємо регульований діапазон силових трансформаторів для даних підстанцій схеми і зробимо оцінку наближених значень напруги на шинах ВН.

										Арк.
										24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	ДП8103.141.002 ПЗ					



Таблиця 1.10 – Регулювальні діапазони трансформаторів схеми №5

Пункт	$S_n$ , МВА	$P_{кз}$ ,КВт	Обмотка	$U_{Ti}$ ,КВ	$J_{кi}$ ,%	$\Delta U_{Ti}$ ,КВ	$U_{min}$ ,К В	$U_{max}$ ,К В
1	10	76	ВН	115	10,75	4,367	99,046	134,217
			СН	38,5	0	0,044		
			НН	11	6	5,729		
2	10	76	ВН	115	10,75	4,367	99,343	134,514
			СН	38,5	0	0,044		
			НН	11	6	5,729		
3	16	100	ВН	115	10,75	3,327	98,287	133,458
			СН	38,5	17,0	0,112		
			НН	11	6	1,582		
4	16	100	ВН	115	10,75	3,327	97,478	132,649
			СН	38,5	17,0	0,112		
			НН	11	6	1,582		
5	6,3	44	ВН НН	115 11	10,5		96,791	131,962
6	16	100	ВН	115	10,75	3,327	95,979	131,15
			СН	38,5	17,0	0,112		
			НН	11	6	1,582		
7	10	76	ВН	115	10,75	4,367	99,693	134,864
			СН	38,5	0	0,044		
			НН	11	6	5,729		

Проводимо обчислення активних і реактивних опорів даних повітряних ліній. Обчислюємо значення погонного активного опору  $r_0$ , Ом/км, та значення реактивного опору прирівнюємо до  $x'_0=0,4$  Ом/км.

$$r'_{0-3} = \frac{r'_{0-3} \cdot l_{0-3}}{k_{0-3} \cdot n_{0-3}} = \frac{0,059 \cdot 37}{1 \cdot 2} = 2,183 \text{ Ом};$$

$$x'_{0-3} = \frac{x'_{0-3} \cdot l_{0-3}}{k_{0-3} \cdot n_{0-3}} = \frac{0,4 \cdot 37}{1 \cdot 2} = 7,397 \text{ См}.$$

Таким же чином проводимо обчислення значень активних і реактивних опорів інших ЛЕП. Обчисленні дані заносимо до таблиці 1.11.

									Арк.
									26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	ДП8103.141.002 ПЗ				

Таблиця 1.11 – Параметри ділянок схеми №5

Ділянка	Довжина ділянки, км	Переріз проводів, мм <sup>2</sup>	Погонне значення опорів, Ом/км		Опір ЛЕП, Ом	
			$r'_{0i-i}$	$x'_{0i-i}$	$r'_{i-i}$	$x'_{i-i}$
1-2	29	1x240	0,118	0,4	12,238	12,754
2-5	28	1x240	0,118	0,4	3,304	11,195
3-6	30	2x240	0,059	0,4	3,54	11,995
4-1	35	1x70	0,422	0,4	4,13	13,994
7-5	28	1x70	0,422	0,4	3,304	11,195
6-7	32	1x240	0,118	0,4	13,504	14,074
0-5	42	2x240	0,059	0,4	2,478	8,397
0-3	37	2x240	0,059	0,4	2,183	7,397
0-4	36	2x240	0,059	0,4	2,124	7,197

Обраховуємо значення напруги в вузлах L схеми:

$$U_3 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-3} \cdot r'_{0-3} - Q_{0-3} \cdot x'_{0-3})} =$$

$$= \sqrt{116^2 - 2 \cdot (-25.022 \cdot 18.99 - (14.841) \cdot 18)} = 114,574 \text{ кВ};$$

Аналогічним чином проведемо обчислення інших вузлів схеми.

Знаючи номінальну напругу і  $U_{\text{макроб}}=126$  кВ, обчислюємо значення найбільшої міжфазної робочої напруги. Дані розрахунків заносимо до таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 – Напруги пунктів схеми №5

№ пункту	Діапазон регулювання		$U_{\text{макроб}}$ , кВ	Розрахований рівень напруги, кВ
1	99,046	134,217	126	113,335
2	99,343	134,514		113,237

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

ДП8103.141.002 ПЗ

Арк.

27

Продовження таблиці 1.12

3	98,287	133,458	126	114,574
4	97,478	132,649		114,592
5	96,791	131,962		114,347
6	95,979	131,15		113,545
7	99,693	134,864		113,152

Прибираємо ділянки 0-4 і 0-3:

$$S_{41} = S_4 = 14 - j8,199 \text{ МВА};$$

$$S_{12} = S_1 + S_{41} = 25 - j14,645 \text{ МВА};$$

$$S_{25} = S_2 + S_{12} = 35 - j20,577 \text{ МВА};$$

$$S_{36} = S_3 = 14 - j8,305 \text{ МВА};$$

$$S_{67} = S_{36} + S_6 = 23 - j13,618 \text{ МВА};$$

$$S_{75} = S_7 + S_{67} = 34 - j20,117 \text{ МВА};$$

$$S_{05} = S_{75} + S_{25} + S_5 = 76 - j45,032 \text{ МВА}.$$

Обчислюємо довжини контурів:

$$L_{\Sigma 1} = l_{0-3} + l_{3-6} + l_{6-7} + l_{7-5} + l_{0-5} = 169 \text{ км};$$

$$L_{\Sigma 2} = l_{0-4} + l_{4-1} + l_{1-2} + l_{2-5} + l_{0-5} = 170 \text{ км};$$

Будуємо рівняння:

$$-S_{36} \cdot l_{3-6} - S_{67} \cdot l_{6-7} - S_{75} \cdot l_{7-5} - S_{05} \cdot l_{0-5} = -S_{k1} \cdot L_{\Sigma 1} - S_{k2} \cdot l_{0-5};$$

$$-S_{41} \cdot l_{4-1} - S_{12} \cdot l_{1-2} - S_{25} \cdot l_{2-5} - S_{05} \cdot l_{0-5} = -S_{k2} \cdot L_{\Sigma 2} - S_{k1} \cdot l_{0-5};$$

Обчисливши рівняння знаходимо наше  $S_{k1}$ :

$$S_{k1} = 25,022 - j14,841 \text{ МВА};$$

$$S_{k2} = 25,506 - j15,034 \text{ МВА}.$$

В результаті обрахунків, очевидно що всі технічні обмеження цілком виконуються.

$$S'_{03} = S_{k1};$$

$$S'_{04} = S_{k2};$$

$$S'_{63} = S_{36} - S_{k1} = -11,022 + j6,536 \text{ МВА};$$

$$S_{76}^{\cdot} = S_{76} - S_{k1} = -2,022 + j1,223 \text{ МВА};$$

$$S_{57}^{\cdot} = S_{75} - S_{k1} = 8,978 - j5,276 \text{ МВА};$$

$$S_{05}^{\cdot} = S_{05} - S_{k1} - S_{k2} = 25,472 - j15,157 \text{ МВА};$$

$$S_{21}^{\cdot} = S_{12} - S_{k2} = -0,506 + j0,389 \text{ МВА};$$

$$S_{52}^{\cdot} = S_{25} - S_{k2} = 9,494 - j5,543 \text{ МВА};$$

$$S_{14}^{\cdot} = S_{41} - S_{k2} = -11,506 + j6,835 \text{ МВА}.$$

Обраховуємо перевірку дотримання другого закону Кірхгофа:

$$S_{03}^{\cdot} \cdot l_{0-3} - S_{63}^{\cdot} \cdot l_{6-3} - S_{76}^{\cdot} \cdot l_{7-6} - S_{57}^{\cdot} \cdot l_{5-7} - S_{05}^{\cdot} \cdot l_{0-5} = -0,03 - j0,011;$$

$$S_{04}^{\cdot} \cdot l_{0-4} - S_{41}^{\cdot} \cdot l_{1-4} - S_{21}^{\cdot} \cdot l_{1-2} - S_{52}^{\cdot} \cdot l_{2-5} - S_{05}^{\cdot} \cdot l_{0-5} = -0,056 + j0,068.$$

Розраховуємо напругу в вузлах:

$$U_5 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-5}^{\cdot} \cdot r'_{0-5} - Q_{0-5}^{\cdot} \cdot x'_{0-5})} =$$

$$= \sqrt{116^2 - 2 \cdot (25,472 \cdot 2,478 - (-15,157) \cdot 8,397)} =$$

$$= 114,347 \text{ кВ}.$$

Обрахунки напруг заносимо в таблицю 1.13.

Таблиця 1.13 – Напруги пунктів схеми №5

№ пункту	Діапазон регулювання, кВ		$U_{\text{тахроб}}$ , кВ	Розрахований рівень напруги, кВ
1	99,046	134,217	126	113,625
2	99,343	134,514		113,527
3	98,287	133,458		114,985
4	97,478	132,649		114,878
5	96,791	131,962		114,347
6	95,979	131,15		113,96
7	99,693	134,864		113,568

## 1.4 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі

Середьгогеометрична відстань між проводами  $D_{cp}=5,000$  мм. В результаті обчислених даних знайдемо погонні параметри проводів отриманих перерізів.

Розрахунок погонного активного опору  $r_0$ , для подальших обчислень, знайдемо за виразами:

$$r_{070} = 0,422 \text{ Ом/км};$$

$$r_{0240} = 0,118 \text{ Ом/км.}$$

Розраховуємо погонний реактивний опір  $x_0$  для даних перерізів, необхідних для подальших обчислень:

$$\begin{aligned} x_{070} &= 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{70}}\right) + 0,016\mu = 45 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right) + 0,016 \cdot 1 \\ &= 0,44 \text{ Ом/км}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} x_{0240} &= 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{240}}\right) + 0,016\mu = 5 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right) + 0,016 \cdot 1 \\ &= 0,4 \text{ См/км.} \end{aligned}$$

Оскільки втрати на корону такого класу напруги незначні, ми можемо нехтувати значеннями погонної активної провідності для мережі.

Для подальшого обчислення, проводимо обчислення погонної ємнісної реактивної провідності  $b_0$ :

$$b_{070} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{94}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,576 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,884 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Обчислюємо опори та провідності, на прикладі ділянки 0-3:

$$Z_{0-3} = \frac{l_{0-3}}{n} \cdot (r_{0240} + x_{0240}i) = \frac{37}{2} \cdot (0,118 + j0,4) = (12,238 + j12,754) \text{ Ом};$$

Обчислюємо комплексну провідність  $Y_i$ , См:

$$Y_{0-3} = n \cdot l_{0-3} + b_{0240}i = 2 \cdot 37 + j2,884 \cdot 10^{-6} = j2,104 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

									Арк.
									30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата					

Аналогічно розраховуємо інші ділянки схеми. Результати обрахунків показані в таблиці 1.14.

Таблиця 1.14 – Параметри ділянок

L, км	Дов-жина, км	Переріз, мм <sup>2</sup>	Опір, Ом			Провідність, См
			$r_l$	$x_l$	$\underline{Z}_l$	$\underline{Y}_l \cdot 10^{-4}$
1-2	29	1x240	3,304	j11,195	3,304+ j11,195	j7,469
2-5	28	1x240	2,124	j7,197	2,124+ j7,197	j7,962
3-6	30	2x240	13,504	j14,074	13,504+ j14,074	j8,531
4-1	35	1x70	4,13	j13,994	4,13+ j13,994	j9,953
7-5	28	1x70	2,183	j7,397	2,183+ j7,397	j7,962
6-7	32	1x240	2,478	j8,397	2,478+ j8,397	j8,242
0-5	42	2x240	3,54	j11,995	3,54+ j11,995	j2,389
0-3	37	2x240	12,238	j12,754	12,238+ j12,754	j2,104
0-4	36	2x240	3,304	j11,195	3,304+ j11,195	j2,047

### 1.4.1 Параметри схем заміщення силових трансформаторів

З попередніх обрахунків ми вже обрали вид та кількість силових трансформаторів. Очевидно що на всіх підстанціях розташовані по два силових трансформатора.

Обчислення даних схем заміщення силових трансформаторів показані на прикладі підстанцій 3 та 5 пунктах електричної мережі.

Розраховуємо активний опір обмоток силового триобмоткового трансформатора:

$$r_{B3} = r_{C3} = r_{H3} = \frac{\Delta P_{K33} \cdot U_{OB3}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{H3}^2} = \frac{100 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot (16000)^2} = 2,583 \text{ Ом.}$$

Обчислюємо активний опір силового трансформатора, на прикладі пункту 5:

$$r_{T5} = \frac{\Delta P_{K35} \cdot U_{OB5}^2 \cdot 10^3}{S_{H5}^2} = \frac{44 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{6300^2} = 14,661 \text{ Ом.}$$

Знаходимо опори обмоток блоку силових трансформаторів, розміщених на підстанції пунктів 3 і 5:

$$r_{6B3} = r_{6C3} = r_{6H3} = \frac{r_{B3}}{2} = \frac{r_{C3}}{2} = \frac{r_{H3}}{2} = \frac{2,583}{2} = 1,292 \text{ Ом.}$$

$$r_{6T5} = \frac{r_{B5}}{2} = \frac{14,661}{2} = 7,331 \text{ Ом.}$$

Рахуємо опір обмоток силового триобмоткового трансформатора, встановленого в пункті 3:

$$x_{ТВ3} = \frac{10 \cdot U_{КВ3} \% \cdot U_{ОВ3}^2}{S_{Н3}} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{16000} = 88,855 \text{ Ом};$$

$$x_{ТС3} = \frac{10 \cdot U_{КС3} \% \cdot U_{ОВ3}^2}{S_{Н3}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{16000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{ТН3} = \frac{10 \cdot U_{КН3} \% \cdot U_{ОВ3}^2}{S_{Н3}} = \frac{10 \cdot 17,25 \cdot 115^2}{16000} = 142,582 \text{ Ом}.$$

Обчислюємо опір обмоток силового двохобмоткового трансформатора, на прикладі пункту 5:

$$x_{Т5} = \frac{10 \cdot U_{КН5} \% \cdot U_{ОВ5}^2}{S_{Н5}} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 115^2}{6300} = 220,417 \text{ Ом}.$$

Рахуємо опори обмоток блоку силових трансформаторів, на прикладі пункту 3:

$$x_{бВ3} = \frac{x_{ТВ3}}{n} = \frac{88,855}{2} = 44,428 \text{ Ом};$$

$$x_{бС3} = \frac{x_{ТС3}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{бН3} = \frac{x_{ТН3}}{n} = \frac{142,582}{2} = 71,291 \text{ Ом}.$$

Обчислюємо активну провідність силових трансформаторів блоків, розташованих на підстанціях пункту 3:

$$g_{Т3} = \frac{\Delta P_{хх3} \cdot 10^3}{U_{ОВ3}^2} = \frac{23 \cdot 10^3}{115^2} = 1,739 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Виразуємо індуктивної реактивної провідності силових трансформаторів, розміщених на підстанції пункту 3:

$$b_{Т3} = -\frac{I_{хх3} \% \cdot S_{Н3} \cdot 10^{-5}}{U_{ОВ3}^2} = -\frac{1 \cdot 16000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -1,21 \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

Знаходимо активну та реактивну провідність блоків силових трансформаторів, на прикладі розміщених на підстанції пункту 1:

$$g_{бТ3} = n \cdot g_{Т3} = 2 \cdot 1,739 \cdot 10^{-6} = 3,478 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{бТ3} = n \cdot b_{Т3} = 2 \cdot (-1,21 \cdot 10^{-5}) = -2,42 \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

										Арк.
										32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата						

За результатами раніше обчислених даних рахуємо повну провідність блоків силових трансформаторів  $Y_{\text{бт}}$ , См, на прикладі пункту 3:

$$\underline{Y}_{\text{бт3}} = g_{\text{бт3}} + jb_{\text{бт3}} = (3,478 \cdot 10^{-6} - j2,42 \cdot 10^{-5})\text{См.}$$

Обчисленні раніше дані заносимо до таблиці 1.15.

Таблиця 1.15 – Опори і провідності заміщення силових трансформаторів

№	Опір блоку трансформаторів, Ом								Провідність блоку трансформаторів, См		
	активний				реактивний				активна, $g_{\text{бт}} \cdot 10^{-6}$	реактивн $a, b_{\text{бт1}} \cdot 10^{-6}$	повна, $\frac{Y_{\text{бт}}}{10^{-6}}$
	$r_{\text{бт}}$	$r_{\text{бв}}$	$r_{\text{бс}}$	$r_{\text{бн}}$	$x_{\text{бт}}$	$x_{\text{бв}}$	$x_{\text{бс}}$	$x_{\text{бн}}$			
1	-	2,513	2,513	2,513	-	71,084	0	114,066	2,571	-16,64	-1,664-j16,64
2	-	2,513	2,513	2,513	-	71,084	0	114,066	2,571	-16,64	-1,664-j16,64
3	-	1,292	1,292	1,292	-	44,428	0	71,291	3,478	-24,2	3,478-j24,2
4	-	1,292	1,292	1,292	-	44,428	0	71,291	3,478	-24,2	3,478-j24,2
5	7,331	-	-	-	110,208	-	-	-	1,739	-7,622	1,739-j7,622
6	-	1,292	1,292	1,292	-	44,428	0	71,291	3,478	-24,2	3,478-j24,2
7	-	2,513	2,513	2,513	-	71,084	0	114,066	2,571	-16,64	-1,664-j16,64

#### 1.4.2 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі

Проведемо обчислення даних навантажень усів вузлів. Необхідно знайти в повдовжніх опорах блоків двохобмоткових та триобмоткових силових трансформаторів величини активних  $\Delta P_{\text{TZ}}$  та реактивних  $\Delta Q_{\text{TZ}}$  втрат потужності. Перед цим проведемо обчислення коефіцієнтів завантажень обмоток блоків двохобмоткових силових трансформаторів  $\beta$  та блоків триобмоткових силових трансформаторів  $\beta_i$ .

Обчислюємо коефіцієнти завантаження обмоток, на прикладі 1 пункту:

$$\beta_{\text{ВНЗ}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ВНЗ}}^2 + Q_{\text{ВНЗ}}^2}}{n \cdot S_{\text{НЗ}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{14^2 + (8,305)^2}}{2 \cdot 16000} \cdot 10^3 = 0,509;$$

$$\beta_{\text{СНЗ}} = \frac{\sqrt{P_{\text{СНЗ}}^2 + Q_{\text{СНЗ}}^2}}{n \cdot S_{\text{НЗ}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{7^2 + (-4,338)^2}}{2 \cdot 16000} \cdot 10^3 = 0,257;$$

$$\beta_{\text{ННЗ}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ННЗ}}^2 + Q_{\text{ННЗ}}^2}}{n \cdot S_{\text{НЗ}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{5^2 + (-3,099)^2}}{2 \cdot 16000} \cdot 10^3 = 0,184.$$

Аналогічно проведемо обрахунки коефіцієнтів завантаження для інших блоків силових трансформаторів. Отримані дані заносимо в таблицю 1.16.

Таблиця 1.16 – Потужності і коеф. завантаження трансформаторів

Пункт	$S_{\text{H}}$ , МВА	Потік потужності і-ю обмоткою						Коефіцієнт завантаження		
		$P_i$ , МВт			$Q_i$ , МВАр			ВН	СН	НН
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
1	10	11	7	4	-6,446	-3,967	-2,479	0,637	0,402	0,235
2	10	10	5	5	-5,932	-2,834	-3,099	0,581	0,287	0,294
3	16	12	7	5	-7,066	-3,967	-3,099	0,435	0,239	0,184
4	16	14	9	5	-8,199	-5,1	-3,099	0,507	0,297	0,184
5	6,3	-	-	7	-	-	-4,338	-	-	0,467
6	16	9	5	4	-5,313	-2,834	-2,479	0,327	0,18	0,147
7	10	11	6	5	-6,499	-3,4	-3,099	0,639	0,345	0,294

Обчислимо дані активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку триобмоткових силових трансформаторів, на прикладі пункту 3:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{ТЗЗ}} &= \frac{n \cdot \Delta P_{\text{КЗЗ}}}{2} \cdot (\beta_{\text{ВНЗ}}^2 + \beta_{\text{СНЗ}}^2 + \beta_{\text{ННЗ}}^2) = \\ &= \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,435^2 + 0,239^2 + 0,184^2) = 28,04 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{ТЗ1}} &= -n \cdot S_{\text{Н1}} \cdot (\beta_{\text{ВН1}}^2 \cdot U_{\text{КВ1}} \% + \beta_{\text{СН1}}^2 \cdot U_{\text{КС1}} \% + \beta_{\text{НН1}}^2 \cdot U_{\text{КН1}} \%) \cdot 10^{-2} \\ &= -2 \cdot 16000 \cdot (0,435^2 \cdot 10,75 + 0,239^2 \cdot 0 + 0,184^2 \cdot 17,25) \\ &\cdot 10^{-2} = -837,99 \text{ кВАр}. \end{aligned}$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Обчислюємо дані активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку двох обмоткових силових трансформаторів, на прикладі пункту 5:

$$\Delta P_{TZ5} = n \cdot \beta_5^2 \cdot \Delta P_{кз5} = 2 \cdot 0,467^2 \cdot 44 = 19,18 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{TZ5} = -n \cdot S_{н5} \cdot \beta_5^2 \cdot U_{к5} \% \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 6,3 \cdot 0,467^2 \cdot 10,5 \% \cdot 10^{-2}$$

$$= -288,349 \text{ кВАр}.$$

Знайдемо значення приведених навантажень, на прикладі пунктів 3 та 5:

$$\dot{S}_{пр3} = \dot{S}_{зад3} + (\Delta P_{TZ3} + j\Delta Q_{TZ3}) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 12 - j7,066 + (28,04 - j837,99) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 12,028 - j7,904 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{пр5} = \dot{S}_{зад5} + (\Delta P_{TZ5} + j\Delta Q_{TZ5}) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 7 - j4,338 + (19,18 - j288,349) \cdot 10^{-3}$$

$$= 7,019 - j4,627 \text{ МВА}$$

Аналогічно обчислюємо дані приведених навантажень інших пунктів. Отримані дані заносимо до таблиці 1.17.

Таблиця 1.17 – Обчислення вихідних потужностей до ітераційного обрахунку

Пункт	Задана потужність, МВА	Втрати потужності в опорах		Приведена потужність, МВА
		$\Delta P_{TZ}$ , кВт	$\Delta Q_{TZ}$ , кВАр	
1	11-j6,446	45,57	-1,065 · 10 <sup>-3</sup>	11,046-j7,511
2	10-j5,932	38,536	-1,025 · 10 <sup>-3</sup>	10,039-j6,957
3	12-j7,066	28,639	-837,99	12,029-j7,904
4	14-j8,199	39,535	-1,071 · 10 <sup>-3</sup>	14,04-j9,27
5	7-j4,338	33,892	-628,829	7,019-j4,627
6	9-j5,313	16,054	-486,297	9,016-j5,799
7	11-j6,499	46,626	-1,176 · 10 <sup>-3</sup>	11,047-j7,675





$$\dot{S}_{2-1} = \dot{S}_{2-1} - \dot{S}_{кII} = -0,018 + j0,144 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-2} = \dot{S}_{5-2} - \dot{S}_{кII} = 10,021 - j6,813 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-1} = \dot{S}_{4-1} - \dot{S}_{кII} = -11,063 + j7,655 \text{ МВА}.$$

Обраховуємо перевірку дотримання другого закону Кірхгофа:

$$\dot{S}_{0-3} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{S}_{3-6} \cdot \underline{Z}_{3-6} - \dot{S}_{6-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \dot{S}_{7-5} \cdot \underline{Z}_{7-5} - \dot{S}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 0;$$

$$\dot{S}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{S}_{4-1} \cdot \underline{Z}_{4-1} - \dot{S}_{2-1} \cdot \underline{Z}_{2-1} - \dot{S}_{5-2} \cdot \underline{Z}_{5-2} - \dot{S}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 0.$$

Проводимо першу ітерацію обчислення режиму роботи електричних мережі при максимальних навантаженнях:

Дані необхідні для розрахунку наведені в таблиці 1.19.

Таблиця 1.19 – Втрати потужностей в опорах пунктів

Ділянка	0-3	0-4	0-5	1-4	2-1	5-2	6-3	7-6	5-7
$\Delta \dot{S}_z^{(1)}$ , МВА	0,14 9- j0,5 06	0,152- j0,516	0,169 - j 0,573	0,062 - j0,20 9	2,141· 10 <sup>-5</sup> - j2,23 1· 10 <sup>-5</sup>	0,04- j0,136	0,067- j0,228	0,022 - j0,02 3	0,022- j0,075

Обраховуємо втрати потужностей у провідностях пунктів,  $\Delta S_{ys}$  МВА.

Обраховані дані заносимо до таблиці 1.20.

Таблиця 1.20 – Втрати потужностей у провідностях пунктів

Пункт	1	2	3	4	5	6	7
$\Delta \dot{S}_y^{(1)}$ , МВА	0,031 + j0,853	0,031+ j0, 732	0,031+ j0, 951	0,042+ j0, 929	0,021+ j1, 594	0,042+ j 0,722	0,031+ j 0,779

Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} &= 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z2-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z1-4}^{(1)}) + \Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} \\ &= 0,5 \cdot (2,141 \cdot 10^{-5} - j2,231 \cdot 10^{-5} + 0,062 - j0,209) + 0,031 \\ &\quad + j0,853 = 0,062 + j0,748 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Аналогічним чином проводимо обчислення для інших вузлів і заносимо їх до таблиці 1.21.

Таблиця 1.21 – Додаткові навантаження пунктів

Пункт	1	2	3	4	5	6	7
$\Delta \dot{S}_{п1}^{(1)}$ , МВА	0,062 + j0,748	0,051+ j0, 664	0,139+ j0, 585	0,149+ j0, 566	0,137+ j1, 202	0,087+ j 0,597	0,053+ j 0,73

Обраховуємо поточкорозподіл додаткових навантажень і заносимо їх до таблиці 1.22.

Таблиця 1.22 – Поточкорозподіл додаткових навантажень

Ділянка	0-5	1-4	2-1	5-2	6-3	7-6	5-7
$\Delta \dot{S}_{дс}$ , МВА	0,678+ j 5,091	0,149+ j 0,566	0,211+ j 1,314	0,262+ j1,978	0.139+ j0, 585	0,226+ j1,1 81	0,279+ j1, 911

Робимо систему контурних рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta \dot{S}_{кI} \cdot \underline{Z}_I + \Delta \dot{S}_{кII} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \Delta \dot{S}_{д3-6} \cdot \underline{Z}_{3-6} - \Delta \dot{S}_{д6-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \Delta \dot{S}_{д7-5} \cdot \underline{Z}_{7-5} \\ \quad - \Delta \dot{S}_{д0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 0 \\ \Delta \dot{S}_{кII} \cdot \underline{Z}_{II} + \Delta \dot{S}_{кI} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \Delta \dot{S}_{д4-1} \cdot \underline{Z}_{4-1} - \Delta \dot{S}_{д2-1} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \Delta \dot{S}_{д2-5} \cdot \underline{Z}_{2-5} \\ \quad - \Delta \dot{S}_{д0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 0 \end{array} \right.$$

Обчислюючи дану систему рівнянь, знаходимо дані контурних потужностей:

$$\Delta \dot{S}_{кI} = 0,177 + j1,456 \text{ МВА};$$

$$\Delta \dot{S}_{кII} = 0,204 + j1,436 \text{ МВА.}$$

Таблиця 1.23 – Контурні потужності

Ділянка	0-3	0-4	0-5	1-4	2-1	5-2	6-3	7-6	5-7
$\Delta \dot{S}_{очнс}$ , МВА	0,177 + j1,4 56	0,204 + j1,4 36	0,297 + j2,1 99	- 0,055 - j0,87	0,007- j0,122	0,058 + j0,5 42	-0,038- j0,871	0,049- j0,275	0,102 + j0,4 55

Добавляємо поточкорозподіл потужностей додаткових навантажень пунктів на основний.

Обчислимо на прикладі 1 пункту:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{рез1}^{(1)} &= \dot{S}_{п1} + \Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} = 0,062 + j0,748 + 11,046 - j7,511 \\ &= 11,108 - j6,763 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Аналогічним чином обраховуємо інші пункти, отримані дані  
зоносимо в таблицю 1.2.

Таблиця 1.24 – Результуючі потужності пунктів

Пункт	1	2	3	4	5	6	7
$\dot{S}_{рез1}^{(1)}$ , МВА	11,108- j6,763	10,09- j6,293	12,168- j7,319	14,189- j8,704	7,156- j3,425	9,103- j5,202	11,1- j6,945

Аналогічним чином обраховуємо інші ділянки, отримані дані  
зоносимо в таблицю 1.25:

Таблиця 1.25 – Результуючі потужності ділянок

Ділянка	0-3	0-4	0-5	1-4	2-1	5-2	6-3	7-6	5-7
$\dot{S}_{резі-j}^{(1)}$ , МВА	24,83 2- j14,83 6	25,30 7- j15,4 89	24,77 3- j14,32 5	- 11,11 8+j6, 785	- 0,011+j 0,022	10,07 9- j6,27 1	- 12,664 +j7,517	- 3,561 +j2,3 15	7,539- j4,63

Обраховуємо рівні напруги в пунктах на першій ітерації і заносимо в  
таблицю 1.26:

Таблиця 1.26 – Напруга на першій ітерації

Пункт	1	2	3	4	5	6	7
$U_S$ , кВ	110,004	109,055	111,22	111,273	114,423	110,731	109,3

Зміною модулів напруги пунктів проводимо перевірку збіжностей  
ітераційного процесу:

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|110.004 - 110|}{110} \cdot 100\% =$$

$$= 3,442i \cdot 10^{-3}\%;$$

Таблиця 1.27 – Перевірка збіжностей ітераційного процесу

Пункт	1	2	3	4	5	6	7
$\Delta U_S^{(1)}$ , %	$3,442$ $\cdot 10^{-3}$	0,859	1,11	1,158	4,021	0,664	0,636

Проводимо ще одну ітерацію.

В результаті першої ітерації обчислюємо втрати потужностей в схемі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(1)} + 0,5 \\ &\cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(1)} \right) = \\ &= 75,148 - j45,448 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} + \dot{S}_{\text{зад6}} + \dot{S}_{\text{зад7}} = \\ &= 74 - j43,793 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} = \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = 1,148 - j1,655 \text{ МВА.}$$

Проводимо другу ітерацію обчислення режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях, початкові напруги пунктів беремо з результату обчислень першої ітерації.

Аналогічним чином проводимо обчислення наступної ітерації і заносимо до таблиць 1.28 та 1.29.

Таблиця 1.28 – Результуючі потужності пунктів

Пункт	1	2	3	4	5	6	7
$\dot{S}_{\text{рез}i-j}^{(2)}$ МВА	11,105- j6,755	10,088- j6,301	12,162- j7,276	14,184- j8,662	7,147- j3,259	9,1- j5,183	11,098- j6,951

Таблиця 1.29 – Результуючі потужності ділянок

Ділянка	0-3	0-4	0-5	1-4	2-1	5-2	6-3	7-6	5-7
$\dot{S}_{\text{рез}i-j}^{(2)}$ МВА	24,82 2- j14,78 1	25,29 8- j15,4 28	24,76 4- j14,17 8	- 11,11 4+j6, 766	- 0,009+ j0,011	10,07 9- j6,289	- 12,66+j 7,505	- 3,56+ j2,32 1	7,538- j4,63

В результаті другої ітерації обчислюємо втрати потужностей в схемі.

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(2)} + 0,5 \\ &\cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(2)} \right) \\ &= 75,104 - j45,131 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \dot{S}_{6п}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = 1,104 - j1,338 \text{ МВА.}$$

Обчислення сумарних втрат потужності на другій ітерації дорівнює:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} 100\% = 15,875\%$$

Проводимо третю ітерацію обчислення режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях, початкові напруги пунктів беремо з результату обчислень другої ітерації.

Аналогічним чином проводимо обчислення наступної ітерації і заносимо до рисунку 1.2.

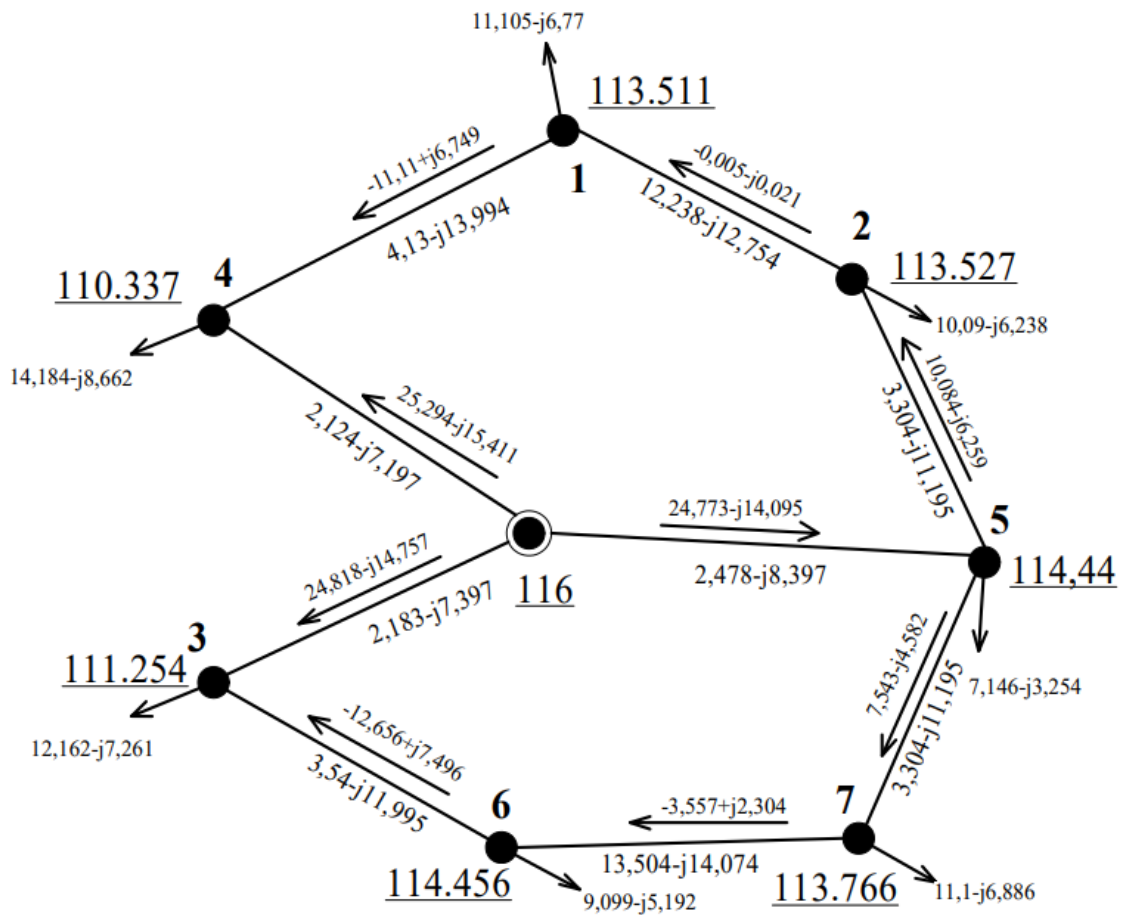


Рисунок 1.2 – Результуюча схема третьої ітерації режиму максимальних навантажень

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

В результаті третьої ітерації обчислюємо втрати потужностей в схемі.

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(3)} + 0,5 \\ &\cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(3)} \right) = \\ &= 75,103 - j45,002 \text{ МВА}; \\ \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{бп}}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = 1,103 - j1,31 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Обчислення сумарних втрат потужності на другій ітерації дорівнює:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} 100\% = 1,425\%$$

Знайдемо струмове навантаження ділянок мережі. На прикладі ділянки 0-3:

$$\begin{aligned} I_{\text{макс0-3}} &= \frac{\sqrt{P_{\text{рез0-3}}^2 + Q_{\text{рез0-3}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{с0-3}} \cdot n_{\text{л}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{24,818^2 + (14,757i)^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5(116^2 + 111,254^2)}} \cdot 10^3 \\ &= 103,718 \text{ А}. \end{aligned}$$

Аналогічним чином проводимо обчислення для інших ділянок схеми. Результати обчислень заносимо в таблицю 1.30.

Таблиця 1.30 – Струми ділянок третьої ітерації

Ділянка	0-3	0-4	0-5	1-4	2-1	5-2	6-3	7-6	5-7
$I_{\text{макс}i-j}$ , А	103,7 18	106,8 15	100,9 85	47,41 3	0,077	42,509	53,204	15,16 1	31,576

## 1.6 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку

### післяаварійного режиму роботи електричної мережі

Проведемо обчислення даних навантаження всіх вузлів. Обчислимо в поздовжніх опорах блоків двохобмоткових і триобмоткових силових трансформаторів величини активних  $\Delta P_{\text{TZ}}$  та реактивних  $\Delta Q_{\text{TZ}}$  втрат потужностей. Перед цим проведемо обрахунок коефіцієнтів

завантажень обмоток блоків двохобмоткових силових трансформаторів  $\beta$  та блоків триобмоткових силових трансформаторів  $\beta_i$ .

Обчислюємо значення коефіцієнтів завантаження на прикладі пункту 1:

$$\beta_{ВН1} = \frac{\sqrt{P_{ВН1}^2 + Q_{ВН1}^2}}{n \cdot S_{Н1}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{11^2 + (6,446)^2}}{2 \cdot 10000} \cdot 10^3 = 0,637;$$

$$\beta_{СН1} = \frac{\sqrt{P_{СН1}^2 + Q_{СН1}^2}}{n \cdot S_{Н1}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{10^2 + (-5,667)^2}}{2 \cdot 10000} \cdot 10^3 = 0,402;$$

$$\beta_{НН1} = \frac{\sqrt{P_{НН1}^2 + Q_{НН1}^2}}{n \cdot S_{Н1}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{4^2 + (-2,479)^2}}{2 \cdot 10000} \cdot 10^3 = 0,235.$$

Аналогічним чином проведемо обрахунки решти блоків силових трансформаторів. Отримані дані занесені в таблицю 1.37.

Таблиця 1.31 – Потужності і коеф. завантаження трансформаторів

Пункт	$S_n$ , МВА	Потік потужності і-ю обмоткою						Коефіцієнт завантаження		
		$P_i$ , МВт			$Q_i$ , МВАр			ВН	СН	НН
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
1	10	11	7	4	-6,446	-3,967	-2,479	0,637	0,402	0,235
2	10	10	5	5	-5,932	-2,834	-3,099	0,581	0,287	0,294
3	16	6	3,5	2,5	-3,533	-1,984	-1,549	0,218	0,126	0,092
4	16	14	9	5	-8,199	-5,1	-3,099	0,507	0,297	0,184
5	6,3	-	-	7	-	-	-4,338	-	-	0,467
6	16	9	5	4	-5,313	-2,834	-2,479	0,327	0,18	0,147
7	10	11	6	5	-6,499	-3,4	-3,099	0,639	0,345	0,294

Аналогічним чином до знаходження вихідних даних режиму максимальних навантажень проведемо обрахунки для пунктів післяаварійного режиму. Розраховані дані заносимо до таблиць 1.32 та 1.33:

Таблиця 1.32 – Обчислення вихідних потужностей до ітераційного обрахунку

Пункт	Задана потужність, МВА	Втрати потужності в опорах		Приведена потужність, МВА
		$\Delta P_{TZ}$ , кВт	$\Delta Q_{TZ}$ , кВт	
1	11-j6,446	45,57	$-1,065 \cdot 10^{-3}$	11,046-j7,511
2	10-j5,932	38,536	$-1,025 \cdot 10^{-3}$	10,039-j6,957
3	6-j3,533	7,16	- 209,497	6,007-j3,742
4	14-j8,199	39,535	$-1,071 \cdot 10^{-3}$	14,04-j9,27
5	7-j4,338	33,892	-628,829	7,019-j4,627
6	9-j5,313	16,054	-486,297	9,016-j5,799
7	11-j6,499	46,626	$-1,176 \cdot 10^{-3}$	11,047-j7,675

Таблиця 1.33 – Еквівалентні провідності пунктів

Пункт	Еквівалентні провідності пунктів, См
1	$2,571 \cdot 10^{-6} + j7,047 \cdot 10^{-5}$
2	$2,571 \cdot 10^{-6} + j6,052 \cdot 10^{-5}$
3	$2,571 \cdot 10^{-6} + j7,863 \cdot 10^{-5}$
4	$3,478 \cdot 10^{-6} + j7,675 \cdot 10^{-5}$
5	$1,739 \cdot 10^{-6} + j1,317 \cdot 10^{-5}$
6	$3,478 \cdot 10^{-6} + j5,967 \cdot 10^{-5}$
7	$2,571 \cdot 10^{-6} + j6,438 \cdot 10^{-5}$

Еквівалентна провідність балансуєчого пункту дорівнює:

$$\begin{aligned}
 Y_{\text{бп}} &= 0,5 \cdot (Y_{\text{л0-5}} + Y_{\text{л0-3}} + Y_{\text{л0-4}}) = \\
 &= 0,5 \cdot (j1,194 + j1,052 + j1,194) \cdot 10^{-4} = j1,792 \cdot 10^{-4} \text{ См.}
 \end{aligned}$$

## 1.7 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи

### мережі

Потокорозподіл схеми дорівнює:

$$\dot{S}_{4-1} = \dot{S}_{\text{пр}4} = 14,04 - j9,27 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{3-6} = \dot{S}_{\text{пр}3} = 6,007 - j3,742 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{2-5} &= \dot{S}_{1-2} + \dot{S}_{\text{пр}2} = 25,085 - j16,781 + 10,039 - j6,957 = \\ &= 35,124 - j23,738 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{1-2} &= \dot{S}_{4-1} + \dot{S}_{\text{пр}1} = 14,04 - j9,27 + 11,046 - j7,511 = \\ &= 25,085 - j16,781 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{6-7} &= \dot{S}_{\text{пр}6} + \dot{S}_{3-6} = 6,007 - j3,742 + 9,016 - j5,799 = \\ &= 15,023 - j9,541 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{7-5} &= \dot{S}_{\text{пр}7} + \dot{S}_{6-7} = 15,023 - j9,541 + 11,047 - j7,675 = \\ &= 26,07 - j17,216 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-5} &= \dot{S}_{7-5} + \dot{S}_{2-5} + \dot{S}_{\text{пр}5} = \\ &= 26,07 - j17,216 + 35,125 - j23,738 + 7,019 - j4,627 = \\ &= 68,214 - j45,581 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Обчислюємо контурні опори:

$$\underline{Z}_I = \underline{Z}_{0-3} + \underline{Z}_{6-3} + \underline{Z}_{7-6} + \underline{Z}_{7-5} + \underline{Z}_{0-5} = 25,009 + j53,058 \text{ МВА};$$

$$\underline{Z}_{II} = \underline{Z}_{0-4} + \underline{Z}_{4-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-5} + \underline{Z}_{0-5} = 24,274 + j53,538 \text{ МВА}.$$

Робимо систему контурних рівнянь:

$$\left\{ \begin{aligned} \dot{S}_{\text{к}I} \cdot \underline{Z}_I + \dot{S}_{\text{к}II} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \dot{S}_{3-6} \cdot \underline{Z}_{3-6} - \dot{S}_{6-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \dot{S}_{7-5} \cdot \underline{Z}_{7-5} - \dot{S}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} &= 0 \\ \dot{S}_{\text{к}II} \cdot \underline{Z}_{II} + \dot{S}_{\text{к}I} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \dot{S}_{4-1} \cdot \underline{Z}_{4-1} - \dot{S}_{1-2} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \dot{S}_{2-5} \cdot \underline{Z}_{2-5} - \dot{S}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} &= 0 \end{aligned} \right.$$

Обраховувавши систему рівнянь, знаходимо наступні дані контурних потужностей:

$$\dot{S}_{\text{к}I} = 17,806 - j11,037 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{\text{к}II} = 24,911 - j16,826 \text{ МВА}.$$

Визначаємо потоки потужностей за окремими ділянками схеми:

$$\dot{S}_{0-3} = \dot{S}_{\text{к}I};$$

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

$$\dot{S}_{0-4} = \dot{S}_{кII};$$

$$\dot{S}_{3-6} = \dot{S}_{3-6} - \dot{S}_{кI} = -11,799 + j7,295 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{6-7} = \dot{S}_{6-7} - \dot{S}_{кI} = -2,783 + j1,496 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{7-5} = \dot{S}_{7-5} - \dot{S}_{кI} = 8,264 - j6,179 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-5} = \dot{S}_{0-5} - \dot{S}_{кI} - \dot{S}_{кII} = 25,497 - j17,718 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-1} = \dot{S}_{2-1} - \dot{S}_{кII} = 0,176 + j0,045 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-2} = \dot{S}_{5-2} - \dot{S}_{кII} = 10,214 - j6,912 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-1} = \dot{S}_{4-1} - \dot{S}_{кII} = -10,871 + j7,556 \text{ МВА}.$$

Обраховуємо перевірку дотримання другого закону Кірхгофа:

$$\dot{S}_{0-3} \cdot \underline{Z}_{0-3} - \dot{S}_{3-6} \cdot \underline{Z}_{3-6} - \dot{S}_{6-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \dot{S}_{7-5} \cdot \underline{Z}_{7-5} - \dot{S}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 0;$$

$$\dot{S}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} - \dot{S}_{4-1} \cdot \underline{Z}_{4-1} - \dot{S}_{2-1} \cdot \underline{Z}_{2-1} - \dot{S}_{5-2} \cdot \underline{Z}_{5-2} - \dot{S}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 0.$$

Проводимо першу ітерацію обчислення режиму роботи електричних мережі при максимальних навантаженнях:

Дані необхідні для розрахунку напереді в таблиці 1.34.

Таблиця 1.34 – Втрати потужностей в опорах пунктів

Ділянка	0-3	0-4	0-5	1-4	2-1	5-2	6-3	7-6	5-7
$\Delta \dot{S}_z^{(1)}$ , МВА	0,075 - j0,25 4	0,15- j0,509	0,187 - j0,633	0,06- j0,20 3	3,339· 10 <sup>-5</sup> - j3,47 9· 10 <sup>-5</sup>	0,042- j0,141	0,056- j0,191	0,011 - j0,01 2	0,029- j0,099

Обраховуємо втрати потужностей у провідностях пунктів,  $\Delta S_{ys}$  МВА.

Обраховані дані заносимо до таблиці 1.35.

Таблиця 1.35 – Втрати потужностей у провідностях пунктів

Пункт	1	2	3	4	5	6	7
$\Delta \dot{S}_y^{(1)}$ , МВА	0,031+j0, 853	0,031+j0, 732	0,031+j0, 951	0,042+j0, 929	0,021+j1, 594	0,042+j 0,722	0,031+j0 ,779

Формуємо додаткові навантаження пунктів від втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{п1}^{(1)} &= 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{z2-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z1-4}^{(1)}) + \Delta \dot{S}_{y1}^{(1)} = \\ &= 0,5 \cdot (3,339 \cdot 10^{-5} - j3,479 \cdot 10^{-5} + 0,06 - j0,203) + 0,031 \\ &+ j0,853 = 0,061 + j0,751 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Аналогічним чином проводимо обрахунки для інших вузлів і заносимо до таблиці 1.36:

Таблиця 1.36 – Додаткові навантаження пунктів

Пункт	1	2	3	4	5	6	7
$\Delta \dot{S}_{п1}^{(1)}$ , МВА	0,061 + j0,751	0,052+j0, 662	0,097+j0, 729	0,147+j0, 573	0,15+j1,1 57	0,076+j 0,621	0,051+j0 ,724

Обраховуємо поточкорозподіл додаткових навантажень і заносимо до таблиці 1.37:

Таблиця 1.37 – Поточкорозподіл додаткових навантажень

Ділянка	0-5	1-4	2-1	5-2	6-3	7-6	5-7
$\Delta \dot{S}_{дс}$ , МВА	0,634+j 5,217	0,147+j 0,573	0,208+j 1,324	0,26+j 1,986	0,097+j0, 729	0,173+j1,3 5	0,224+j2, 074

Робимо систему контурних рівнянь:

$$\left\{ \begin{aligned} \Delta \dot{S}_{кI} \cdot \underline{Z}_I + \Delta \dot{S}_{кII} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \Delta \dot{S}_{д3-6} \cdot \underline{Z}_{3-6} - \Delta \dot{S}_{д6-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \Delta \dot{S}_{д7-5} \cdot \underline{Z}_{7-5} \\ - \Delta \dot{S}_{д0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 0 \\ \Delta \dot{S}_{кII} \cdot \underline{Z}_{JI} + \Delta \dot{S}_{кI} \cdot \underline{Z}_{0-5} - \Delta \dot{S}_{д4-1} \cdot \underline{Z}_{4-1} - \Delta \dot{S}_{д2-1} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \Delta \dot{S}_{д2-5} \cdot \underline{Z}_{2-5} \\ - \Delta \dot{S}_{д0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} = 0 \end{aligned} \right.$$

Обчислюючи дану систему рівнянь, знаходимо дані контурних потужностей:

$$\Delta \dot{S}_{кI} = 0,153 + j1,544 \text{ МВА;}$$

$$\Delta \dot{S}_{кII} = 0,2 + j1,45 \text{ МВА.}$$

Таблиця 1.38 – Контурні потужності

Ділянка	0-3	0-4	0-5	1-4	2-1	5-2	6-3	7-6	5-7
$\Delta \dot{S}_{\text{оснс}},$ МВА	0,153 +j1,5 44	0,2+j 1,45	0,281 +j2,2 23	- 0,053 - j0,87 7	0,008- j0,126	0,06 +j0,5 36	-0,056- j0,815	0,02- j0,19 4	0,071+ j0,53

Добавляємо поточкорозподіл потужностей додаткових навантажень пунктів на основний.

Обчислимо на прикладі 1 пункту:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{рез1}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{пр1}} + \Delta \dot{S}_{\text{п1}}^{(1)} = 0,061 + j0,751 + 11,047 - j7,511 = \\ &= 11,108 - j6,759 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Аналогічним чином обраховуємо інші пункти, отримані дані зоносимо в таблицю 1.39.

Таблиця 1.39 – Результуючі потужності пунктів

Пункт	1	2	3	4	5	6	7
$\dot{S}_{\text{рез1}}^{(1)},$ МВА	11,108- j6,759	10,09- j6,295	6,104- j3,013	14,187- j8,697	7,169- j3,469	9,092- j5,178	11,098- j6,951

Аналогічним чином обраховуємо інші ділянки, отримані дані зоносимо в таблицю 1.40.

Таблиця 1.40 – Результуючі потужності ділянок

Ділянка	0-3	0-4	0-5	1-4	2-1	5-2	6-3	7-6	5-7
$\dot{S}_{\text{рез1-j}},$ МВА	17,95 9- j9,493	25,11 1- j15,3 76	25,77 8- j15,49 4	- 10,92 4+j6, 679	0,184- j0,08	10,27 5- j6,37 6	- 11,855 +j6,48	- 2,763 +j1,3 02	8,335- j5,649

Обраховуємо рівні напруги в пунктах на першій ітерації і заносимо до таблиці 1.41.

Таблиця 1.42 – Рівні напруги в пунктах на першій ітерації

Пункт	1	2	3	4	5	6	7
$U_{\Sigma}, \text{кВ}$	109,97	109,038	111,083	111,253	114,316	110,505	109,172

Зміною модулів напруги пунктів проводимо перевірку збіжностей ітераційного процесу:

$$\Delta U_1^{(1)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|109,97 - 110|}{110} \cdot 100\% = 0,027\%;$$

Таблиця 1.43 – Перевірка збіжностей ітераційного процесу

Пункт	1	2	3	4	5	6	7
$\Delta U_{\Sigma}^{(1)}, \%$	0,027	0,874	0,984	1,139	3,923	0,459	0,753

Проводимо ще одну ітерацію.

В результаті першої ітерації обчислюємо втрати потужностей в схемі.

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(1)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(1)} + 0,5 \\ &\quad \cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(1)} \right) = \\ &= 69,054 - j41,061 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{\text{зад1}} + \dot{S}_{\text{зад2}} + \dot{S}_{\text{зад3}} + \dot{S}_{\text{зад4}} + \dot{S}_{\text{зад5}} + \dot{S}_{\text{зад6}} + \dot{S}_{\text{зад7}} = \\ &= 74 - j43,793 \text{ МВА}; \\ \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{бп}}^{(1)} - \dot{S}_{\Sigma} = -4,946 + j2,731 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Проводимо другу ітерацію обчислення режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях. З результату попередніх обрахунків беремо початкові напруги пунктів.

Аналогічним чином проводимо обчислення наступної ітерації і заносимо до таблиці 1.44 і 1.45.

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Таблиця 1.44 – Результуючі потужності пунктів

Пункт	1	2	3	4	5	6	7
$\dot{S}_{\text{рез}}^{(2)}$ МВА	11,106- j6,752	10,088- j6,303	6,1-j2,98	14,182- j8,655	7,159- j3,303	9,09- j5,165	11,096- j6,958

Таблиця 1.45 – Результуючі потужності ділянок

Ділянка	0-3	0-4	0-5	1-4	2-1	5-2	6-3	7-6	5-7
$\dot{S}_{\text{резі-j}}^{(2)}$ МВА	17,95 1- j9,436	25,10 1- j15,3 16	25,76 9- j15,36 4	- 10,91 9+j6, 661	0,187- j0,091	10,27 5- j6,395	- 11,851 +j6,456	- 2,761 +j1,2 92	8,335- j5,667

В результаті другої ітерації обчислюємо втрати потужностей в схемі.

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} &= \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(2)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(2)} + 0,5 \\ &\quad \cdot \left( \Delta\dot{S}_{z0-4}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{z0-3}^{(2)} + \Delta\dot{S}_{z0-5}^{(2)} \right) \\ &= 69,012 - j40,762 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \dot{S}_{\text{бп}}^{(2)} - \dot{S}_{\Sigma} = -4,988 + j3,03 \text{ МВА.}$$

Обчислення сумарних втрат потужності на другій ітерації дорівнює:

$$\delta\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(2)} - \Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(1)}|} 100\% = 5,343\%$$

Проводимо третю ітерацію обчислення режиму роботи електричної мережі при максимальних навантаженнях, початкові напруги пунктів беремо з результату обчислень другої ітерації.

Аналогічним чином проводимо обчислення наступної ітерації і заносимо до рисунку 1.3.

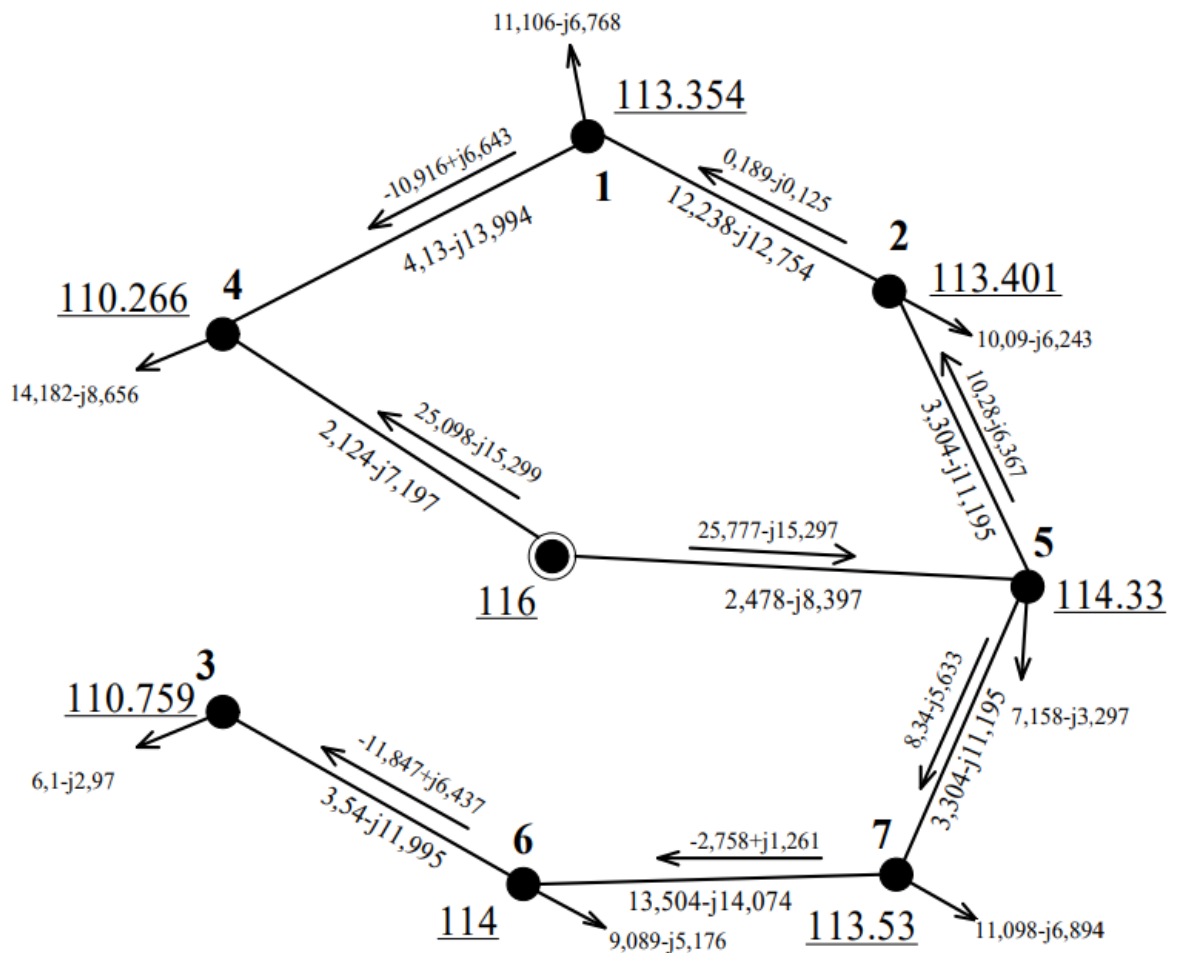


Рисунок 1.3 – Результуюча схема третьої ітерації післяаварійного режиму

В результаті другої ітерації обчислюємо втрати потужностей в схемі:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}}^{(3)} &= \dot{S}_{\text{рез0-4}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(3)} + \dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(3)} + 0,5 \\ &\cdot \left( \Delta \dot{S}_{z0-4}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z0-3}^{(3)} + \Delta \dot{S}_{z0-5}^{(3)} \right) = \\ &= 69,012 - j40,646 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \dot{S}_{\text{бп}}^{(3)} - \dot{S}_{\Sigma} = -4,988 + j3,147 \text{ МВА.}$$

Обчислення сумарних втрат потужності на другій ітерації дорівнює:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(3)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)}|} 100\% = 1,993\%$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Порахуємо струмове навантаження ділянок мережі. На прикладі ділянки 0-3:

$$I_{\max 0-3} = \frac{\sqrt{P_{\text{рез}0-3}^2 + Q_{\text{рез}0-3}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{с}0-3} \cdot n_{\text{л}}} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{17,947^2 + (9,407)^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,5(116^2 + 110,759^2)}} \cdot 10^3 = 72,942 \text{ А.}$$

Аналогічним чином проводимо обчислення для інших ділянок схеми. Результати обчислень заносимо в таблицю 1.46.

Таблиця 1.46 – Струми ділянок третьої ітерації

Ділянка	0-3	0-4	0-5	1-4	2-1	5-2	6-3	7-6	5-7
$I_{\max i-j},$ А	72,94 2	106,0 34	106,2 53	46,65 5	0,816	43,353	48,974	10,88 2	36,063

### 1.8 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій

Обчислення трансформатора розташованого в 5 пункті:

$$U_{\text{пн}5} = U_5 - \frac{(P_{\text{пр}5} + g_{65} \cdot U_{5\max}^2) \cdot r_{65} - (Q_{\text{пр}5} + b_{65} \cdot U_{5\max}^2) \cdot x_{65}}{U_5} \cdot 10^3 = 114,371 - \frac{(7,042) \cdot 7,331 - (-4,726) \cdot 110,208}{114,371} = 109,365 \text{ кВ.}$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН для нормального режиму навантаження. Обчислення на прикладі 5 пункту:

$$\omega_{\text{вж}5} = \frac{U_{\text{пн}5} \cdot U_{\text{тн}5}}{U_{\text{тв}5} \cdot U_{\text{ндж}5}} - 1 = \frac{109,365 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,004.$$

Розрахункова ступінь регулювання РПН для нормального режиму навантаження. Обчислення на прикладі 3 пункту:

$$N_{\text{вз}} = \frac{\omega_{\text{вж}3}}{\omega_{\text{в}0}} = \frac{-0,004}{0,0178} = -0,208.$$

Визначаємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН для нормального режиму навантаження. Обчислення на прикладі 5 пункту:

$$\omega_{B5}^{CT} = N_{B5}^{CT} \cdot \omega_{B0} = 0 \cdot 0.0178 = 0.$$

Фактичне значення напруги на шинах НН для нормального режиму навантаження. Обчислення на прикладі 5 пункту:

$$U_{HD5} = \frac{U_{PH5} \cdot U_{TH5}}{U_{TB5} \cdot (1 + \omega_{B5}^{CT})} = \frac{109,365 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0)} = 10,461 \text{ кВ.}$$

Проведемо обчислення для триобмоткового трансформатора розташованого на пункті 1:

$$\begin{aligned} \Delta U_{TB1} &= \frac{P_{пр1} \cdot r_{б1} - Q_{пр1} \cdot x_{б1}}{U_1} \cdot 10^3 = \frac{(11,08) \cdot 2,513 - (-7,724) \cdot 71,084}{113,355} = \\ &= 5.09 \text{ кВ;} \end{aligned}$$

$$\Delta U_{TC1} = \frac{P_{CH1} \cdot r_{б1} - Q_{CH1} \cdot x_{б1}}{U_1 - \Delta U_{TB1}} \cdot 10^3 = \frac{7 \cdot 2,513 - (-3,967) \cdot 0}{108,265} = 0.162 \text{ кВ;}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{TH1} &= \frac{P_{HH1} \cdot r_{б3} - Q_{HH1} \cdot x_{б1}}{U_1 - \Delta U_{TB1}} \cdot 10^3 = \frac{4 \cdot 2,513 - (-2,479) \cdot 114,066}{108,265} = \\ &= 2,705 \text{ кВ;} \end{aligned}$$

$$U_{PH1} = U_{1max} - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TH1} = 113,355 - 2,705 - 5,09 = 105,561 \text{ кВ;}$$

$$U_{PC1} = U_{1max} - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TC1} = 113,355 - 0,162 - 5,09 = 108,103 \text{ кВ.}$$

Порахуємо бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН для нормального режиму навантаження. Обчислення на прикладі 1 пункту:

$$\omega_{BЖ1} = \frac{U_{PH1} \cdot U_{TH1}}{U_{TB1} \cdot U_{HDЖ1}} - 1 = \frac{105,561 \cdot 11}{115 \cdot 10.5} - 1 = -0,038.$$

Обчислювальна ступінь регулювання РПН:

$$N_{B1} = \frac{\omega_{BЖ1}}{\omega_{B0}} = \frac{-0,038}{0,0178} = -2,156.$$

Знаходимо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН в 1 пункті:

$$\omega_{B1}^{CT} = N_{B1}^{CT} \cdot \omega_{B0} = 0 \cdot 0.0178 = 0.$$

										Арк.
										54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата						

Рахуємо фактичне значення напруги на шинах НН в 1 пункті:

$$U_{нд1} = \frac{U_{пн1} \cdot U_{тн1}}{U_{тв1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{ст})} = \frac{105,561 \cdot 11}{115 \cdot (1 + 0)} = 10,097 \text{ кВ.}$$

Рахуємо бажане положення відгалудження ПБЗ в обмотці СН:

$$\omega_{сж1} = \frac{U_{сж1} \cdot U_{тв1} (1 + \omega_{в1}^{ст})}{U_{пс1} \cdot U_{тс1}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115(1 + 0)}{108,103 \cdot 38,5} - 1 = 0,064;$$

$$N_{с1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{в0}} = \frac{0,064}{0,025} = 2,552;$$

$$\omega_{с1}^{ст} = N_{в1}^{ст} \cdot \omega_{в0} = 3 \cdot 0,025 = 0,075.$$

Обчислимо фактичне значення рівня напруги на шинах СН блоку триобмоткових силових трансформаторів розташованих в пункті 1:

$$U_{сд1} = \frac{U_{пс1} \cdot U_{тс1}}{U_{тв1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{ст})} = \frac{108,103 \cdot 38,5}{115 \cdot (1 + 0,075)} = 33,666 \text{ кВ.}$$

Аналогічним чином розраховуємо дані для інших пунктів. Результати заносимо в таблицю 1.47.

Таблиця 1.47 – Результати обчислень відгалуджень РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень.

Пункт схеми	$U_{max}$ кВ	$\Delta U_{тв}$ кВ	$\Delta U_{тс}$ кВ	$\Delta U_{тн}$ кВ	$U_{пс}$ кВ	$U_{пн}$ кВ	$\omega_{вж}$	$\omega_{сж}$	$N_{в}^{ст}$	$N_{с}^{ст}$
1	113,355	5,09	0,162	2,705	108,103	105,561	-0,038	0,064	0	3
2	113,277	4,723	0,116	3,372	108,438	105,182	-0,042	0,061	0	2
3	114,665	3,078	0,081	2,038	111,506	109,55	-0,002	0,031	0	1
4	114,598	3,876	0,105	2,053	110,617	108,669	-0,01	0,04	0	2
5	114,371	-	-	-	-	109,365	-0,004	-	0	-
6	113,591	2,493	0,058	1,637	111,04	109,461	-0,003	0,036	0	1
7	113,107	5,203	0,14	3,392	107,764	104,512	-0,048	0,067	0	3

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Таблиця 1.48 – Результати обчислень фактичного значення напруги на шинах НН та СН в режимі максимальних навантажень.

Пункт Схеми	$U_{сд}$ кВ	$U_{нд}$ кВ
1	33,666	10,097
2	34,574	10,061
3	36,42	10,479
4	35,269	10,394
5	-	10,461
6	36,267	10,47
7	33,56	9,997

### 1.9 Розрахунок РПН та ПБЗ для аварійного режиму

Аналогічно до нормального режиму проводимо обрахунки для аварійного режиму, результати записано в таблицях 1.49 і 1.50:

Таблиця 1.49 – Результати розрахунку відгалуджень РПН та ПБЗ в аварійному режимі.

Пункт схеми	$U_{max}$ кВ	$\Delta U_{ТВ}$ кВ	$\Delta U_{ТС}$ кВ	$\Delta U_{ТН}$ кВ	$U_{пс}$ кВ	$U_{пн}$ кВ	$\omega_{вж}$	$\omega_{сж}$	$N_{В}^{ст}$	$N_{С}^{ст}$
1	113,354	5,09	0,162	2,705	108,102	105,56	-0,038	0,064	0	3
2	110,759	4,825	0,119	3,455	105,816	102,479	-0,066	0,087	0	3
3	114,665	3,078	0,081	2,038	111,506	109,55	-0,002	0,031	0	1
4	110,266	4,018	0,109	2,14	106,138	104,108	-0,052	0,083	0	3
5	114,33	-	-	-	-	109,323	-0,004	-	0	-
6	114	2,485	0,058	1,631	111,457	109,884	0,001	0,032	0	1
7	113,53	5,185	0,139	3,378	108,206	104,967	-0,044	0,063	0	3

Таблиця 1.50 – Результати обчислень фактичного значення напруги на шинах НН та СН в аварійному режимі.

Пункт Схеми	$U_{сд}$ кВ	$U_{нд}$ кВ
1	33,666	10,097
2	32,954	9,802
3	36,42	10,479
4	33,054	9,958
5	-	10,457
6	36,404	10,511
7	33,698	10,04

### Висновок до розділу

В данному розділі, ми провели повний обрахунок вибраної схеми. А саме граничні моменти потужностей, вибір двох схем із п'яти доступних.

Витрати обох варіантів на капіталовкладення та інше.

В результаті обрали найдоцільнішу схему.

Розраховували напругу, потужності пунктів та ділянок а також струми ділянок для нормального, аварійного та максимальних навантажень режимів.

З отриманих даних побудував принципову та розрахункові схеми. Впевнелися у правильності розрахунків. Порахували доцільність встановлення РПН та ПБЗ в двох режимах. А саме в нормальному та аварійному режимах.

## 2 ПОШКОДЖЕННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

### 2.1 Види пошкоджень кабельних ліній

Одною із цільових вимог до кабельних ліній є – відповідість вимогам в відношенні до електричної міцності ізоляції. Якщо кабель не відповідає даним вимогам, то він відноситься до класу «пошкоджених». Причини пошкодження ізоляції кабельних ліній:

-Заводські дефекти, а саме: тріщини і наскрізні отвори в свинцевій оболонці, співпадання декількох паперових лент і т.д.

-Дефекти монтажу, а саме: надломи ізоляції на жилах при розводці, погана пропайка з'єднуючих зажимів, неповна заливка муфт мастикой і т.д.

-Пробої та вм'ятини, котрі були нанесені під час розкопок на кабельних трассах.

-Перегрів або старіння ізоляції.

-Коррозія свинцевої оболонки, яка викликана дією блукаючих струмів, або ґрунтовим хімічним складом.

-Дефекти під час прокладання, а саме: круті перекрутки кабелю, круті вигини, надломлення, вм'ятини і т.д.

Обриви струмоведучих жил в кабельних лініях виникають при зміщенні ґрунту на трасі лінії або опадах. Також їхнє виникнення можливе під час горіння жил під дією короткого замикання.

Є різні характери пошкоджень кабельних ліній. Їх ми можемо поділити на наступні види:

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Таблиця 2.1 – Характеристики пошкоджень кабельних ліній

Перехідний опір в місці пошкодження	Напруга пробою в місці пошкодження, кВ	Характер пошкодження кабеля	Рекомендований метод знаходження місця пошкодження
0-100 Ом	0	Однофазне замикання, обрив кабелю	Імпульсний, індукційно комутуючий та індукційний.
40-200 Ом	0	Однофазне замикання	Імпульсний, акустичний
10-200 Ом	0	Одно-, дво-, трьохфазне замикання	Імпульсний, ємнісний
100+ МОм	Вище випробуючої напруги	Обрив двох фаз	Імпульсний, ємнісний
100+ МОм	Вище випробуючої напруги	Обрив трьох фаз	Імпульсний, ємнісний
5000 Ом	До випробуючої напруги	Обрив і замикання трьох фаз	Імпульсний, ємнісний
100+ МОм	Від 8кВ до випробуючої напруги	Замикання на муфті	Коливального розряду

Алгоритм знаходження місця пошкодження кабелю починається з знаходження характеру пошкоджень. В залежності від його виду обирають відповідний метод виміру. Мегаометр необхідний під час знаходження виду пошкодження в кабельній лінії низької напруги. Вимірюють кожну

струмоведучу жилу кабелю між кожною парою струмоведучих жил і по відношенню до землі.

Під час знаходження виду пошкодження кабельної лінії високої напруги, по-черзі випробовують кожну жилу з заземленням і без заземлення інших випрямленою напругою від кенотронної установки. Напруга підніметься до рівня випробуючої.

Вимірювачі ИКЛ-4 та ИКЛ-5 призначенні для визачнення характеру складного пошкодження кабельних ліній.

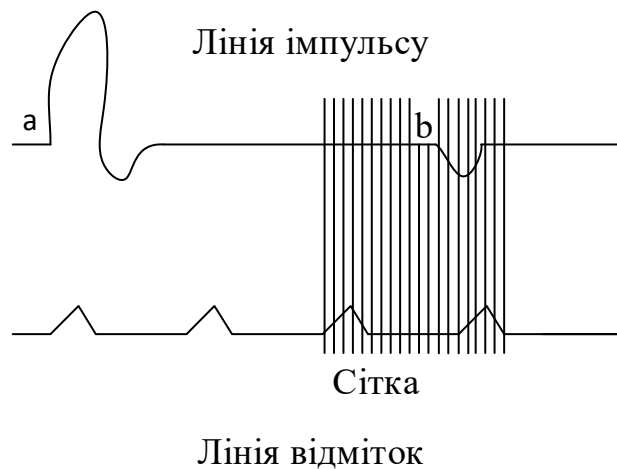


Рисунок 2.1 – Екран електронно-лучової трубки ИКЛ-4 при вимірі на лінії, під час короткого замкнення жил

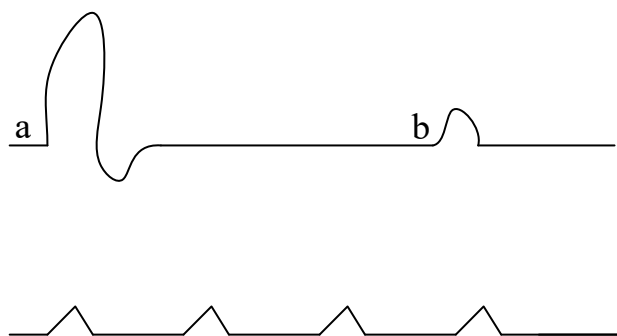


Рисунок 2.2 – Екран електронно-лучової трубки ИКЛ-4 при вимірі на лінії, під час обриву жили на муфті

Методи знаходження місця пошкодження в кабельних лініях мають наступні вимоги:

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

-Безпека виконання робіт;

-Швидкість знаходження: для як умога швидшого відновлення роботи кабельної лінії- час знаходження не повинен бути більше ніж декілька годин;

-Висока точність: в результаті складності розкопок кабельних ліній під удосконаленими покриттями - три метри максимально допустима похибка;

-Велика надійність застосовуваних приладів.

Всі існуючі методи знаходження місця пошкодження кабельної лінії поділяють на дві групи, а саме відносні і абсолютні методи.

Відносні методи дозволяють знайти відстань від місця виміру до місця пошкодження. Цей метод забезпечує високу швидкість орієнтовного знаходження місця пошкодження. Види відносних методів: імпульсний, коливального розряду та ємнісний.

Абсолютні методи дозволяють показати місце пошкодження безпосередньо географічно (на трасі). Види абсолютних методів: індукційний та акустичний.

З цього випливає, що для визначення місця пошкодження необхідно використання не менш ніж двох методів. А саме відносного і абсолютного. Тому після знаходження відносним методом приблизного місця пошкодження, на цьому ж знайденому місці проводять виміри абсолютним методом для точних координат пошкодження.

Перед проведенням зазначених вище методів, виконується прожиг кабеля.

Установка для прожигу кабеля складається з: кенотронного випрямляча, газотронного випрямляча та генератора звукової частоти.

Кенотронний випрямляч необхідний для випробування і передуючого прожигу ізоляції в місці пошкодження.

Газотронний випрямляч необхідний для дожигу ізоляційних опорів до незначних перехідних значень в місці пошкодження.

Генератор звукової частоти необхідний для індукційного методу і прожигу місця пошкодження кабеля під час розкопок.

Алгоритм прожигу пошкодженого місця починається з прожигу по кенотронній схемі і проводити його до тих пір, поки напруга прожигу не знизиться

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

до 15кВ. Після данних дій, необхідно провести підключення газотронної частини замкнувши рубильник. Наступним кроком буде включення розігріву газотронів при підключенні установки до кабельної лінії. П'яти хвилин буде вдосталь для прогріву газотрона.

Рівень напруги під час прожигу необхідно підтримувати так, щоб струм не перевищував 100мА. Тобто щоб анод кеотрона не розігрівався до червоного саява. Амперметр зафіксувавши навантаження дає нам знак, що кенотронну частину можна віключити. Наступним кроком є відлучення автомату кенотодної частини.

Напруга на газотронах підтримується на такому рівні, щоб струм по амперметру не перевищував допустимих значень для данного апарату. А саме один – півтора ампера. Сигналом недостанього розігріву катодів є - поява іскор всередині. Розв'язання цієї проблеми – збільшення напруги розігріву.

Наступним кроком є перевірка достатності пожигу. Цю перевірку ми здійснюємо шляхом закорочування рубильника на землю. Сигналом малого опору в місці пошкодження, являється не зміна показів амперметра на газотроні.

На цьому і закінчується прожиг місця пошкодження.

### 2.1.1 Індукційний метод

Цей метод використовують коли в місці пошкодження вдається отримати електричне з'єднання одної або двох жил через невеликий перехідний опір.

Індукційний метод знаходження місця пошкодження створений на принципі улавлювання магнітного поля над кабелем, по якому пропускається струм високої частоти.

Цим методом ми маємо змогу знайти:

- місце пошкодження;
- трассу кабеля;
- глибину закладання кабеля;
- місце розсташування муфт на трасі.

При використанні індукційного методу, по кабелю пропускають струм від генератора звукової частоти, а саме від 800 до 3000Гц. Під час пропускання струму

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

в кабелі виникає магнітне поле, величина якого залежить від величини пускаючого струму. За допомогою отримуючої рамки, підсилувача і телефона, ми здатні прослухати звучання пропускнуго струму на поверні землі.

Для знаходження місця пошкодження використовують рис. , від генератора по пошкодженному кабелю подається струм від п'яти до двадцяти ампер. Одночасно з цим, потрібно пройти по трасі і за допомогою рамки, підсилувача і телефона слухати характерне звучання в телефоні, від наведеної в рамці підсиленої ЕРС.

### 2.1.2 Акустичний метод

Основна ідея акустичного методу це – прослуховування звукових коливань над місцем пошкодження кабеля. Генератор імпульсів створює іскровий розряд в результаті якого утворюються звукові коливання в місці пошкодження. Схема генератора імпульсів включає в себе кенотронну установку, розрядний інтервал якого на 10-18кВ і високовольтний конденсатор ємністю 2-4мкФ. Данна схема застосовується для низьких перехідних опорів в місці пошкодження.

Під час запливаючого пробоею в кабельній муфті, кенотронна установка і ємність самого кабеля слугує генератором імпульсів коли напруга пробоею не понижується. При запливаючому пробоею в муфті так і при розряді конденсатора на кабель енергія розряду в місці пошкодження дорівнює:

$$W = \frac{CU^2}{2} \text{ [Дж]}.$$

З формули вище видно, що енергія розряду прямопропорційна ємності кабеля і квадрату напруги. Ємність високовольтного кабеля на кожен кілометр його довжини вимірюється десятими долями мікрофарада. Тому при високій напрузі енергія розряду приймає достатньо великі значення, а оскільки вона розходиться в дуже короткому проміжку часу, то в місці пробоею при розряді відбувається потужний удар. Цей звук ми можемо прослухати за допомогою акустичного апарату АИП-3 або стетоскопа. Основними умовами для

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

прослуховування с поверхності землі електричного розряду в місці пошкодження кабеля є: наявність скрізного отвору в оболонці кабеля і достатній перехідний опір для створення іскрового розряду.

### 2.1.3 Петльовий метод

Визначення відстані до місця пошкодження при випадках коли ізоляція не має обриву та окрім цього в кабелі є здорова жила, можливо виконати петльовим методом. Цей метод оснований на принципі моста.

Чотири опори А,В,С і D створюють замкнутий чотирикутник.

Гальванометр ввімкнутий в одну діагональ, батарея в іншу. Якщо батарея ввімкнена, а стрілка гальванометра не відхилюється ні в одну зі сторін, то співвідношення опорів моста А,В,С і D повинні знаходитися в співвідношенні  $\frac{A}{C} = \frac{B}{D}$ .

### 2.2 Метод коливального розряду

В ізоляції силових кабелів зустрічаються пошкодження, знаходження котрих можливо тільки використанням випробуючої напруги. При використанні напруги до ізоряції в цих випадках пробій відбувається один за одним, з проміжками в декілька секунд, а в деяких випадках і хвилин. При зниженні напруги пробої закінчуються. Доволі часто ізоляція кабельної лінії, в якій відбувається побій при відповідній нарузі, через деякий час починає витримувати не тільки данну напругу, а й більш високу. В результаті пошкодження ніби пропадає. Данного виду пробої називать запливчими. Запливчі пробої відбуваються здебільш в муфтах, коли в них створюються порожнини. Ці порожнини є іскровим проміжком. Кабель з запливчим пробоем зазвичай має високий опір ізоляції.

Якщо від кенотронного випрямляча зарядити пошкодженну жилу кабеля до напруги пробою в дефектному місці, то розряд буде мати характер затухаючих коливань.

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Період коливань  $T$  дорівнює:

$$T = 2t = \frac{4l}{v}$$

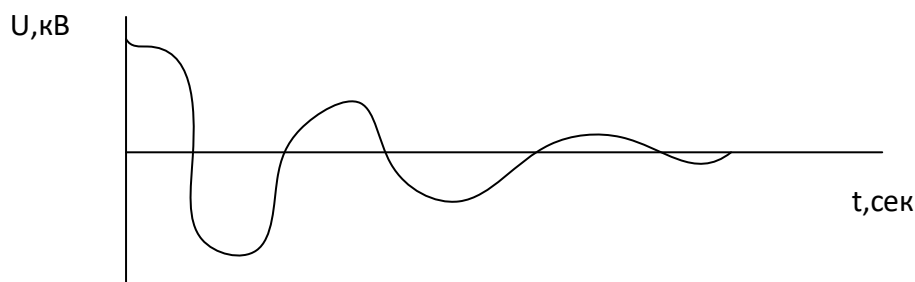


Рисунок 2.3 – Крива напруги на кінці кабелю при коливальному розряді в момент пробоя кабельної лінії

Середнє значення швидкості розповсюдження для початкових точок фронту хвилі в більшій частині кабелів 3-10кВ з паперово-масляною ізоляцією дорівнює 160м/мкСек і практично не залежить від типу перетину кабелю. Крива коливального процесу має згасаючий характер, обумовлений втратами енергії в кабелі, але пропорційність між періодом коливання, вимірюваного по початковим точкам фронту хвилі і відстанню до місця пошкодження, не порушується. Для отримання найбільшої точності при знаходженні відстані до місця дефекту вимірюється час тільки першого напівперіода коливання, котрий знаходиться під впливом найменшого згасання і спотворення

При цьому:

$$l = v \cdot \frac{t}{2}$$

Таким чином відстань до місця пошкодження може бути визначено шляхом вимірювання часу напівперіода коливань при розряді. Що і виконується електронним мікросекундоміром ЕМКС. Цей прилад встановлюється біля комірочки вимірюючого кабелю на відстані 3-4м. Приєднання дільника напруги до кабелю повинно виконуватися при обеструмленому і розрядженому кабелі з виконанням всіх правил безпеки.

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						65
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

При вмиканні дільника напруги необхідною умовою є:

-Дільник напруги необхідно встановити як умога блище до зажимів кабеля.

-Екрановані провода, які відходять від дільника, з'єднуються з вхідними жимами прибору «Пуск» і «Стоп».

-Коло проводів дільника повинно бути добре заізолюваним від землі.

-Корпус-екран дільника надійно заземлюється.

Да безпечної роботи з прибором ЭМКС-58 коло заземлення прибору не повинно відключатися під час виконання вимірів.

Перед початком вимірювань вся схема повина бути зібрана і проведена підготовка приладу до вимірювання

Згідно інструкції час прогріву придала 10-15 хвилин. Після цього встановлюється стабільно положення початку відліку, далі проводиться установка шкали.

Вмикають кенотронну установку і плавно піднімають напругу на жилі кабелю до напруги пробою.

Кенотронна установка повинна створювати від'ємний заряд на жилі кабелю по відношенню до землі. Тільки при від'ємному заряді кабеля прилад проводить виміри першого напірперіода кривої коливального процесу. При пробойі к кабелі прилад ЭМКС-58 працює наступним чином:

Блок керуючих імпульсів приладу ЭМКС-58 формує імпульси «пуск» і «стоп», відповідні початку і кінцю вимірюючого інтервала часу. Цей блок являє узгоджуючу ланкою між вимірюючим явищем і вимірюючим приладом апарату. В приладі ЭМКС-58 цей блок виконаний спеціально для виміру напівперіода коливань. Ключова лампа прибору пропускає струм через зарядне коло протягом вимірюючого інтервала часу. В зарядному колі прибора знаходиться конденсатор, накопичуючий енергію при заряді. Параметри цього кола вибрані так, що напруга на конденсаторі, пропорційна шуканій відстані. Для ще більшого комфорту знаходження відстані до місця дефекту в кабелі, шкала вимірюючого приладу має градуировку в кілометрах.

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		66

Використання кіл, компенсуючих струми втрат конденсатора і прилада, дозволяє зберегти покази прилада, дозволяє зберегти покази прилада незмінними протягом декількох хвилин.

В схемі прилада є самоблокування для винятку замірів що накладаються одне на одного при отриманні повторних коливань на вхід прилада. Повторний замір можливий тільки після деблокування прилада.

При наявності неоднорідностей хвильового опору в кабельній лінії на характерну криву коливального процесу можуть бути накладені похибки, котрі можуть призвести до неправильного показу відстані до місця пошкодження кабелю. В таких випадках чутливість каналу «Зупинок» загубляється, для чого тумблер «Чутливість» потрібно ставити в положення «2» або «3» і повторити вимірювання. Якщо і в цьому випадку покази приладу зміняться, то правильних потрібно рахувати результат останнього вимірювання. Тобто при пониженній чутливості, коли вплив нерівностей хвильового опору усунено.

### **Висновок до розділу**

В данному розділі, ми розглядали основні види пошкоджень кабельних ліній. Причини їх виникнення, способи запобігання, алгоритм проведення прожигу кабеля, деякі із основних видів пошуку місць дефектів в кабелі. А також поглиблено вивчили метод коливальних розрядів.

Дослідили прилади необхідні для проведення визначення місця пошкодження. Особливо звернули увагу на ЭМКС-58. Дослідили його принципову схему, будову, теоретичні відомості про даний прилад, вивчили алгоритм проведення пошуку дефектів.

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						67
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

## ВИСНОВКИ

Під час опрацювання даного дипломного проекту, мною було виконані наступні завдання:

- обрані два найліпші варіанти схем, головними критерієм їх вибору були загальна довжина лінії та значення граничних моментів потужностей;
- знайдено необхідні для подальших розрахунків трансформатори, їх тип та потужності;
- провів, використовуючи обрані мною схеми, обчислення L-схеми;
- обрав необхідну кількість ланцюгів та перерізів замкненої мережі;
- зробив економічну перевірку доцільності використання даних ланцюгів і перерізів, обрав найбільш економічно доцільніший варіант;
- обравши схему провів обчислення параметрів Z-схеми заміщення електричної схеми;
- провів електричне обчислення режиму максимальних навантажень;
- аналогічним чином зробив обчислення післяаварійного режиму;
- вибрав регулювальні відгалуження РПН та ПБЗ на силових трансформаторах розташованих в даних підстанціях;

Вище згадані пункти дають можливість зробити висновок – всі розрахунки вище направлені на підвищення надійності і якості енергопостачання споживачів.

- дослідив причини пошкоджень в кабельних лініях;
- провів дослідження методів пошуку дефектів в кабелі, в особливості метод коливальних розрядів;
- поглиблено дослідив ЭМКС-58, алгоритм його роботи, технічні

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						68
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

данні, місце застосування.

Провів аналіз доцільності використання методів в окремих ситуаціях, та  
характерах пошкоджень.

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						69
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

## Список використаної літератури

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

2. Електричні системи та мережі. Районні електричні мережі [Текст]: метод. вказівки до викон. курсового проекту з дисципліни для студ. усіх форм навчання та студ.-іноземців напряму підготов. 6050707 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К., НТУУ «КПІ», 2009. – 92 с.

3. Математичні моделі електричних систем [Текст]: Метод. Вказівки до викон. Модульної контрольної роботи з дисципліни для студ. денної форми та студ.-іноземців напрямку підготовки «Електротехніка та електротехнології» програми професійного спрямування «Електричні системи і мережі» / Уклад. Т.Л. Кацадзе, О.М. Паненко. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 59 с.

4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

5. Казанський С.В. Надійність електроенергетичних систем: навчальний посібник [Текст] / С.В. Казанський, Ю.П. Матеєнко, Б.М. Сердюк. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с. – ISBN 978-966-622-453-1.

6. Методичні вказівки до виконання курсового проекту "Проектирование местных электрических сетей". Київ.: КПИ, 1992 – 56 с

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Ім'я користувача:  
Чижевський Володимир Валерійович

ID перевірки:  
1008244560

Дата перевірки:  
09.06.2021 12:58:18 EEST

Тип перевірки:  
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:  
09.06.2021 13:05:43 EEST

ID користувача:  
100006981

Назва документа: **Копилець**

Кількість сторінок: 64 Кількість слів: 11229 Кількість символів: 75528 Розмір файлу: 791.31 KB ID файлу: 1008316801

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

**5.69%**  
**Схожість**

Найбільша схожість: 1.57% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 5942875)

4.51% Джерела з Інтернету 45 ..... Сторінка 66

3.09% Джерела з Бібліотеки 91 ..... Сторінка 67

**0% Цитат**

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

**0%**  
**Вилучень**

Немає вилучених джерел

**Модифікації**

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

Замінені символи 598

Підозріле форматування 16 сторінок

					ДП8103.141.002 ПЗ	Арк.
						71
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		