

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.В. Кирик
“ ____ ” _____ 2020 р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня «бакалавр»

зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код спеціальності)

на тему: «Районна електрична мережа напругою 110 кВ з традиційним та компактним розташуванням фаз»

Виконав: студент III курсу, групи ЕС-п71
(шифр групи)

Новіков Кирило Михайлович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проекту: Пекур П.П.
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант:

(назва розділу ДП)

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент: _____
(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 – 2020 року

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Освітній ступінь «Бакалавр»
Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

Овітня програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

_____ В.В. Кирик
(підпис) (ініціали, прізвище)

«__» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Новікову Кирилу Михайловичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Районна електрична мережа напругою 110 кВ з традиційним та компактним розташуванням фаз»
керівник проекту Пекур Павло Петрович, асистент, затверджені наказом по університету від «28» квітня 2020 р. № 1047-с.
2. Строк подання студентом проекту «11» червня 2020 р.
3. Вихідні дані до проекту: додаток до завдання на ДП РЕМ.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:
 - 4.1. Визначення оптимальної конфігурації мережі за методом граничних моментів.

- 4.2. Вибір типу трансформаторів до встановлення на підстанціях.
- 4.3. Розрахунок режимів роботи електричної мережі.
- 4.4. Порівняння традиційного та компактного розташування фаз

5. Перелік графічного матеріалу:

- 5.1. Вибір оптимальної конфігурації РЕМ.
- 5.2. Результат розрахунку робочих режимів мережі.

6. Консультанти розділів проекту

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

7. Дата видачі завдання «13» квітня 2020 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Вибір конфігурації схеми мережі на основі техніко-економічного порівняння варіантів	13.04.20 – 19.04.20	
2	Розрахунок режимів роботи мережі	20.04.20 – 10.05.20	
3	Підготовка креслень	25.05.20 – 7.06.20	

Студент

(підпис)

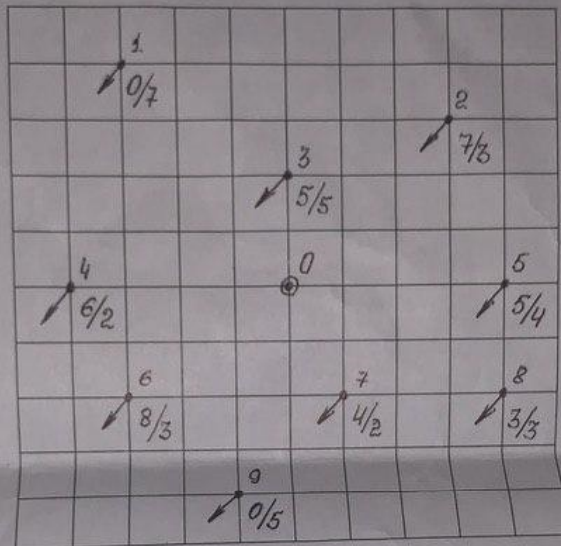
Новіков К.М.

Керівник проекту

(підпис)

Пекур П.П.

Додаток до завдання на дипломний проект
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "бакалавр")
районної електричної мережі напругою 110 кВ
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці 0.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{\text{м}} = \underline{0,78}$, $\cos \varphi_{\text{сн}} = \underline{0,80}$, $T_{\text{max}} = \underline{4900}$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Україна.
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha = \underline{0,64}$ (%), р-н I – II.
- $M_{\text{гран}} = \underline{4000}$ [МВт·км], $\alpha_m = \underline{\hspace{2cm}}$.

Примітки:

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

Завдання видане

Дата 04.02.2020р.

Підпис викладача

Рейд

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Районна електрична мережа напругою 110 кВ з традиційним та компактним розташуванням фаз»

Київ – 2020 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/П	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП7106.141.005 ПЗ	Пояснювальна записка	106	
3	A1	ДП7106.141.01.005 ТК	Вибір оптимальної конфігурації РЕМ	1	
4	A1	ДП7106.141.02.005 ТК	Результат розрахунку робочих режимів мережі	1	
5	A1	ДП7106.141.03.005 ТК	Компактні лінії електропередачі	1	

					ДП7106.141 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>		Новіков К.М.			Районна електрична мережа напругою 110 кВ з традиційним та компактним розташуванням фаз	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушів</i>
<i>Перевірів</i>		Пекур П.П.					5	87
<i>Н. Контр.</i>		Кацадзе Т.Л.				НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-п71		
<i>Затвердив</i>		Кирик В.В						

РЕФЕРАТ

Обсяг – 87 сторінок машинописного тексту.

Ілюстрацій – 28. Таблиць – 57.

Основною метою проекту є вибір оптимальної конфігурації схеми мережі напругою 110 кВ з п'яти варіантів із використанням методу граничних моментів. На основі даного методу було відібрано два варіанти конфігурації мережі, з яких був обраний оптимальний, шляхом їх техніко-економічного порівняння. В пунктах мережі була обрана кількість та потужність трансформаторів, та розраховані параметри Z-схеми заміщення мережі. Для обраного варіанту конфігурації схеми проведений електричний розрахунок режиму максимальних навантажень, мінімальних та післяаварійного.

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

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ТРАНСФОРМАТОР, ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, РЕЖИМ РОБОТИ, СТРУМ, НАПРУГА, ОПР, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, КОМПОЗИТНІ ОПОРИ, БЛИСКАВКОЗАХИСТ.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

Volume – 87 pages of typewritten text.

Illustrations – 28. Tables – 57.

The main goal of the project is to select the optimal configuration of the 110 kV network scheme from five variants using the method of limit moments. Based on this method, two network configuration options were selected, from which the optimal one was selected by their technical and economic comparison. The number and power of transformers were selected at the network points, and the parameters of the Z-scheme of grid were calculated. For the selected variant of the configuration of the scheme the electric calculation of the mode of the maximum loads and emergency mode is carried out. In the last section of the project the topical issues of development and application of composite supports of overhead power lines are investigated.

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

DISTRICT ELECTRICAL NETWORK, TRANSFORMER, OVERHEAD POWER LINE, MODE OF WORK, CURRENT, VOLTAGE, RESISTANCE, VOLTAGE REGULATION, TRANSMISSION TOWER, LIGHTNING PROTECTION.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						7
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1. РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ.....	11
1.1 Синтез конфігурації схеми за методом максимального граничного моменту .	11
1.2 Вибір силових трансформаторів підстанцій мережі	17
1.3 Попереднє визначення поточкорозподілу потужностей	19
1.4 Розрахунок перерізів проводів та кількості ланцюгів по ділянкам замкненої мережі	24
Висновки до розділу	36
2. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕМЕНТІВ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ТА РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	37
2.1 Параметри схем заміщення.....	37
2.2 Режим максимальних навантажень	40
2.3 Вибір відгалужень ПБЗ та РПН на трансформаторах понижуючих підстанцій в режимі максимальних навантажень	52
2.4 Розрахунок режиму мінімальних навантажень	53
2.5 Вибір відгалужень ПБЗ та РПН на трансформаторах понижуючих підстанцій	62
2.6 Післяаварійний режим	62
2.7 Вибір відгалужень ПБЗ та РПН на трансформаторах	69
Висновки до розділу	69
3. КОМПАКТНІ ЕЛЕКТРИЧНІ ЛІНІЇ	70
Висновки до розділу	84
ВИСНОВКИ	85
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	86
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат	87

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

БП – балансуєчий пункт;
ВН – висока напруга;
ЕС – енергосистема;
ЛЕП – лінія електропередавання;
НН – низька напруга;
ОЕС – об'єднана енергосистема;
ОПН – обмеження перенапруги;
ПБЗ – перемикач без збудження;
ПЛ – повітряна лінія електропередавання;
РЕМ – районна електрична мережа;
РЗА – релейний захист та автоматика;
РПН – регулювання під навантаженням;
СН – середня напруга;
РУ - розподільча установка;
ПС - підстанція
Т – трансформатор.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						9
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

ВСТУП

Для забезпечення безперебійної роботи енергетичної системи декілька РЕМ працюють паралельно одна одній. Щоб поєднати декілька класів напруг енергетичної системи на підстанції встановлюють трансформатори для синхронної роботи всіх споживачів та генеруючих станцій Для далеких об'єктів використовують радіально відгалужені ділянки.

Основні положення розрахунку режимів РЕМ:

1. В системі існують балансуочі та звичайні пункти. Перші покривають втрати потужності в системі, забезпечує баланс реактивної та активної енергій. Другий тип пунктів використовується для забезпечення потужністю споживачів в мережі.
2. РЕМ має високу замкненість, а саме складається з великої кількості вузлів та гілок. Така будова спричиняє створення багатьох контурів, що в свою чергу збільшує складність розрахунку режимів системи.
3. Для розв'язку та знаходження всіх параметрів системи необхідно скласти систему нелінійних рівнянь, котрі описують роботу енергосистеми. Для розв'язку такої системи необхідно використовувати ітераційні методи розрахунки, які потребують спеціальних програм, ресурсів та знань.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ВИБІР КОНФІГУРАЦІЇ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Синтез конфігурації районної електричної мережі на базі моментів потужностей

Для вибору схеми необхідно проаналізувати категорії споживачів, щокотрі підключені в пунктах мережі. В завданні вказані споживачі I-ї та II-ї категорій. Для забезпечення потреб споживачів потрібно мати два незалежних джерела живлення. Ситуаційний план в масштабі 1см:5 км розміщено на рис. 1.1.

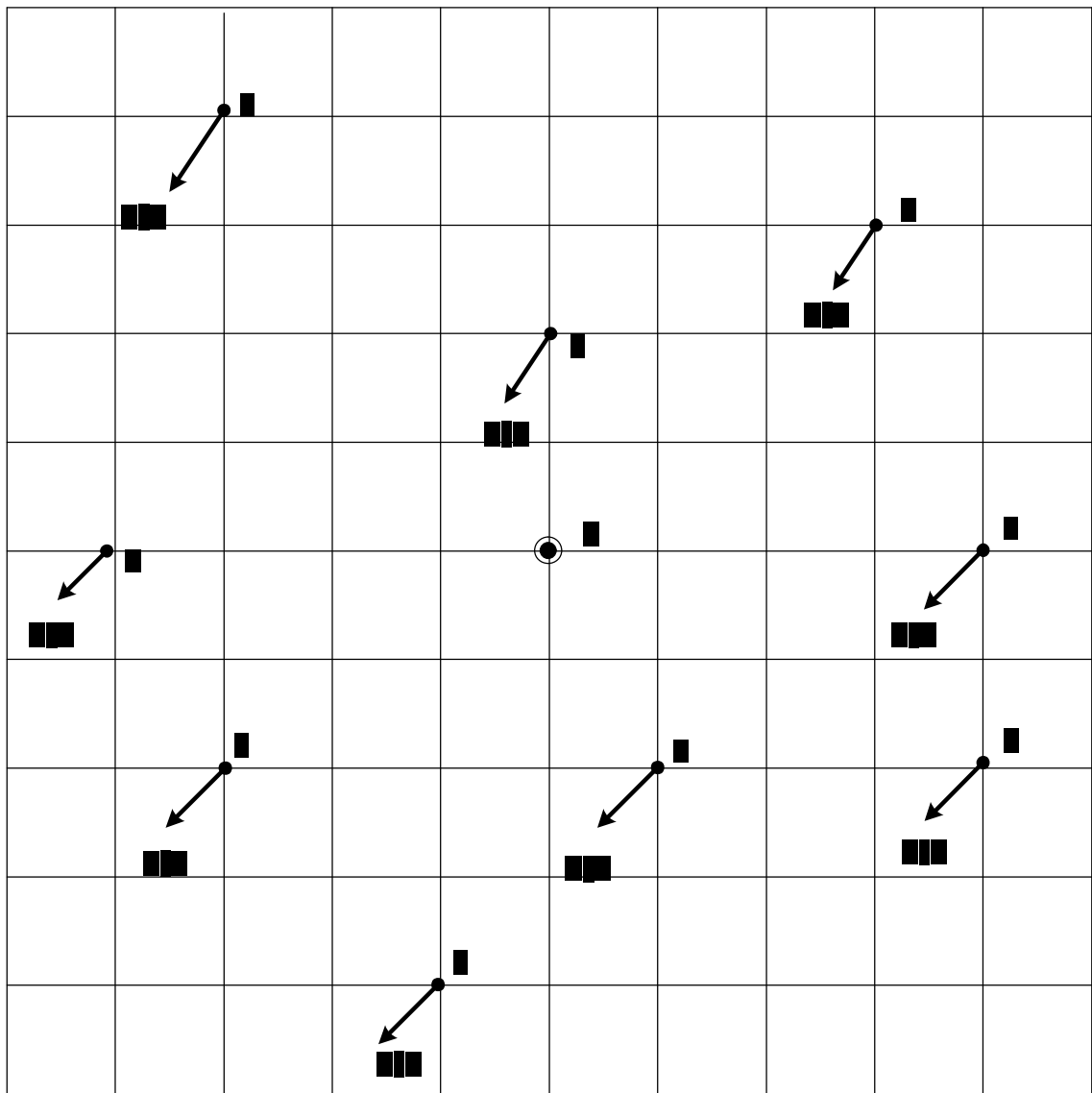


Рисунок. 1.1 – Ситуаційний план пунктів РЕМ

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7106.141 ПЗ

Арк.

11

.Розробимо схеми живлення споживачів, тобто конфігурацію схем і перевіримо її на дотримання умови максимального граничного моменту. При цьому максимальний граничний момент потужності обмежується – $M_{\text{гран}} = 4000 \text{ МВт} \cdot \text{км}$.

Активні потужності пунктів знаходимо як суму потужностей споживачів на кожній з обмоток :

$$P_i = P_{\text{CH}_i} + P_{\text{HH}_i},$$

де P_{CH_i} – потужність споживачів СН;

P_{HH_i} – споживачів на стороні НН;

$$P_1 = P_{\text{CH}_1} + P_{\text{HH}_1} = 0 + 7 = 7 \text{ МВт};$$

$$P_2 = P_{\text{CH}_2} + P_{\text{HH}_2} = 7 + 3 = 10 \text{ МВт};$$

$$P_3 = P_{\text{CH}_3} + P_{\text{HH}_3} = 5 + 5 = 10 \text{ МВт};$$

$$P_4 = P_{\text{CH}_4} + P_{\text{HH}_4} = 6 + 2 = 8 \text{ МВт};$$

$$P_5 = P_{\text{CH}_5} + P_{\text{HH}_5} = 5 + 4 = 9 \text{ МВт};$$

$$P_6 = P_{\text{CH}_6} + P_{\text{HH}_6} = 8 + 3 = 10 \text{ МВт};$$

$$P_7 = P_{\text{CH}_7} + P_{\text{HH}_7} = 4 + 2 = 6 \text{ МВт};$$

$$P_8 = P_{\text{CH}_8} + P_{\text{HH}_8} = 3 + 3 = 6 \text{ МВт};$$

$$P_9 = P_{\text{CH}_9} + P_{\text{HH}_9} = 0 + 5 = 5 \text{ МВт};$$

Знайдемо сумарну довжину ліній першого варіанту схеми:

$$l_{\Sigma} = l_{03} + l_{05} + l_{06} + l_{13} + l_{14} + l_{23} + l_{25} + l_{46} + l_{58} + l_{69} + l_{78} + l_{79} = 20 + 40 + 36 + 36 + 42 + 32 + 32 + 22 + 20 + 28 + 30 + 28 = 366 \text{ км}$$

Схема першого варіанта зображена на рис. 1.2 .

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

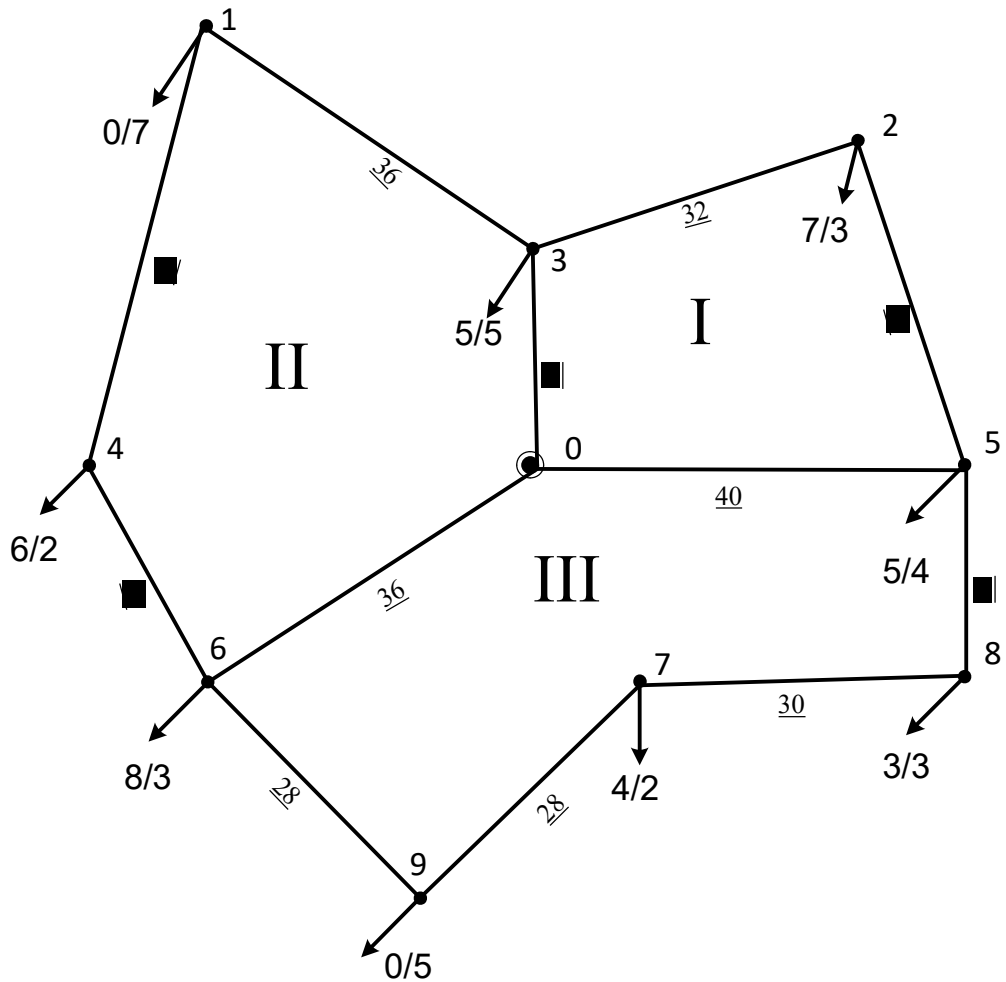


Рисунок 1.2 – Схема першого варіанту триконтурної схеми

Моменти потужностей першого контуру (0-3-2-5) за годинниковою стрілкою:

$$M_{03} = P_3 \cdot l_{03} = 10 \cdot 20 = 200 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{023} = M_{03} + P_2 \cdot (l_{03} + l_{23}) = 200 + 10 \cdot (20 + 32) = 720 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{0235} = M_{023} + P_5 \cdot (l_{03} + l_{23} + l_{25}) = 720 + 9 \cdot (20 + 32 + 32) = 1476 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Таким же чином знайдемо граничний момент контуру в зворотному напрямку. Результат розрахунку схеми та всіх наступних занесемо до табл. 1.1 і згідно з завданням відкинемо схеми, які не пройдуть перевірку.

Сумарну довжину ділянок кожної зі схем розрахуємо таким же чином.

Схема синтезу варіанту два відображена на рис. 1.3.

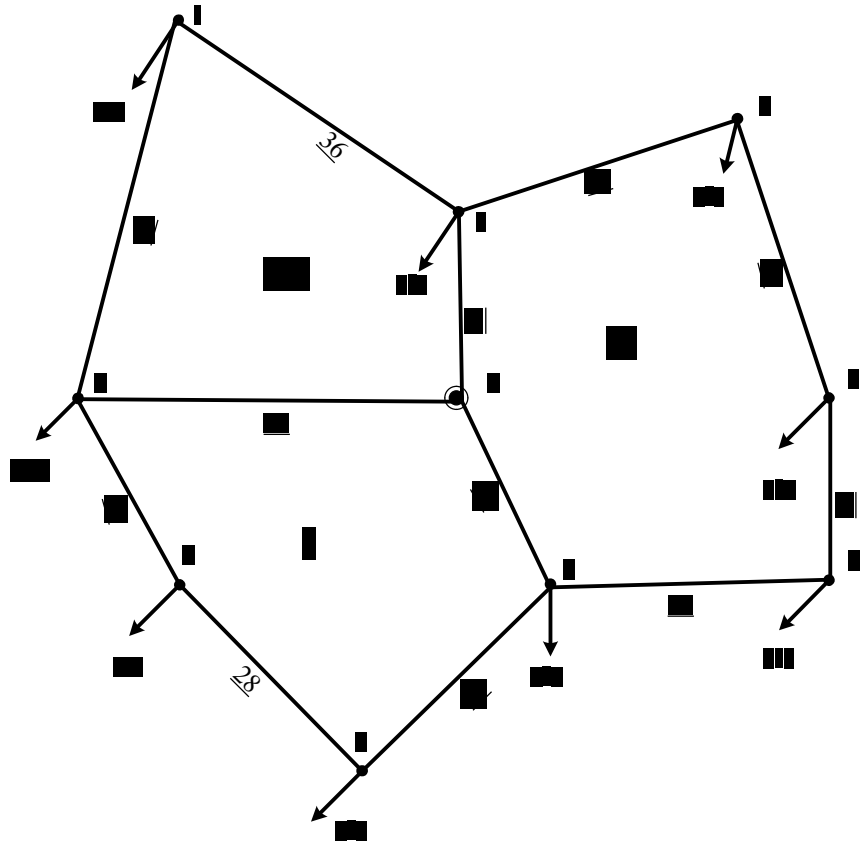


Рисунок 1.3 – Другий варіант триконтурної схеми

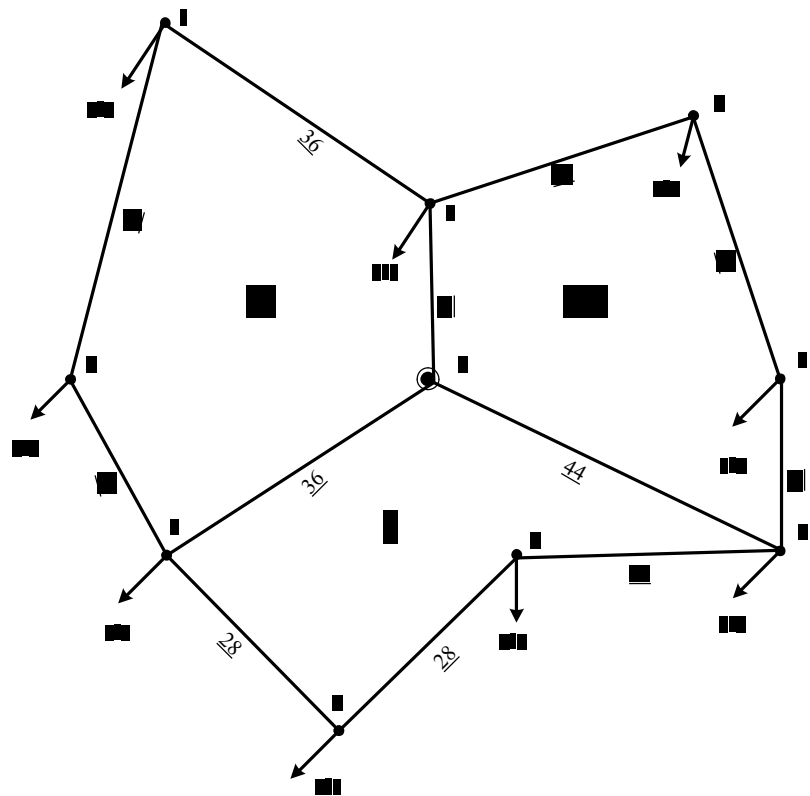


Рисунок 1.4 – Третій варіант триконтурної схеми

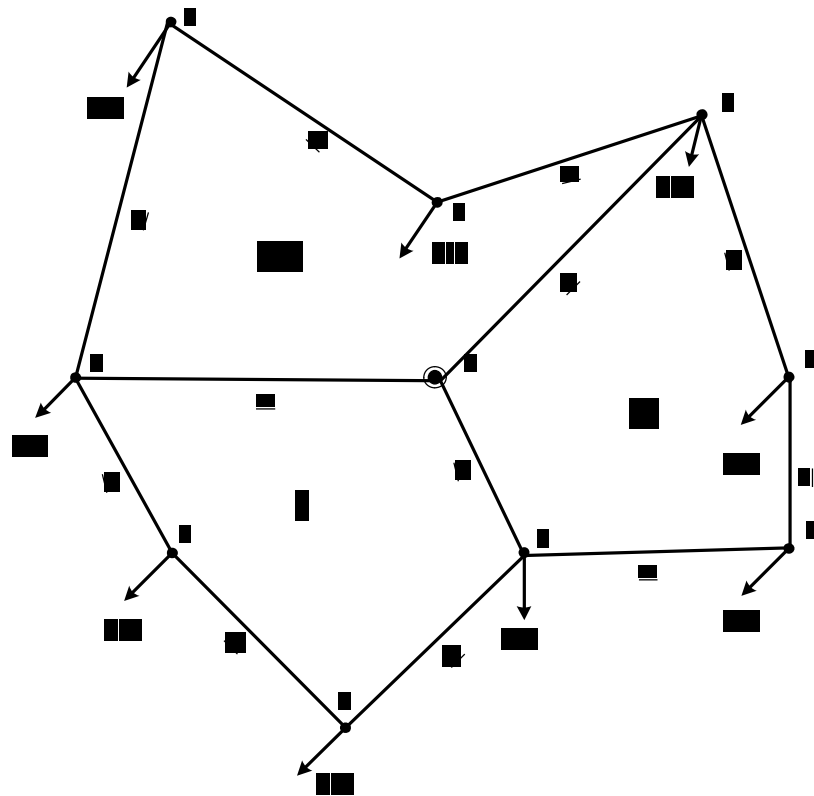


Рисунок 1.5 – Четвертый вариант триконтурної схеми

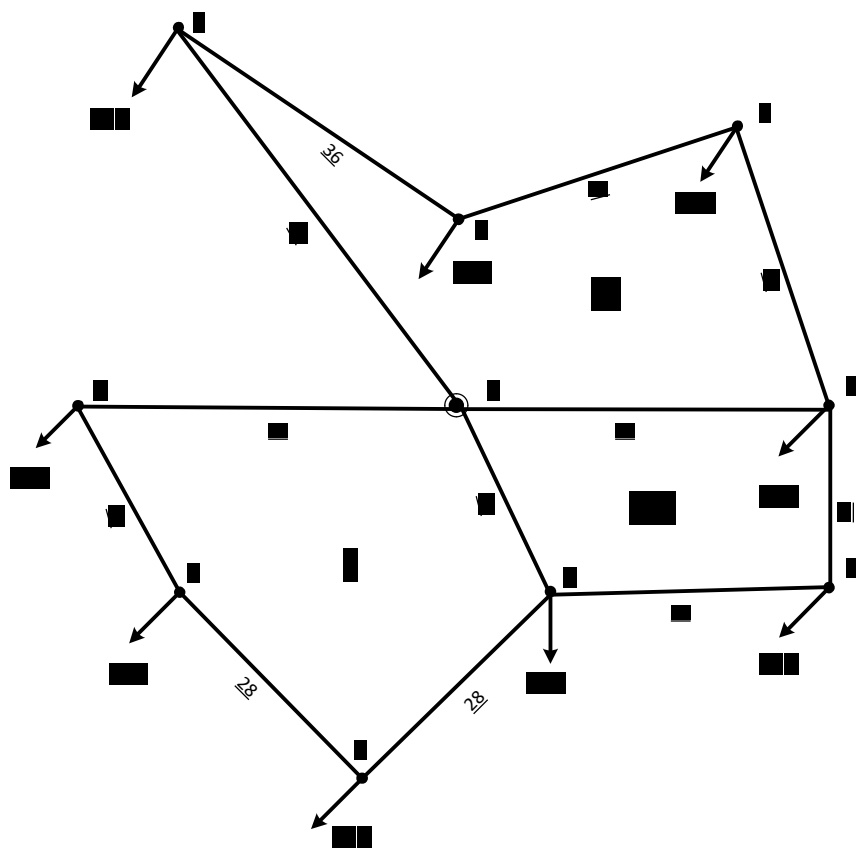


Рисунок 1.6 – П'ятий варіант триконтурної схеми.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

Всі розраховані граничні моменти схем зведемо до табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Граничні моменти синтезованих схем

	Схема номер	1	2	3	4	5
Перший контур	Прямий	1476	2040	3219	2120	2120
	Зворотній	2120	2160	2964	2920	2920
Другий контур	Прямий	2920	2904	2920	2703	3740
	Зворотній	2696	3492	2696	3109	3100
Третій контур	Прямий	3456	2620	2703	3574	3219
	Зворотній	3278	2392	3109	3146	2964

Отримані значення довжин ділянок запишемо до табл. 1.2 і виберемо варіанти, котрі задовольняють завдання проекту і є найбільш економічно доцільними.

Таблиця 1.2 – Довжина ділянок схем РЕМ.

Схема	1	2	3	4	5
Довжина	366	352	370	374	380

Моменти усіх варіантів схеми менше гранично допустимих, тому для подальшого розрахунку оберемо схеми з найменшими сумарними довжинами ділянок - схеми 1 та 2.

1.2 Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях

Зважаючи на категорії споживачів, котрі живляться від підстанцій районної мережі, в кожному пункті схеми необхідно встановити два трансформатори для забезпечення кожного з споживачів необхідними параметрами, а саме рівнем напруги та надійним електропостачання споживачів.

Повні навантаження пунктів розрахуємо за виразом наведеним нижче:

$$S_{\max} = \sqrt{(P_{\text{СН}} + P_{\text{НН}})^2 + (Q_{\text{СН}} + Q_{\text{НН}})^2},$$

де $Q_{\text{СН}}, Q_{\text{НН}}$ – реактивна потужність на сторонах середньої та нижчої напруг відповідно, МВАр, котра визначається за виразами :

$$Q_{\text{СН}} = -P_{\text{СН}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{СН}};$$

$$Q_{\text{НН}} = -P_{\text{НН}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{НН}},$$

де $\varphi_{\text{СН}}, \varphi_{\text{НН}}$ – величини, які визначаються за виразами:

$$\varphi_{\text{СН}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{СН}});$$

$$\varphi_{\text{НН}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{НН}}),$$

де $\cos \varphi_{\text{СН}}, \cos \varphi_{\text{НН}}$ – коефіцієнт потужності навантаження на стороні СН та НН відповідно.

Потужність одного трансформатора знайдемо за допомогою виразу:

$$S_{\text{T}} = 0,7S_{\max},$$

Знайшовши значення необхідної потужності трансформатора з довідника виберемо пару трансформаторів для встановлення в пункті мережі.

Виконаємо розрахунки:

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\varphi_{\text{CH}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{CH}}) = \arccos(0.8) = 36.52^\circ;$$

$$\varphi_{\text{HH}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{HH}}) = \arccos(0.78) = 38.44^\circ.$$

Підстанція 1

Реактивні потужності СН і НН пункту:

$$Q_{\text{CH1}} = -P_{\text{CH1}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{CH}} = -0 \cdot \operatorname{tg} \varphi(36.52) = 0.0 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{HH1}} = -P_{\text{HH1}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{HH}} = -7 \cdot \operatorname{tg} \varphi(38.44) = -5.62 \text{ МВАр}.$$

Сумарне навантаження підстанції:

$$S_1 = (P_{\text{CH1}} + P_{\text{HH1}}) - (Q_{\text{CH1}} + Q_{\text{HH1}})i = 7 - 5.62i \text{ МВА};$$

$$S_{\text{max1}} = \sqrt{(P_{\text{CH1}} + P_{\text{HH1}})^2 + (Q_{\text{CH1}} + Q_{\text{HH1}})^2} = \sqrt{(7)^2 + (-5.62)^2} = 8.97 \text{ МВА}.$$

Потужність споживання трансформатора:

$$S_{\text{T1}} = 0,7 S_{\text{max1}} = 0,7 \cdot 8.97 = 6.28 \text{ МВА}.$$

За довідником вибираємо трансформатор ТМН-6300/110.

Результати розрахунків вище заносимо до табл. 1.1, а обрані типи трансформаторів пунктів до табл. 1.2.

Таблиця 1.1 – Значення розрахованих потужностей підстанцій мережі для вибору трансформаторів у пунктах.

№ пункту	Активні потужності <i>P, МВт</i>		Реактивні потужності <i>Q, МВАр</i>		Повна потужність <i>S_{max}, МВА</i>	Модуль потужності <i>S_{max}, МВА</i>
	СН	НН	СН	НН		
1	0	7	0,00	-5,62	7-5,62i	8,97
2	7	3	-5,25	-2,41	10-7,66i	12,59
3	5	5	-3,75	-4,01	10-7,76i	12,66
4	6	2	-4,50	-1,60	8-6,1i	10,06
5	5	4	-3,75	-3,21	9-6,96i	11,38
6	8	3	-6,00	-2,41	11-8,41i	13,84
7	4	2	-3,00	-1,60	6-4,6i	7,56
8	3	3	-2,25	-2,41	6-4,66i	7,60
9	0	5	0,00	-4,01	5-4,01i	6,41

Таблиця 1.2 – Трансформатори для встановлення в пунктах мережі

№ пункту	Модуль повної потужності S_{max}, MVA	Розрахункова номінальна потужність S_m, MVA	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	8,97	6,28	2	2хТМН-6300/110
2	12,59	8,82	3	2хТДТН-10000/110
3	12,66	8,86	3	2хТДТН-10000/110
4	10,06	7,04	3	2хТДТН-10000/110
5	11,38	7,96	3	2хТДТН-10000/110
6	13,84	9,69	3	2хТДТН-10000/110
7	7,56	5,29	3	2хТДТН-6300/110
8	7,60	5,32	3	2хТДТН-6300/110
9	6,41	4,49	2	2хТМН-6300/110

1.3 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)

Варіант № 1

Для розрахунку струмів за L-схемою припустимо переріз усіх ділянок схеми однаковим та виконаним проводом однієї марки.

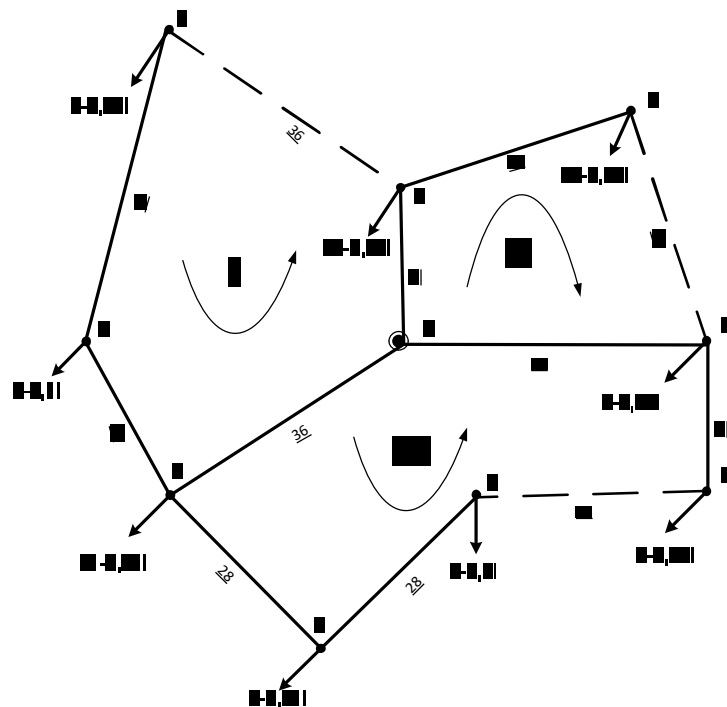


Рисунок 1.7 – L-схема мережі №1

Визначимо поточкорозподіл потужностей:

$$S_{23} = S_2 = 10 - 7.66i \text{ МВА};$$

$$S_{03} = S_3 + S_{23} = 10 - 7.76i + 10 - 7.66i = 20 - 15.42i \text{ МВА};$$

$$S_{14} = S_1 = 7 - 5.62i \text{ МВА};$$

$$S_{46} = S_4 + S_{14} = 8 - 6.1i + 7 - 5.62i = 15 - 11.72i \text{ МВА};$$

$$S_{79} = S_7 = 6 - 4.6i \text{ МВА};$$

$$S_{69} = S_9 + S_{79} = 5 - 4.01i + 6 - 4.6i = 11 - 8.61i \text{ МВА};$$

$$S_{06} = S_6 + S_{69} + S_{46} = 11 - 8.41i + 11 - 8.61i + 15 - 11.72i = 37 - 28.74i \text{ МВА};$$

$$S_{58} = S_8 = 6 - 4.66i \text{ МВА};$$

$$S_{05} = S_5 + S_{58} = 9 - 6.96i + 6 - 4.66i = 15 - 11.62i \text{ МВА};$$

Сумарні довжини ділянок контурів:

$$l_{K1} = l_{06} + l_{14} + l_{46} + l_{03} + l_{13} = 36 + 42 + 22 + 20 + 36 = 156 \text{ км};$$

$$l_{K2} = l_{03} + l_{23} + l_{05} + l_{25} = 20 + 32 + 40 + 32 = 124 \text{ км};$$

$$l_{K3} = l_{06} + l_{05} + l_{69} + l_{79} + l_{78} + l_{58} = 36 + 40 + 28 + 28 + 30 + 20 = 182 \text{ км};$$

$$l_{K12} = l_{03} = 20 \text{ км}$$

$$l_{K23} = l_{05} = 40 \text{ км}$$

$$l_{K13} = l_{06} = 36 \text{ км}$$

Складемо контурні рівняння:

$$-S_{06} \cdot l_{06} - S_{14} \cdot l_{14} - S_{46} \cdot l_{46} + S_{03} \cdot l_{03} = -S_{K1} \cdot l_{K1} - S_{K2} \cdot l_{K12} + S_{K3} \cdot l_{K13}$$

$$S_{03} \cdot l_{03} + S_{23} \cdot l_{23} - S_{05} \cdot l_{05} = -S_{K2} \cdot l_{K2} - S_{K1} \cdot l_{K12} - S_{K3} \cdot l_{K23}$$

$$S_{06} \cdot l_{06} + S_{69} \cdot l_{69} + S_{79} \cdot l_{79} - S_{05} \cdot l_{05} - S_{58} \cdot l_{58} = -S_{K3} \cdot l_{K3} - S_{K3} \cdot l_{K23} + S_{K3} \cdot l_{K13}$$

Розв'язавши систему рівнянь, отримаємо контурні потужності:

$$S_{K1} = 9.231 - 7.241j \text{ МВА};$$

$$S_{K2} = -1.203 + 0.91j \text{ МВА};$$

$$S_{K3} = -3.888 + 3.019j \text{ МВА};$$

Результуючий поточкорозподіл зобразимо на рис. 1.8.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

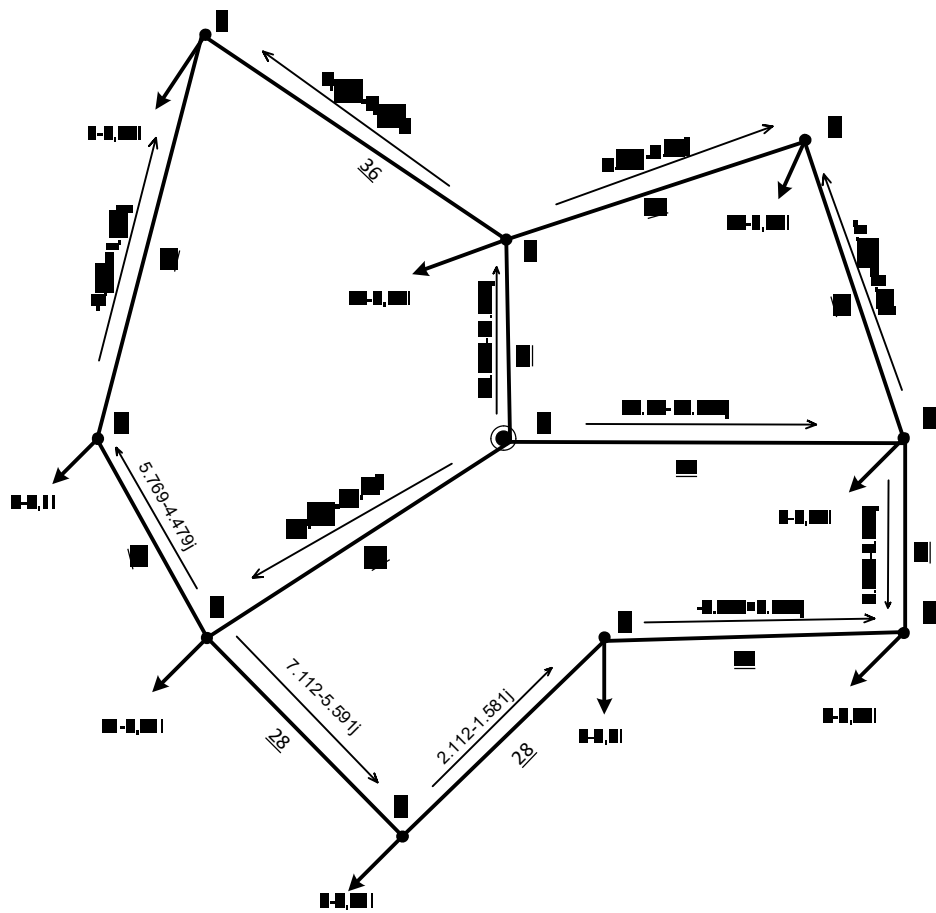


Рисунок 1.8 – Результуючий потікорозподіл у L-схемі мережі варіанту №1

Виконаємо перевірку за другим законом Кірхгофа:

$$-S_{06} \cdot l_{06} - S_{14} \cdot l_{14} - S_{46} \cdot l_{46} + S_{03} \cdot l_{03} + S_{13} \cdot l_{13} = 0$$

$$S_{03} \cdot l_{03} + S_{23} \cdot l_{23} - S_{05} \cdot l_{05} + S_{25} \cdot l_{25} = 0$$

$$S_{06} \cdot l_{06} + S_{69} \cdot l_{69} + S_{79} \cdot l_{79} - S_{05} \cdot l_{05} - S_{58} \cdot l_{58} - S_{78} \cdot l_{78} = 0$$

Наближені значення модулів фазних струмів ділянок схеми:

$$J_{0-3} = \frac{\sqrt{P_{03}^2 + Q_{03}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{(28.029^2 + (-21.752)^2)}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 186.216 \text{ А.}$$

Отримані значення розрахунку струмів в подальшому використаємо для знаходження оптимальних перерізів проводів, результати занесемо в табл. 1.4.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

Таблиця 1.4 - Отримані результати модулів фазних струмів схеми №1

Ділянка	Струм, А	Ділянка	Струм
0-3	186.216	7-9	13.848
2-3	58.202	6-9	47.483
2-5	7.914	0-6	158.488
0-5	133.338	4-6	38.332
5-8	65.71	1-4	14.476
7-8	25.835	1-3	61.58

Варіант № 2

Відповідно проведемо і для наступного варіанту, а саме другого варіанту (рис.1.9). Результати розрахунку у вигляді потоків потужностей по ділянках відобразимо на рис 1.10.

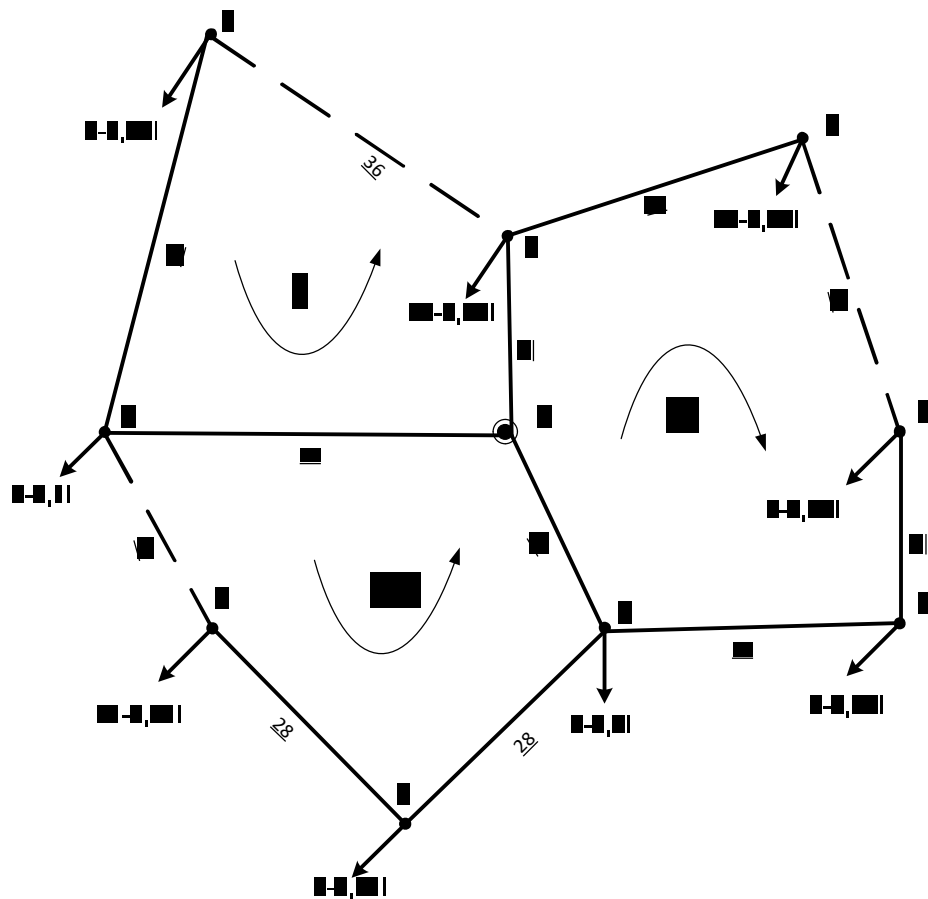


Рисунок 1.9 – L-схема мережі №2

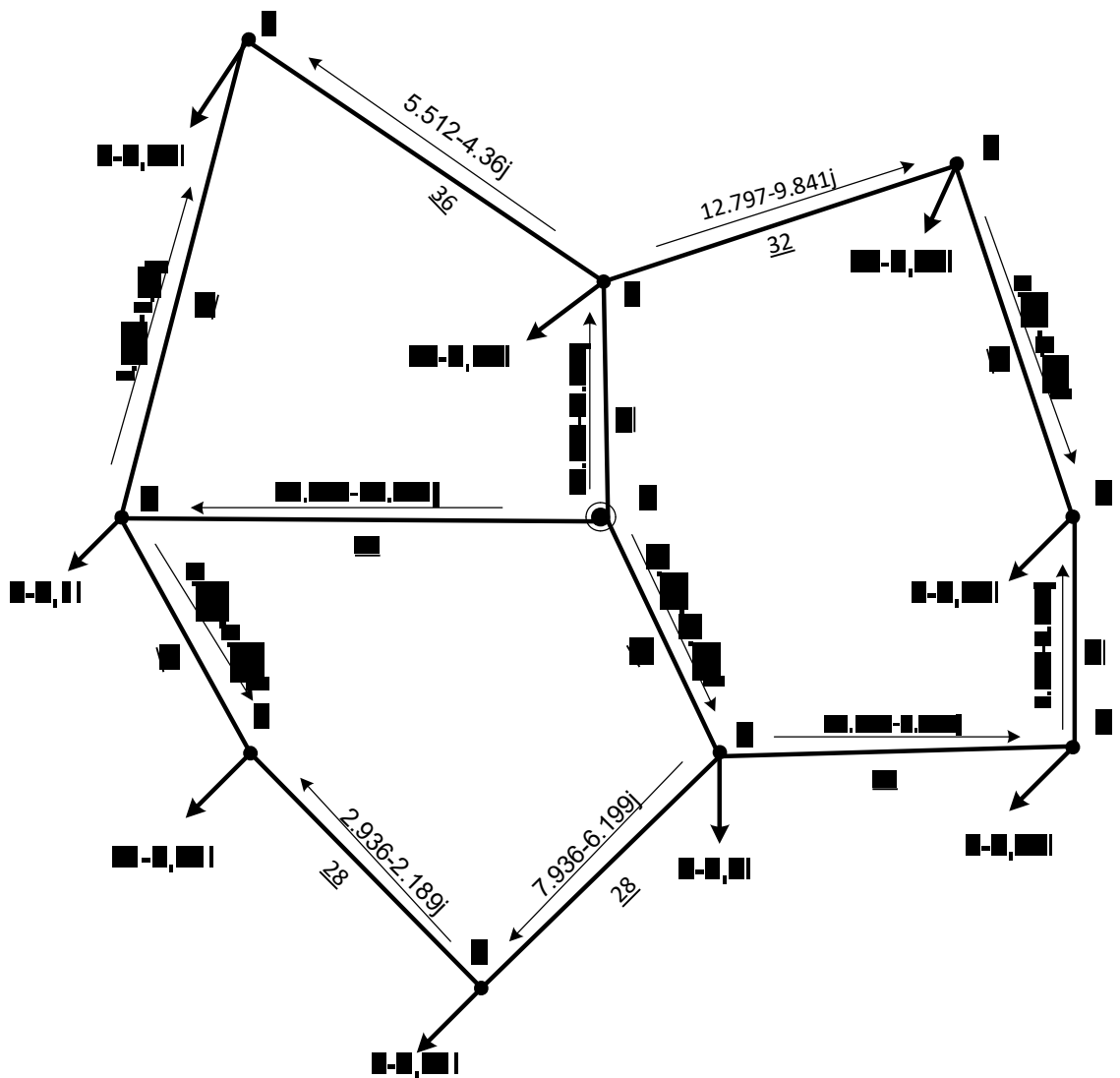


Рисунок 1.10 – Результуючий поточкорозподіл у L-схемі мережі варіанту №2

Таблиця 1.5 - Значення модулів фазних струмів ділянок схеми №2

Ділянка	Струм, А	Ділянка	Струм
0-3	191.953	7-9	53.723
2-3	87.54	6-9	14.041
2-5	21.425	4-6	58.634
5-8	38.29	0-4	120.567
7-8	78.164	1-4	9.147
0-7	191.602	1-3	37.978

1.4 Розрахунок перерізів проводів та кількості ланцюгів по ділянкам замкненої мережі.

Щоб забезпечити споживачів, які живляться від підстанцій мережі, потужністю, необхідно обрати оптимальні перерізи проводів виходячи з умов економічності, міцності, надійності та технічних умов. Основним критерієм такого вибору перерізу проводу є значення мінімуму функції дисконтованих витрат.

Знайдемо розрахунково значення оптимальних перерізів для ПЛ за формулою (для прикладу зробимо розрахунок ділянки 0-3 для першої схеми варіанту А), яка наведена нижче:

$$F_{\text{опт}0-3} = \sqrt{\frac{3 \cdot \rho_{\text{ал}} \cdot \tau \cdot I_{\text{вх}} \cdot J_{0-3}^2 \cdot 10^{-5}}{k_{\text{пит}} \cdot 110 \cdot (H_e + E)}} = \sqrt{\frac{3 \cdot 28,5 \cdot 2592,4 \cdot 168 \cdot 187,385^2 \cdot 10^{-5}}{1475 \cdot (1,2 + 0,1)}} = 229,8 \text{ мм}^2$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{MAX}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4200}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2592,4 \text{ год/рік};$$

Таблиця 1.6 – Розрахунок струмів та оптимального перерізу проводів.

Варіант 1

Ділянка	Активна потужність <i>P, МВт</i>	Реактивна потужність <i>Q, МВАр</i>	Струмове навантаження <i>I, А</i>	Оптимальний переріз проводу <i>F_{опт}, мм²</i>
0-3	28.029	- 21.752j	186.216	228.3
2-3	8.797	- 6.75j	58.202	71.4
2-5	-1.203	0.91j	7.914	9.7
0-5	20.09	- 15.549j	133.338	163.5
5-8	9.888	- 7.679j	65.71	80.6
7-8	-3.888	3.019j	25.835	31.7
7-9	2.112	- 1.581j	13.848	17.0
6-9	7.112	- 5.591j	47.483	58.2
0-6	23.881	- 18.48j	158.488	194.3
4-6	5.769	- 4.479j	38.332	47.0
1-4	-2.231	1.621j	14.476	17.8
1-3	9.231	- 7.241j	61.58	75.5

Таблиця 1.7 – Розрахунок струмів та оптимального перерізу проводів.

Варіант 2

Ділянка	Активна потужність $P, \text{ MВт}$	Реактивна потужність $Q, \text{ МВАр}$	Струмове навантаження $I, \text{ А}$	Оптимальний переріз проводу $F_{\text{опт}}, \text{ мм}^2$
0-3	28.309	-21.961j	191.953	235.4
2-3	12.797	- 9.841j	87.54	107.3
2-5	2.797	-j2.506	21.425	26.3
5-8	5.78	-j4.454	38.29	47.0
7-8	11.78	-j9.114	78.164	95.8
0-7	28.878	-j22.314	191.602	234.9
7-9	8.098	-j6.24	53.723	65.9
6-9	2.098	-j1.64	14.041	17.2
4-6	8.902	-j6.77	58.634	71.9
0-4	18.208	-j14.018	120.567	147.8
1-4	1.307	-j1.148	9.147	11.2
1-3	5.693	-j4.472	37.978	46.6

Як бачимо для ділянки 2-5 (1 варіант схеми) та 6-9 (2 варіант схеми) величина оптимального перерізу нижча ніж гранично допустимий переріз для цього класу напруг за обмеженнями, що накладають за умовами корони, які недопускають для даного класу напруги переріз проводу менше ніж 70 мм².

Розрахунок значення капіталовкладень для спорудження ПЛІ мережі за формулою:

$$K_{\text{ПЛ}}(0-3) = n \cdot K \cdot l = 1 \cdot 1475 \cdot 20 = 29500 \text{ тис.грн.}$$

Знайдемо втрати на експлуатаційне обслуговування та ремонт ПЛІ за формулою:

$$I_{\text{е ПЛ}}(0-3) = K_{\text{ПЛ}(0-3)} \cdot \frac{H_{\text{ПЛ}}}{100} = 29500 \cdot \frac{1,2}{100} = 354 \text{ тис. грн}$$

Визначимо активний опір ПЛІ за формулою:

$$r_{\text{е}(120)} = \frac{r_{120} \cdot l_{0-3}}{k \cdot n} = \frac{0,244 \cdot 20}{1 \cdot 1} = 4,88 \text{ Ом / км}$$

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо значення втрат активної потужності в опорах:

$$\Delta P_{\Sigma(0-3)} = \frac{P_{\text{пр}^{(0-3)}}^2 + Q_{\text{пр}^{(0-3)}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_{e^{(240)}} \cdot 10^3 = \frac{28,03^2 + (-21,75i)^2}{110^2} \cdot 4,88 \cdot 10^3 = 0,126 \text{ MВт}$$

Розрахунково визначимо постійні та змінні втрати активної енергії (нехтуючи втратами на корону) за виразами:

$$\Delta A'_{\text{пост}(0-3)} = 0;$$

$$\Delta A'_{\text{зм}(0-3)} = \Delta P_{\Sigma(0-3)} \times \tau = 0,126 \cdot 2592,4 = 3,266 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Знаходимо значення питомих витрат лінії на відшкодування постійних і змінних втрат активної енергії:

$$З'_e = k_{\text{ХХ}} \cdot Ц_{\text{ВХ}} = 0,8 \cdot 168 = 134,4 \text{ коп};$$

$$З''_e = Ц_{\text{ВХ}} = 168 \text{ коп};$$

Визначимо щорічні витрати на утримання ПЛ:

$$И_{\text{втр}(0-3)} = (З'_e \cdot \Delta A'_{\text{пост}} + З''_e \cdot \Delta A'_{\text{зм}}) \cdot 10^{-5} = 168 \cdot 3,266 \cdot 10^5 \cdot 10^{-5} = 2257,7 \text{ тис.грн}$$

$$И_{\text{ПЛ}(0-3)} = И_{e(0-3)} + И_{\text{втр}(0-3)} = 354 + 2257,7 = 2611,7 \text{ тис. грн}$$

Знайдемо результат значення сумарних дисконтованих витрат:

$$З_{\text{л}(0-3)} = K_{\text{ПЛ}(0-3)} + K_{\text{пс}(0-3)} + \frac{И_{\text{ПЛ}(0-3)} + И_{\text{пс}(0-3)}}{E} = 29500 + \frac{2611,7}{0,1} = 55\,616,7 \text{ тис. грн}$$

Результати порівняння варіантів спорудження схем для кожної з розрахованих ділянок зведемо до табл. 1.8 та 1.9 відповідно. У кожній з схем порівняємо два варіанти спорудження кожної лінії та оберемо лінію з найменшими дисконтованими витратами. Далі порівняємо сумарні капіталовкладення в кожний варіант та оберемо до подальших розрахунків найбільш економічний.

					ДП7106.141 ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.8 –Техніко-економічне порівняння перерізів. Варіант 1

Ділянка	Виконання	Кпл, тис.грн.	Ивтр, тис.грн./ рік	ИРкз	ИАхх	Ирем, тис.грн./ рік	Здс, тис.грн.	
0-3	1×120	29 500	2 257,7	514,1	14 016	354,0	55 616,7	
	1×240	35 000	1 138,3	257,0	14 016	420	50 582,5	
2-3	1×70	44 000	730,4	160,8	22 426,6	528,0	56 584,5	
	1×120	47 200	435,1	93,0	22 425,6	566,4	57 214,6	
2-5	1×70	Вибір здійснений через явну вказівку Гопт на величину перерізу						49 598,5
0-5	1×120	59 000	2 594,7	587,1	28 032	708,0	92 026,5	
	1×240	70 000	1 316,2	293,6	28 032	840	91 561,6	
5-8	1×70	27 500	703,1	157,1	14 016	330,0	37 831,3	
	2×120	29 500	414,5	90,8	14 016	354	37 184,9	
7-8	1×70	Вибір здійснений через явну вказівку Гопт на величину перерізу						48 985,6
7-9	1×70	Вибір здійснений через явну вказівку Гопт на величину перерізу						43 384,8
6-9	1×70	Вибір здійснений через явну вказівку Гопт на величину перерізу						45 212,6
0-6	1×120	53 100	2 583,7	585,5	25 229,8	637,2	85 309,4	
	2×240	63 000	1 308,8	292,7	25 228,8	756	83 648,2	
4-6	1×70	Вибір здійснений через явну вказівку Гопт на величину перерізу						36 223,1
1-4	1×70	Вибір здійснений через явну вказівку Гопт на величину перерізу						65 348,2
1-3	1×70	49 500	700,5	153,1	25 229,8	594,0	62 444,9	
	1×120	53 100	419,3	88,5	25 228,8	637,2	63 665,3	

Аналогічно внесемо розраховані дані для другого варіанту до табл. 1.9.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.9 – Техніко-економічне порівняння обраних перерізів. Варіант 2

Ділянка	Виконання	Кпл, тис.грн.	Ивтр, тис.грн./ рік	ИРкз	ИАхх	Ирем, тис.грн./ рік	Зде, тис.грн.	
0-3	1×120	29 500	2 368,4	539,5	14 016	354	56 723,5	
	1×240	35 000	1 193,6	269,7	14 016	420	51 136,0	
2-3	1×70	44 000	1 381,9	310,4	22 426,6	528	63 099,0	
	1×120	47 200	811,7	179,5	22 425,6	566,4	60 981,2	
2-5	1×70	Вибір здійснений через явну вказівку Фопт на величину перерізу						50 390,5
5-8	1×70	Вибір здійснений через явну вказівку Фопт на величину перерізу						32 606,1
7-8	1×70	41 250	1 039,1	232,1	21 024,0	495	56 591,4	
	1×120	44 250	612,7	134,2	21 024,0	531	55 687,5	
0-7	1×120	32 450	2 594,1	590,9	15 417,6	389,4	62 285,3	
	1×240	38 500	1 307,4	295,4	15 417,6	462	56 194,3	
7-9	1×70	Вибір здійснений через явну вказівку Фопт на величину перерізу						47 829,1
6-9	1×70	Вибір здійснений через явну вказівку Фопт на величину перерізу						43 685,4
4-6	1×70	30 250	438,7	96,0	15 417,6	363	38 266,6	
	1×120	32 450	262,4	55,5	15 417,6	389,4	38 967,7	
0-4	1×120	59 000	1 892,7	425,9	28 032,0	708	85 007,0	
	1×240	70 000	965,2	213,0	28 032,0	840	88 051,9	
1-4	1×70	Вибір здійснений через явну вказівку Фопт на величину перерізу						65 268,6
1-3	1×70	Вибір здійснений через явну вказівку Фопт на величину перерізу						58 45,0

Наступним етапом розрахуємо регульовальні діапазони для трансформаторів встановлених на підстанціях пунктів мережі.

Визначаємо фіктивні значення параметру напруги к.з для кожної з обмоток триобмоткових силових трансформаторів:

$$U_{кв2} \% = 0.5 \cdot (U_{к(в-с)} \% + U_{к(в-н)} \% - U_{к(с-н)} \%) = 0.5 \cdot (10.5 + 17 - 6) = 10.75\%;$$

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

$$U_{кв2} \% = 0.5 \cdot (U_{к(в-с)} \% + U_{к(с-н)} \% - U_{к(в-н)} \%) = 0.5 \cdot (10.5 + 6 - 17) = -0.25 = 0\%;$$

$$U_{кн2} \% = 0.5 \cdot (U_{к(в-н)} \% + U_{к(с-н)} \% - U_{к(в-с)} \%) = 0.5 \cdot (17 + 6 - 10.5) = 6.25\%.$$

Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів пунктів до-
рівнюють:

$$\Delta U_{тв2} = \frac{P_{в(2)}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к.з(2)} \cdot U_{тв(2)} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н2}^2} - \frac{Q_{в(2)}}{n} \cdot \frac{U_{тв(2)} \cdot U_{кв(2)} \%}{100 \cdot S_{н1}} = \frac{10}{1} \cdot \frac{44 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} -$$

$$-\frac{-7.66}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10.75}{100 \cdot 10} = 4.95 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тс2} = \frac{P_{с(2)}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к.з(2)} \cdot U_{тс(2)} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н2}^2} - \frac{Q_{с(2)}}{n} \cdot \frac{U_{тс(2)} \cdot U_{кс(2)} \%}{100 \cdot S_{н2}} = \frac{7}{1} \cdot \frac{44 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} -$$

$$-\frac{-5.25}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 10} = 0.15 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тн2} = \frac{P_{н(2)}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{к.з(2)} \cdot U_{тн(2)} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н2}^2} - \frac{Q_{н(2)}}{n} \cdot \frac{U_{тн(2)} \cdot U_{кн(2)} \%}{100 \cdot S_{н2}} = \frac{3}{1} \cdot \frac{44 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} -$$

$$-\frac{-2.41}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6.25}{100 \cdot 10} = 0.93 \text{ кВ}.$$

Значення регульовального діапазону триобмоткового трансформатора дорі-
вноє:

$$U_{\min 2} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв2}}{U_{тн2}} \cdot (1 - \omega_{в}) + \Delta U_{тв2} + \Delta U_{тн2} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0.16) + 9.9 + 1.86 =$$

$$= 103.45 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{тв1}}{U_{тн1}} \cdot (1 + \omega_{в}) + \Delta U_{тв1} + \Delta U_{тн1} = \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0.16) + 9.46 + 1.8 =$$

$$= 138.62 \text{ кВ}.$$

Результати розрахунків регульовальних діапазонів силових трансформаторів
в пунктах схеми заносимо до табл. 1.10 та 1.11.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.10 – Значення регулювальних діапазонів зміни напруги трансформаторів мережі.

Номер пункту	S_n , МВА	$\Delta P_{кз}$, кВт	Обмотка (i)	U_{mi} , кВ	ΔU_{mi} , кВ	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	6,3	44	ВН	115	11,66	103,84	139,01
			СН	-			
			НН	11			
2	10	76	ВН	115	9,90	103,45	138,62
			СН	38,5	0,31		
			НН	11	1,86		
3	10	76	ВН	115	10,03	105,32	140,49
			СН	38,5	0,22		
			НН	11	3,1		
4	10	76	ВН	115	7,9	101,32	136,50
			СН	38,5	0,26		
			НН	11	1,24		
5	10	76	ВН	115	9	103,67	138,84
			СН	38,5	0,22		
			НН	11	2,48		
6	10	76	ВН	115	10,87	104,92	140,09
			СН	38,5	0,35		
			НН	11	1,86		
7	6,3	58	ВН	115	9,54	103,73	138,90
			СН	38,5	0,34		
			НН	11	2		
8	6,3	58	ВН	115	9,64	104,83	140,00
			СН	38,5	0,25		
			НН	11	3		
9	6,3	44	ВН	115	8,33	100,51	135,68
			СН	-			
			НН	11			

Таблиця 1.11 - Втрати напруги трансформаторів

Втрати напруги при роботі одного трансформатора				Втрати напруги при роботі двох трансформаторів			
ВН	СН	НН	Тр-тор	ВН	СН	НН	Тр-тор
-	-	-	11,66	-	-	-	5,83
9,90	0,31	1,86	-	4,95	0,15	0,93	-
10,03	0,22	3,10	-	5,02	0,11	1,55	-
7,90	0,26	1,24	-	3,95	0,13	0,62	-

Продовження таблиці 1.11

1	2	3	4	5	6	7	8
9,00	0,22	2,48	-	4,50	0,11	1,24	-
10,87	0,35	1,86	-	5,44	0,17	0,93	-
9,54	0,34	2,00	-	4,77	0,17	1,00	-
9,64	0,25	3,00	-	4,82	0,13	1,50	-
-	-	-	8,33	-	-	-	4,16

Параметри активних і реактивних опорів ділянок мережі для приблизного розрахунку значень напруг пунктів дорівнюють:

$$r_{л(3-0)} = \frac{r_{0240} \cdot l_{0-3}}{k \cdot n} = \frac{0,122 \cdot 20}{1 \cdot 1} = 2,44 \text{ Ом};$$

$$x_{л(3-0)} = \frac{x_{0240} \cdot l_{0-9}}{k \cdot n} = \frac{0,43 \cdot 20}{1 \cdot 1} = 8,6 \text{ Ом}.$$

Результати розрахунків всіх ділянок в табл. 1.12 та 1.13.

Таблиця 1.12 – Реактивні та активні опори ділянок мережі для 1 варіанту виконання схеми електричної мережі.

Ділянка	Активний опір ділянки, Ом/км	Рективний опір ділянки, Ом/км
0-3	2,44	8,6
2-3	13,50	14,18
2-5	13,50	14,18
0-5	4,88	16,12
5-8	4,88	8,50
7-8	12,66	13,29
7-9	11,82	12,40
6-9	11,82	12,40
0-6	4,39	14,51
4-6	9,28	9,75
1-4	17,72	18,61
1-3	15,19	15,95

Таблиця 1.13 – Реактивні та активні опори ділянок мережі для 2 варіанту виконання схеми електричної мережі.

Ділянка	Активний опір лінії, Ом/км	Рективний опір лінії, Ом/км
0-3	2,44	8,6
2-3	7,81	13,60
2-5	13,50	14,18
5-8	8,44	8,86
7-8	7,32	12,75
0-7	2,68	8,87
7-9	11,82	12,40
6-9	11,82	12,40
4-6	9,28	9,75
0-4	9,76	17,00
1-4	17,72	18,61
1-3	15,19	15,95

Далі знаходимо приблизні значення напруг на підстанціях мережі підставляючи знайдені значення опорів ділянок мережі:

$$U_3 = \sqrt{U_{БП}^2 - 2 \cdot (P_{30} \cdot r_{03} - Q_{30} \cdot x_{03})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (28,03 \cdot 2,44 - (-21,75) \cdot 8,06)} = 112,76$$

Значення міжфазної робочої напруги, яке є максимальним для нормальної роботи мережі, при перевищенні якої є висока вірогідність аварійної ситуації, дорівнює 126 кВ.

Розраховані параметри напруг пунктів згідно з регульовальними можливостями встановлених трансформаторів пунктів мережі зведені до табл. 1.14 та 1.15.

Таблиця 1.14 –Перевірка напруг на відповідність регулювальним можливостям трансформаторів (Варіант 1).

Пункт	Діапазон регулювання		$U_{\max \text{ роб, кВ}}$ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min, \text{кВ}}$	$U_{\max, \text{кВ}}$		
1	103,84	139,01	126	111,68
2	103,95	139,12		111,54
3	105,32	140,49		112,76
4	101,32	136,50		112,26
5	103,67	138,84		112,41
6	104,92	140,09		112,92
7	103,73	138,90		111,82
8	104,83	140,00		112,46
9	100,51	135,68		112,38

Таблиця 1.15 – Перевірка напруг на відповідність регулювальним можливостям трансформаторів (Варіант 2).

Пункт	Діапазон регулювання		$U_{\max \text{ роб, кВ}}$ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min, \text{кВ}}$	$U_{\max, \text{кВ}}$		
1	103,84	139,01	126	111,68
2	103,95	139,12		111,54
3	105,32	140,49		112,76
4	101,32	136,50		112,96
5	103,67	138,84		111,31
6	104,92	140,09		111,82
7	103,73	138,90		112,82
8	104,83	140,00		112,36
9	100,51	135,68		112,31

Розрахуємо значення струмів ділянок в післяаварійному режимі (за умови виникнення аварійної ситуації та відключенні найбільш завантаженої лінії електропередачі). Виконаємо перевірку на допустимість цих струмів до обраних перерізів.

Результати занесемо в табл 1.16 та 1.17. Також відобразимо розрахунок режиму для 2 схеми на рис. 1.11.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

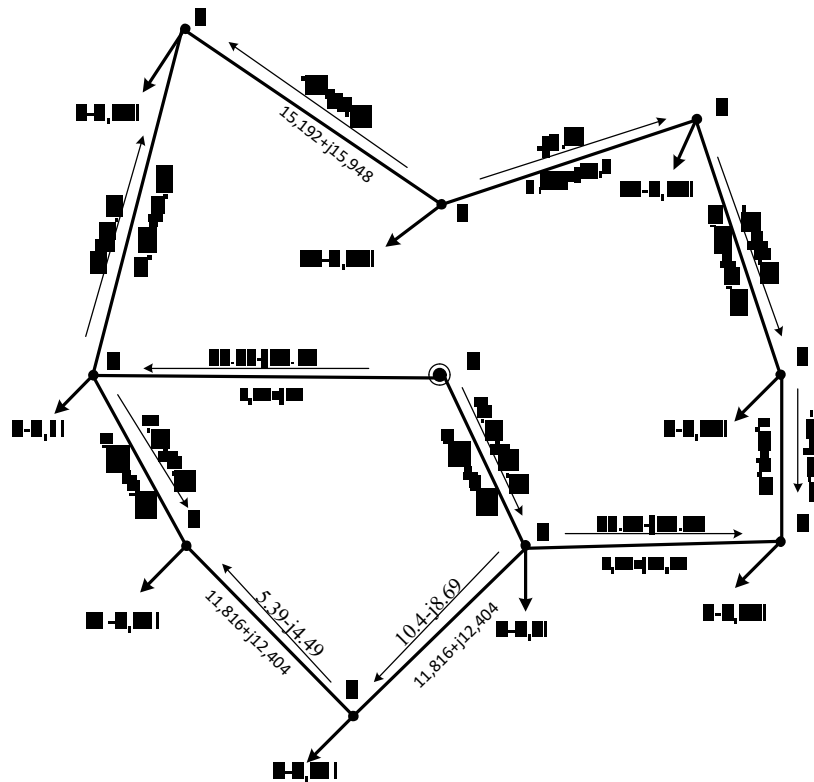


Рисунок 1.11 – Результуючий поточкорозподіл післяаварійного режиму роботи мережі варіанту №2

Таблиця 1.16 – Струми по ділянкам в післяаварійному режимі (при відключенні лінії 0-3) та допустимі струми обраних перерізів. Варіант 1

Ділянка	Струми I, А	Допустиме значення, I, А	Переріз, мм ²
0-3	-	610	240
2-3	46,95	265	70
2-5	110	265	70
0-5	221,1	610	240
5-8	55,95	390	120
7-8	18,58	265	70
7-9	18,78	265	70
6-9	49,64	265	70
0-6	227,46	610	240
4-6	109,44	265	70
1-4	59,63	265	70
1-3	16,24	265	70

Таблиця 1.17 – Струми по ділянкам в післяаварійному режимі (при відключенні лінії 0-3) та допустимі струми обраних перерізів. Варіант 2

Ділянка	Струмове навантаження I, А	Допустиме значення, I, А	Переріз, мм ²
0-3	-	610	240
2-3	7,97	390	120
2-5	71	265	70
5-8	130,59	265	70
7-8	170,42	390	120
0-7	280,86	610	240
7-9	70,77	265	70
6-9	37,13	265	70
4-6	35,57	265	70
0-4	197,4	390	120
1-4	109,05	265	70
1-3	62,14	265	70

Результати розрахунку капіталовкладень в ПС в табл. 1.18. Також виведемо сумарне значення вкладень для кожної зі схем.

Таблиця 1.18 - Капіталовкладення коштів в підстанції РЕМ

Пункт	Потужність та кількість трансформаторів	Схема РУ №1	Схема РУ №2	Вартість ПС №1	Вартість ПС №2
0		110-6	110-6	42000	42000
1	2x6,3	110-3	110-3	64000	64000
2	2x10	110-3	110-3	68500	68500
3	2x10	110-6	110-6	92500	92500
4	2x10	110-3	110-6	68500	92500
5	2x10	110-6	110-3	92500	68500
6	2x10	110-6	110-3	92500	68500
7	2x6,3	110-3	110-6	64000	88000
8	2x6,3	110-3	110-3	64000	64000
9	2x6,3	110-3	110-3	64000	64000
Разом				712500	712500

Результуючі значення порівняння двох варіантів наведені в табл. 1.19.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

Таблиця 1.19 - Порівняння техніко-економічних показників кожного з варіантів

Витрати	Варіант	
	1	2
Загальна вартість спорудження ПЛ за наявного ситуаційного плану	670 759,50	645 697,16
Сумарна вартість спорудження ПС	712500	712500
Дисконтовані затрати на спорудження ПС	883500	883500
Сумарна вартість виконання кожної зі схем	1 554 259,50	1 529 197,16

Висновки до розділу

На основі ситуаційного плану було розроблено 5 схем конфігурації електричної мережі. Розрахунки показали, що моменти потужностей не перевищують граничного моменту на всіх схемах, тому для подальших розрахунків обрано схеми №1 та №2, котрі мають найменшу сумарну довжину ділянок.

Обрали кількість, тип, потужність та кількість обмоток трансформаторів в пунктах РЕМ для забезпечення споживачів електричною енергією в цих пунктах згідно з вимогами до надійності постачання.

Після остаточного розрахунку перерізів і аналізу обраних варіантів при синтезі схем, до подальшої роботи беремо варіант схеми електропостачання РЕМ номер 2, оскільки цей варіант має найменші капіталовкладення на будівництво та експлуатацію.

Провели перевірки допустимості режимів у разі виникнення аварійної ситуації, а саме припинення енергопостачання споживачів. Розрахункові параметри режиму відповідають стандарту, тому система відповідає вимогам.

Розрахували економічні показники кожної зі схем і обрали найбільш економічно доцільне рішення з загальними капіталовкладеннями - 1 529 197,16 тис. грн.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

2 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕМЕНТІВ Z-СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТА РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Параметри схеми заміщення ЛЕП та силових трансформаторів

Активний та реактивний опір ділянок було розраховано раніше.

Активною провідністю, через незначні втрати на корону, можемо знехтувати.

Значення параметрів погонних ємнісних складових провідностей дорівнює:

$$b_{л(3-0)} = k \cdot n \cdot b_{0240} \cdot l_{0-3} = 1 \cdot 1 \cdot 2.844 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 56.88 \cdot 10^{-6} \text{ СМ}$$

Результати параметрів схеми заміщення заносимо до табл. 2.1.

Таблиця 2.1–Параметри схем заміщення ЛЕП.

Ділянка мережі	Переріз проводу F, мм ²	Довжина ЛЕП, км	Опір ділянок, Ом			Провідність ділянок ЛЕП, мкСм		
			гл	хл	Zл	гл	бл	Үл
0-3	240	20	2,44	8,06	2,44+j8,06	0	56,88	j56,88
2-3	120	32	7,81	13,60	7,808+j13,6	0	86,08	j86,08
2-5	70	32	13,50	14,18	13,504+j14,176	0	82,43	j82,432
5-8	70	20	8,44	8,86	8,44+j8,86	0	51,52	j51,52
7-8	120	30	7,32	12,75	7,32+j12,75	0	80,70	j80,7
0-7	240	22	2,68	8,87	2,684+j8,866	0	62,57	j62,568
7-9	70	28	11,82	12,40	11,816+j12,404	0	72,13	j72,128
6-9	70	28	11,82	12,40	11,816+j12,404	0	72,13	j72,128
4-6	70	22	9,28	9,75	9,284+j9,746	0	56,67	j56,672
0-4	120	40	9,76	17,00	9,76+j17	0	107,60	j107,6
1-4	70	42	17,72	18,61	17,724+j18,606	0	108,19	j108,192
1-3	70	36	15,19	15,95	15,192+j15,948	0	92,74	j92,736

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

Далі розрахуємо схеми заміщення трансформаторів.

Сумарний активний опір блоку двох триобмоткових трансформаторів:

$$r_{B1} = r_{C1} = r_{H1} = \frac{\Delta P_{K31} \cdot U_{OB}^2}{2 \cdot S_{H1}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{44 \cdot 110^2}{2 \cdot 6,3^2} \cdot 10^{-3} = 6,706 \text{ Ом}$$

Активну провідність силового трансформаторного блоку:

$$g_{T1} = 2 \cdot \frac{\Delta P_{XX1}}{U_{TB}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{0,023}{110^2} \cdot 10^{-3} = 1,74 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Значення індуктивної реактивної провідності трансформатора дорівнює:

$$b_{T1} = -\frac{I_{XX1} \cdot S_{H1} \cdot 10^{-5}}{U_{TB}} \cdot 2 = \frac{\Delta Q_{XX1}}{U_{TB}^2} \cdot 10^{-3} \cdot 2 = \frac{-0,101}{110^2} \cdot 10^{-3} \cdot 2 = -7,62 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Повна провідність блоку трансформаторів пункту:

$$Y_{\sigma T1} = g_{\sigma T1} + ib_{\sigma T1} = (1,74 - 7,62i) \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Коефіцієнти завантаження обмоток трансформаторів:

$$\beta_{BH1} = \frac{\sqrt{S_{BH1}}}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{7-5,62i}}{2 \cdot 6,3} = 0,71;$$

$$\beta_{CH1} = \frac{\sqrt{S_{CH1}}}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{0}}{2 \cdot 6,3} = 0;$$

$$\beta_{HH1} = \frac{\sqrt{S_{HH1}}}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{7-5,62i}}{2 \cdot 6,3} = 0,71.$$

Значення отриманих результатів наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку значень коефіцієнтів завантаження кожного з блоків силових трансформаторів у мережі

Пункт	S _H , МВА	Завантаження обмотки		
		BH	CH	HH
1	6,3	0,71	-	0,71
2	10	0,63	0,44	0,19
3	10	0,63	0,31	0,32

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5
4	10	0,50	0,38	0,13
5	10	0,57	0,31	0,26
6	10	0,69	0,50	0,19
7	6,3	0,60	0,40	0,20
8	6,3	0,60	0,30	0,31
9	6,3	0,51	-	0,51

Також занесемо до таблиці значення втрат потужності за умов дослідів холостого ходу та короткого замикання відповідно до табл. 2.3.

Таблиця 2.3 - Втрати потужності при роботі двох трансформаторів

Пункт	Втрати потужності			
	Р _{хх} , МВт	Q _{хх} , МВАр	Р _{кз} , МВт	Q _{кз} , МВАр
1	0,023	-0,101	0,045	-0,671
2	0,034	-0,220	0,047	-0,899
3	0,034	-0,220	0,046	-0,990
4	0,034	-0,220	0,031	-0,565
5	0,034	-0,220	0,037	-0,778
6	0,034	-0,220	0,058	-1,076
7	0,028	-0,151	0,032	-0,521
8	0,028	-0,151	0,032	-0,566
9	0,023	-0,101	0,023	-0,342

Величини активних та реактивних втрат потужностей:

$$\Delta P_{tz1} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз1}}{2} \cdot (\beta_{вн1} + \beta_{сн1} + \beta_{нн1}) = \frac{2 \cdot 44}{2} \cdot (0.71^2 + 0^2 + 0.71^2) = 45.1 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz1} = -n \cdot S_{н1} \cdot (\beta_{вн1}^2 \cdot U_{кв}\% + \beta_{сн1} \cdot U_{кс}\% + \beta_{нн1} \cdot U_{кн}\%) \cdot 10^{-2} =$$

$$= -2 \cdot 6300 \cdot (0.71^2 \cdot 10.75 + 0^2 \cdot 0 + 0.71^2 \cdot 6.25) \cdot 10^{-2} = -671.23 \text{ кВАр}.$$

Розрахуємо значення приведених навантажень першого пункту:

$$S_{np1} = S_1 + \Delta S_{tz1} \cdot 10^{-3} = 7 - 5.62i + (45.1 - 671.23i) \cdot 10^{-3} = 7.045 - 6.287i \text{ МВА};$$

$$Y_{np1} = g_{m1} + 0,5 \cdot (b_{1-3} + b_{1-4} + b_{n1}) = 1,74 \cdot 10^{-6} + 0,5 \cdot (10,82 \cdot 10^{-6} + 9,27 \cdot 10^{-6} + 7,62 \cdot 10^{-6})i =$$

$$= (1,74 - 12,47i) \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Отримані значення заносимо до табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати розрахунку приведених навантажень пунктів

Номер пункту	Приведена потужність P_{np} , МВт	Приведена потужність Q_{np} , МВАр	Провідність G , мкСм	Провідність B , мкСм
1	7,045	-6,287	1,74	-12,47
2	10,047	-8,556	2,57	-6,762
3	10,046	-8,751	2,57	-10,12
4	8,031	-6,669	2,57	-11,96
5	9,037	-7,737	2,57	-5,034
6	11,058	-9,483	2,57	-4,776
7	6,032	-5,125	2,12	-9,626
8	6,032	-5,222	2,12	-5,467
9	5,023	-4,354	1,74	-6,45

2.2 Режим максимальних навантажень

Визначимо основний потокорозподіл потужностей в розімкненій схемі:

$$S_{23} = S_{np2} = 10,047 - 8,556i \text{ МВА};$$

$$S_{03} = S_{np3} + S_{23} = 10,046 - 8,751i + 10,047 - 8,556i = 20,093 - 17,307i \text{ МВА};$$

$$S_{14} = S_{np1} = 7,062 - 6,287i \text{ МВА};$$

$$S_{04} = S_{np4} = 8,031 - 6,699i \text{ МВА};$$

$$S_{69} = S_{np6} = 11,058 - 9,483i \text{ МВА};$$

$$S_{79} = S_{np7} + S_{69} = 6,032 - 5,125i + 11,058 - 9,483i = 17,09 - 14,608i \text{ МВА};$$

$$S_{58} = S_{np5} = 9,037 - 7,737i \text{ МВА};$$

$$S_{78} = S_{np8} + S_{58} = 6,032 - 5,222i + 9,037 - 7,737i = 15,069 - 12,959i \text{ МВА};$$

$$S_{07} = S_{np5} + S_{78} + S_{79} = 9,037 - 7,737i + 15,069 - 12,959i + 17,09 - 14,608i = 41,196 - 35,304i \text{ МВА};$$

Знайдемо опори контурів:

$$Z_{к1} = Z_{л04} + Z_{л14} + Z_{л03} + Z_{л13} = 45,116 + 59,614i \text{ Ом};$$

$$Z_{к2} = Z_{л03} + Z_{л23} + Z_{л07} + Z_{л25} + Z_{л58} + Z_{л78} = 42,196 + 66,312i \text{ Ом}.$$

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_{K3} = Z_{\lambda04} + Z_{\lambda07} + Z_{\lambda69} + Z_{\lambda79} + Z_{\lambda46} = 45,36 + 60,42i \text{ Ом.}$$

$$Z_{K12} = Z_{\lambda03} = 2,44 + 8,06i \text{ Ом.}$$

$$Z_{K23} = Z_{\lambda07} = 2,684 + 8,866i \text{ Ом.}$$

$$Z_{K13} = Z_{\lambda04} = 9,76 + 17i \text{ Ом.}$$

Складемо контурні рівняння:

$$-S_{04} \cdot z_{\lambda04} - S_{14} \cdot z_{\lambda14} + S_{03} \cdot z_{\lambda03} = -S_{K1} \cdot z_{K1} - S_{K2} \cdot z_{K12} + S_{K3} \cdot z_{K13}$$

$$S_{03} \cdot z_{\lambda03} + S_{23} \cdot z_{\lambda23} - S_{07} \cdot z_{\lambda07} - S_{58} \cdot z_{\lambda58} - S_{78} \cdot z_{\lambda78} = -S_{K2} \cdot z_{K2} - S_{K1} \cdot z_{K12} - S_{K3} \cdot z_{K23}$$

$$S_{04} \cdot z_{\lambda04} - S_{69} \cdot z_{\lambda69} - S_{79} \cdot z_{\lambda79} - S_{07} \cdot z_{\lambda07} = -S_{K3} \cdot z_{K3} - S_{K3} \cdot z_{K23} + S_{K3} \cdot z_{K13}$$

Розв'язавши дану систему рівнянь, отримаємо такі контурні потужності:

$$S_{K1} = 4,185 - 4,38i \text{ МВА;}$$

$$S_{K2} = 3,232 - 2,732i \text{ МВА;}$$

$$S_{K3} = 10,379 - 7,86i \text{ МВА.}$$

Обчислені значення зрівняльних потужностей накладаємо на основний поточкорозподіл зображений на рис. 2.1.

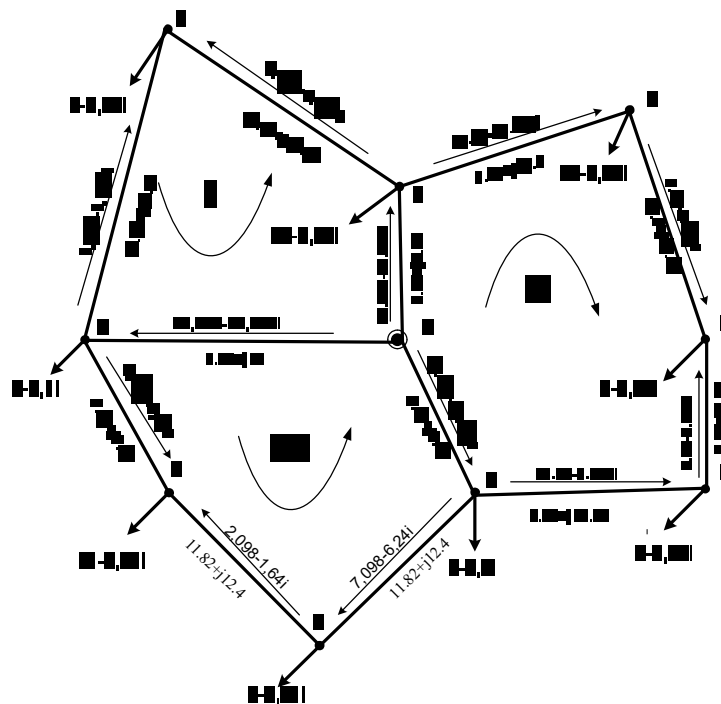


Рисунок 2.1 – Основний поточкорозподіл у Z-схемі мережі

Перевіримо розрахунок другим законом Кіріґофа.

$$-S'_{04} \cdot Z_{04} - S'_{14} \cdot Z_{14} + S'_{03} \cdot Z_{03} + S'_{13} \cdot Z_{13} = 0;$$

$$S'_{03} \cdot Z_{03} + S'_{23} \cdot Z_{23} - S'_{07} \cdot Z_{07} - S'_{58} \cdot Z_{58} - S'_{78} \cdot Z_{78} + S'_{25} \cdot Z_{25} = 0$$

$$S'_{04} \cdot Z_{04} - S'_{69} \cdot Z_{69} - S'_{07} \cdot Z_{07} - S'_{79} \cdot Z_{79} + S'_{46} \cdot Z_{45} = 0$$

Отже, в результаті отримуємо вірний розрахунок потокорозподілу потужностей по ділянках схеми.

Ітерація 1

Встановимо початкові значення рівнів напруг:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = U_7^{(0)} = U_8^{(0)} = 110 \text{ кВ.}$$

Втрати потужності в опорах ділянок:

$$\Delta S_{zi} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{ci}^2} \cdot (r_i - jx_i),$$

де r_i , x_i – активний і реактивний опори ділянок, Ом;

U_{ci} – модуль падіння напруги, кВ.

$$\begin{aligned} \Delta S_{03}^{(1)} &= \frac{P_{03}^2 + Q_{03}^2}{0.5 \cdot ((U_0)^2 + (U_3^{(0)})^2)} \cdot (r_{03} - jx_{03}) = \frac{27.509^2 + (-24.422i)^2}{0.5 \cdot (115^2 + 110^2)} \cdot (2.44 - 8.06i) = \\ &= 0.261 - 0.861i \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Аналогічно для всіх інших ділянок. Результати наведені у табл. 2.5 та 2.6.

Втрати потужності, що протікають у провідностях пунктів:

$$\Delta S_{ys} = Y_s \cdot U_{ki}^2,$$

де Y_s – еквівалентна провідність для пункту мережі, См;

U_{ki} – модуль рівня напруги кінця ділянки, кВ.

$$\Delta S_{y1}^{(1)} = Y_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = 1.74 \cdot 10^{-6} + 9.284i \cdot 10^{-5} \cdot 110^2 = 0.021 + 1.123i \text{ МВА.}$$

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Додаткові навантаження пунктів від втрат потужності дорівнюють:

$$\Delta S_{\text{пі}}^{(1)} = \Delta S_{y_i}^{(1)} + 0.5 \cdot (\sum \Delta S_{z(i-j)}^{(1)} + \Delta S_{z(i-k)}^{(1)})$$

$$\Delta S_{n1}^{(1)} = \Delta S_{y1}^{(1)} + 0.5 \cdot (\Delta S_{z1-3}^{(1)} + \Delta S_{z1-4}^{(1)}) = 0.021 + 1.123i + 0.5 \cdot (0.046 - 0.048i + 0.017 - 0.018i) = 0.053 + 1.09i \text{ МВА};$$

Втрати потужності в додаткових навантаженнях:

$$\Delta S_{D(i-j)}^{(1)} = \Delta S_{\text{пі}}^{(1)};$$

$$\Delta S_{D(j-k)}^{(1)} = \Delta S_{\text{пj}}^{(1)} + \Delta S_{D(i-j)}^{(1)};$$

$$\Delta S_{D(3-2)}^{(1)} = \Delta S_{n2}^{(1)} = 0.139 + 0.637i \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{D(0-3)}^{(1)} = \Delta S_{n3}^{(1)} + \Delta S_{D(3-2)}^{(1)} = 0.422 + 1.236i \text{ МВА};$$

Отримаємо систему контурних рівнянь:

$$-\Delta S_{04} \cdot z_{n04} - \Delta S_{14} \cdot z_{n14} + \Delta S_{03} \cdot z_{n03} = -\Delta S_{k1} \cdot z_{k1} - \Delta S_{k2} \cdot z_{k12} + \Delta S_{k3} \cdot z_{k13}$$

$$\Delta S_{03} \cdot z_{n03} + \Delta S_{23} \cdot z_{n23} - \Delta S_{07} \cdot z_{n07} - \Delta S_{58} \cdot z_{n58} - \Delta S_{78} \cdot z_{n78} = -\Delta S_{k2} \cdot z_{k2} - \Delta S_{k1} \cdot z_{k12} - \Delta S_{k3} \cdot z_{k23}$$

$$\Delta S_{04} \cdot z_{n04} - \Delta S_{69} \cdot z_{n69} - \Delta S_{79} \cdot z_{n79} - \Delta S_{07} \cdot z_{n07} = -\Delta S_{k3} \cdot z_{k3} - \Delta S_{k3} \cdot z_{k23} + \Delta S_{k3} \cdot z_{k13}$$

Розв'язавши дану систему, одержимо контурні потужності:

$$\Delta S_{k1}^{(1)} = 0.109 + 0.816i \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{k2}^{(1)} = 4.637 \cdot 10^{-3} + 0.247i \text{ МВА.}$$

$$\Delta S_{k3}^{(1)} = 0.159 + 0.072i \text{ МВА}$$

Накладемо контурні потужності на додатковий поточкорозподіл від втрат потужності і отримаємо результуючий поточкорозподіл .

$$\Delta S_{\text{дод}(0-3)}^{(1)} = \Delta S_{D(0-3)}^{(1)} + \Delta S_{k1}^{(1)} + \Delta S_{k2}^{(1)} = 0.422 + 1.236i + 0.109 + 0.816i + 4.637 \cdot 10^{-3} + 0.247i = 0.535 + 2.299i \text{ МВА};$$

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

Таблиця 2.5 – Результати розрахунку втрат потужності в провідностях та додаткові навантаження пунктів від втрат провідності

Пункт	$\Delta S.y$	$\Delta S.п$
1	$0.021+1.123i$	$0.053+1.09i$
2	$0.031+0.818i$	$0.139+0.637i$
3	$0.031+1.225i$	$0.283+0.599i$
4	$0.031+1.447i$	$0.222+1.165i$
5	$0.031+0.609i$	$0.062+0.577i$
6	$0.031+0.578i$	$0.098+0.508i$
7	$0.026+1.165i$	$0.289+0.509i$
8	$0.026+0.662i$	$0.12+0.511i$
9	$0.021+0.78i$	$0.067+0.732i$

Таблиця 2.6 – Результати розрахунку потекорозподілу від втрат потужності

Ділянка	$\Delta S.z$	$\Delta S(Д)$	$\Delta S(Д)дод$
0-3	$0.261-0.861i$	$0.422+1.236i$	$0.535+2.299i$
2-3	$0.196-0.341i$	$0.139+0.637i$	$0.144+0.884i$
2-5	$0.02-0.021i$	-	$0.00463+0.247i$
5-8	$0.041-0.043i$	$0.062+0.577i$	$0.057+0.33i$
7-8	$0.148-0.258i$	$0.182+1.088i$	$0.177+0.841i$
0-7	$0.291-0.96i$	$0.63+2.683i$	$0.467+2.364i$
7-9	$0.088-0.093i$	$0.387+1.017i$	$0.228+0.946i$
6-9	$0.003-0.0032i$	$0.098+0.508i$	$-0.061+0.437i$
4-6	$0.13-0.137i$	-	$0.159+0.072i$
0-4	$0.235-0.41i$	$0.275+2.255i$	$0.325+1.51i$
1-4	$0.017-0.018i$	$0.053+1.09i$	$-0.056+0.274i$
1-3	$0.046-0.048i$	-	$0.109+0.816i$

Результати зобразимо на рис. 2.2.

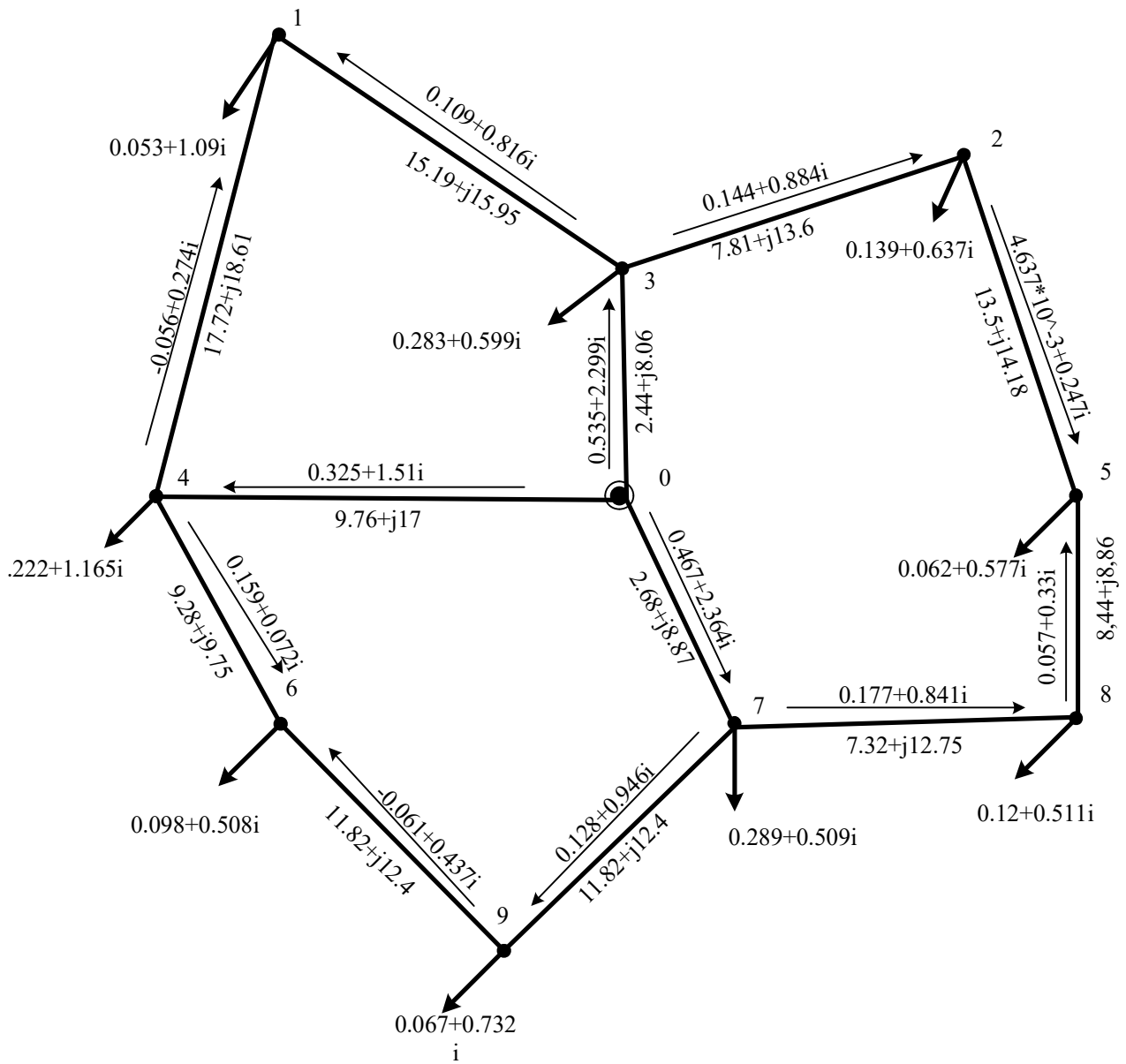


Рисунок 2.2 – Потокорозподіл потужностей від додаткових навантажень пунктів на першій ітерації.

Знайдемо результуюче навантаження пунктів:

$$S^{(1)}_{рез1} = S_{np} + \Delta S^{(1)}_{n1} = 7.045 - 6.287i + 0.053 + 1.09i = 7.098 - 5.197i \text{ МВА.}$$

Потік потужності по ділянці 0-3 на першій ітерації:

$$S^{(1)}_{рез(0-3)} = S'_{03} + \Delta S^{(1)}_{дод(0-2)} = 27.509 - 24.422i + 0.535 + 2.299i = 28.044 - 22.123i \text{ МВА.}$$

Результуючий поточкорозподіл потужностей в Z-схемі на рис. 3.2.

Рівні напруг в пунктах на першій ітерації розрахунку дорівнює:

$$U_1^{(1)} = \sqrt{U_0^2 + 2 \cdot (P_{рез(0-3)}^{(1)} \cdot r_{0-3} - Q_{рез(0-3)}^{(1)} \cdot x_{0-3})} = \sqrt{115^2 + 2 \cdot (-28.044 \cdot 2.44 - 22.123 \cdot 8.06)} = 112.834 \text{ кВ};$$

Розрахунки внесемо до табл. 3.1 для побудови схем поточкорозподілу.

Таблиця 2.7 – Напруги та результуючі потужності пунктів на першій ітерації режиму максимальних навантажень

Пункт	S.рез	U
1	7.098-5.197i	111.747
2	10.186-7.919i	110.63
3	10.329-8.152i	112.834
4	8.253-5.504i	112.46
5	9.099-7.16i	109.914
6	11.156-8.975i	110.905
7	6.321-4.616i	112.597
8	6.152-4.711i	110.738
9	5.09-4.622i	111.221

Таблиця 2.8 – Потужності ділянок в режимі максимальних навантажень

Ділянка	S.рез
0-3	28.044-22.123i
2-3	13.422-10.404i
2-5	3.236-2.485i
5-8	5.862-4.675i
7-8	12.015-9.386i
0-7	28.052-22.348i
7-9	6.939-5.802i
6-9	0.618-1.186i
4-6	10.538-7.788i
0-4	14.55-8.636i
1-4	2.804-1.63i
1-3	4.294-3.567i

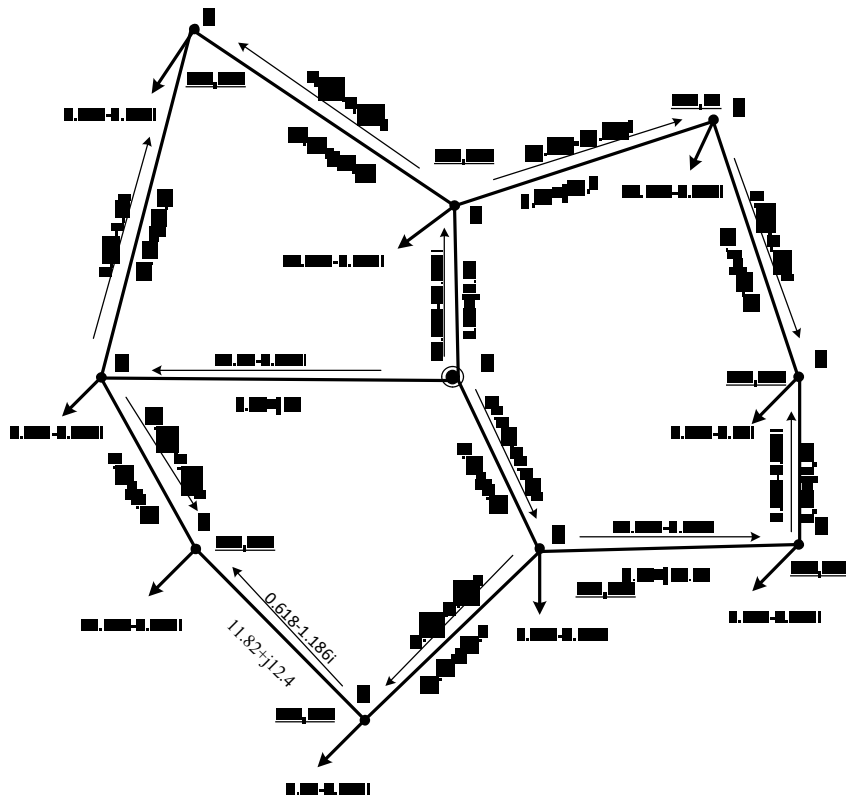


Рисунок 2.3 – Результуючий поточкорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми при максимальних навантаженнях на першій ітерації

Перевірка збіжності ітераційного процесу за критерієм зміни модулів:

$$\Delta U_1^{(0)} = \frac{|U_1^{(1)} - U_1^{(0)}|}{U_1^{(0)}} \cdot 100\% = \frac{|111.747 - 110|}{110} \cdot 100\% = 1.588\%;$$

Таблиця 2.9 – Результати зміни модулів напруги

Пункт	$\Delta U\%$
1	1,588
2	0,573
3	2,576
4	2,237
5	0,078
6	0,823
7	2,361
8	0,671
9	1,11

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації розрахунку за виразом :

$$S_{БП}^{(1)} = S_{рез(0-3)}^{(1)} + S_{рез(0-4)}^{(1)} - S_{рез(0-7)}^{(1)} + 0.5 \cdot (\Delta S_{03}^{(1)} + \Delta S_{04}^{(1)} - \Delta S_{07}^{(1)}) + Y_{БП} \cdot U_0^2 = 28.044 - 22.123i + 14.55 - 8.636i + 28.052 - 22.348i + 0.5 \cdot (0.261 - 0.861i + 0.235 - 0.41i + 0.291 - 0.96i) + 115^2 \cdot 1.135 \cdot 10^{-4} = 72.542 - 54.222i \text{ МВА.}$$

Сумарна потужність усіх навантажень:

$$S_{\Sigma} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7 + S_8 + S_9 = 7 - 5.62i + 10 - 7.66i + 10 - 7.76i + 8 - 6.1i + 9 - 6.96i + 11 - 8.41i + 6 - 4.6i + 6 - 4.66i + 5 - 4.0i = 72 - 55.78i$$

Тоді повні втрати потужності в схемі на першій ітерації:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{БП}^{(1)} - S_{\Sigma} = 72.542 - 54.222i - 72 - 55.78i = 0.542 + 1.558i \text{ МВА.}$$

Ітерація 2

Таблиця 2.10 – Результати розрахунку режиму максимальних навантажень на другій ітерації (напруги та результуючі потужності пунктів)

Пункт	Sp.рез	U
1	7.093-5.155i	111,766
2	10.178-7.895i	110,646
3	10.308-8.036i	112,847
4	8.243-5.419i	112,478
5	9.097-7.159i	109,23
6	11.154-8.964i	110,925
7	6.299-4.504i	112,608
8	6.146-4.691i	110,753
9	5.084-4.598i	111,246

Таблиця 2.11 – Результати розрахунку режиму максимальних навантажень на другій ітерації (потужності ділянок)

Ділянка	S.рез
0-3	28.014-21.949i
2-3	13.415-10.385i
2-5	3.237-2.49i
5-8	5.859-4.669i
7-8	12.005-9.36i
0-7	28.024-22.218i

продовження таблиці 2.11

1	2
7-9	6.922-5.699i
6-9	0.623-1.194i
4-6	10.531-7.769i
0-4	14.531-8.528i
1-4	2.802-1.627i
1-3	4.291-3.528i

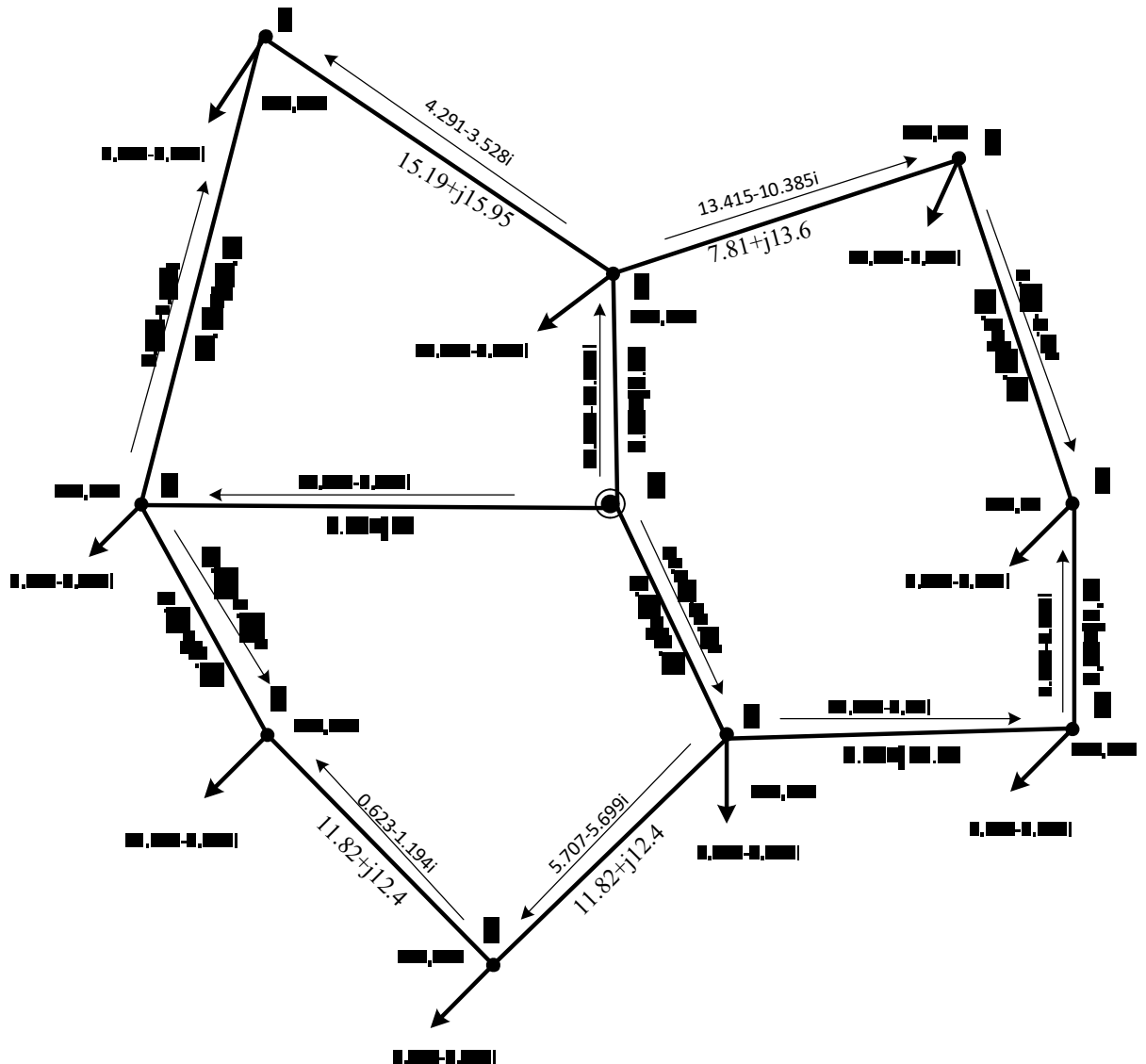


Рисунок 2.4 – Результуючий потік розподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми при максимальних навантаженнях на другій ітерації

$$S_{БП}^{(2)} = 72.431 - 53.72i$$

$$\Delta S_{\Sigma}^{(2)} = S_{БП}^{(2)} - S_{\Sigma} = 0.431 + 2.06i$$

$$\delta S_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta S_{\Sigma}^{(2)} - \Delta S_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta S_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100\% = \frac{|0.431 + 2.06i - (0.542 + 1.558i)|}{|0.542 + 1.558i|} \cdot 100 = 31.218$$

Ітерація 3

Таблиця 2.12 – Результати розрахунку режиму на третій ітерації

Пункт	Sp.рез	U
1	7.093-5.155i	111,766
2	10.178-7.895i	110,646
3	10.306-8.032i	112,848
4	8.242-5.417i	112,479
5	9.097-7.159i	109,93
6	11.154-8.963i	110,926
7	6.297-4.5i	112,609
8	6.145-4.69i	110,753
9	5.083-4.596i	111,247

Таблиця 2.13 – Результати розрахунку режиму на третій ітерації

Ділянка	S.рез
0-3	28.012-21.943i
2-3	13.415-10.384i
2-5	3.237-2.49i
5-8	5.859-4.669i
7-8	12.005-9.36i
0-7	28.022-22.214i
7-9	6.921-5.696i
6-9	0.624-1.195i
4-6	10.531-7.768i
0-4	14.529-8.525i
1-4	2.802-1.627i
1-3	4.291-3.528i

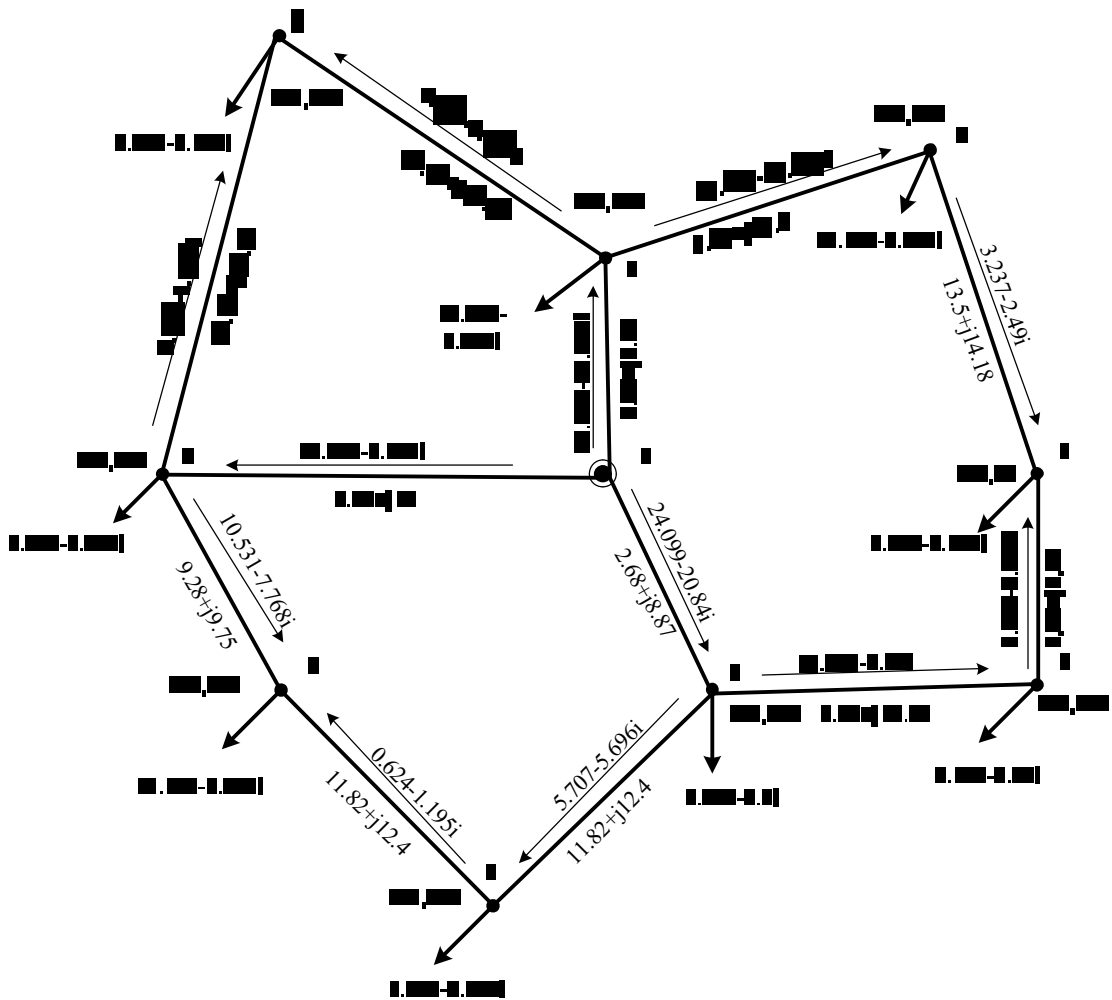


Рисунок 2.5 – Результуючий поточкорозподіл потужностей та режим напруги при максимальних навантаженнях на третій ітерації

$$S_{БП} = 72.424 - 53.7i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\Sigma}^{(3)} = S_{БП}^{(3)} - S_{\Sigma} = 0.424 + 2.08i \text{ МВА}$$

$$\delta S_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta S_{\Sigma}^{(3)} - \Delta S_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta S_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100\% = \frac{|0.424 + 2.08i - (0.431 + 2.06i)|}{|(0.431 + 2.06i)|} \cdot 100 = 1\%$$

Оскільки умова вірна - ітраційний розрахунок вважаємо завершеним. Переходимо до вибору відгалужень РПН та ПБЗ на трансформаторах пунктів

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

2.3 Вибір відгалужень ПБЗ та РПН обмоток трансформаторів в режимі максимальних навантажень.

Кількість витків для регулювання напруги на РПН трансформатора:

$$\omega_{вж1} = \frac{U_{нн1} \cdot U_{тн1}}{U_{нн1} \cdot U_{ндж1}} - 1 = \frac{105.94 \cdot 11}{115 \cdot 10.5} - 1 = -0.035 \text{ кВ.}$$

$$N_{в1} = \frac{\omega_{вж1}}{\omega_{в0}} = \frac{-0.035}{0.0178} = -2$$

Розрахункова ступінь регулювання РПН дорівнює:

$$U_{нн1} = \frac{U_{нн1} \cdot U_{тн1}}{U_{тв1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{см})} = \frac{105.94 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0.0178)} = 10.51 \text{ кВ.}$$

Для обмотки середньої напруги положення ПБЗ:

$$\omega_{с2}^{см} = \frac{U_{сж2} \cdot U_{тв2} \cdot (1 + \omega_{в2}^{см})}{U_{нс2} \cdot U_{тс2}} - 1 = \frac{38.5 \cdot 115 \cdot (1 - 0.092)}{105.54 \cdot 38.5} - 1 = 0.031 \text{ кВ.}$$

Реальний рівень напруги на шинах середньої напруги :

$$N_{с2} = \frac{\omega_{сж2}}{\omega_{с0}} = \frac{0.031}{0.025} = 1$$

$$U_{нс2} = \frac{U_{нс2} \cdot U_{тс2} \cdot (1 + \omega_{с2}^{см})}{U_{тв2} \cdot (1 + \omega_{в2}^{см})} = \frac{105.54 \cdot 38.5 \cdot (1 + 0.031)}{115 \cdot (1 - 0.091)} = 38.26 \text{ кВ.}$$

Виконаємо вибір регулювальних відгалужень РПН і ПБЗ трансформаторів встановлених в пунктах схеми та занесемо відповідні значення розрахованих параметрів до табл.2.14

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.14 - Вибір регулювальних відгалужень на обмотках НН та СН трансформаторів

№ П/П	$U_B, кВ$	$U_{ПН}, кВ$	$U_{ПС}, кВ$	ω_B	N_B	ω_C	N_C	$U_H, кВ$	$U_C, кВ$
1	111,766	105,94	-	-0,035	-2	-	-	10,51	-
2	110,646	104,76	105,54	-0,046	-3	0,031	1	10,59	38,26
3	112,848	106,28	107,72	-0,032	-2	0,030	1	10,54	38,33
4	112,479	107,91	108,40	-0,017	-1	0,042	2	10,51	38,80
5	109,93	104,19	105,32	-0,051	-3	0,034	1	10,53	38,18
6	110,926	104,56	105,31	-0,047	-3	0,034	1	10,57	38,18
7	112,609	106,84	107,67	-0,027	-2	0,030	1	10,60	38,31
8	110,753	104,43	105,81	-0,049	-3	0,029	1	10,55	38,36
9	111,247	107,08	-	-0,024	-1	-	-	10,43	-

2.4 Розрахунок режиму мінімальних навантажень

Для початку розрахунку режиму необхідно розрахувати навантаження пунктів, котрі складають 64% від потужностей в режимі максимальних навантажень. Зведемо результати значень потужностей пунктів до табл. 2.15.

Таблиця 2.15 - Навантаження пунктів схеми електричної мережі в режимі мінімальних навантажень.

Пункт	$P_{СН}, МВт$	$P_{НН}, МВт$
1	0	4,48
2	4,48	1,92
3	3,2	3,2
4	3,84	1,28
5	3,2	2,56
6	5,12	1,92
7	2,56	1,28
8	1,92	1,92
9	0	3,2

Також для подальшого розрахунку режиму необхідно перерахувати значення приведених навантажень пунктів відповідно для мінімального режиму.

Таблиця 2.16 – Результати розрахунку приведених навантажень пунктів

Номер пункту	Приведена потужність пункту $P_{np}, MВт$	Приведена потужність пункту $Q_{np}, МВАр$	Провідність пункту $G, мкСм$	Провідність пункту $B, мкСм$
1	2	3	4	5
1	4,498	-3,869	1,74	-9,284
2	6,437	-5,485	2,12	-6,24177
3	6,436	-5,611	2,12	-9,59977
4	5,145	-4,274	2,12	-11,4398
5	5,789	-4,960	2,12	-4,51377
6	7,086	-6,080	2,12	-4,25577
1	2	3	4	5
7	3,853	-3,160	2,12	-9,626
8	3,853	-3,212	2,12	-5,467
9	3,209	-2,708	1,74	-6,45

Таблиця 2.17 – Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження блоків силових трансформаторів

Номер пункту	S_n, MVA	Коефіцієнт завантаження обмотки β_i		
		ВН	СН	НН
1	6,3	0,46	-	0,46
2	6,3	0,64	0,44	0,20
3	6,3	0,64	0,32	0,33
4	6,3	0,51	0,38	0,13
5	6,3	0,58	0,32	0,26
6	6,3	0,70	0,51	0,20
7	6,3	0,38	0,25	0,13
8	6,3	0,39	0,19	0,20
9	6,3	0,33	-	0,33

Також розрахуємо до таблиці значення втрат потужності за умов холостого ходу та короткого замикання при роботі двох трансформаторів до табл. 3.8

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.18 - Втрати потужності при роботі двох трансформаторів

Номер пункту	Втрати потужності при роботі блоку силових трансформаторів			
	Р _{хх} , МВт	Q _{хх} , МВАр	Р _{кз} , МВт	Q _{кз} , МВАр
1	0,023	-0,101	0,018	-0,275
2	0,028	-0,151	0,037	-0,584
3	0,028	-0,151	0,036	-0,643
4	0,028	-0,151	0,025	-0,367
5	0,028	-0,151	0,029	-0,506
6	0,028	-0,151	0,046	-0,700
7	0,028	-0,151	0,013	-0,213
8	0,028	-0,151	0,013	-0,232
9	0,023	-0,101	0,009	-0,140

Таблиця 2.19 - Розрахункові значення напруг та регульовальні діапазони обраних трансформаторів

Подальший розрахунок режиму аналогічний попередньому. Приведемо результати у вигляді таблиць і схем з вказаними параметрами режиму.

Ітерація 1

Таблиця 2.20 – Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень на першій ітерації (напруги та результуючі потужності пунктів)

Пункт	Sp.рез	U
1	4.532-2.759i	113.076
2	6.512-4.804i	112.362
3	6.57-4.705i	113.71
4	5.254-3.005i	113.497
5	5.833-4.427i	111.925
6	7.144-5.593i	112.533
7	3.986-2.262i	113.566
8	3.917-2.612i	112.441
9	3.249-1.947i	112.768

Таблиця 2.21 – Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень на першій ітерації (потужності ділянок)

Ділянка	S.рез
0-3	17.9-12.87i
2-3	8.58-6.29i
2-5	2.07-1.48i
5-8	3.77-2.95i
7-8	7.68-5.56i
0-7	17.93-13.06i
7-9	4.41-3.08i
6-9	0.43-0.81i
4-6	6.72-4.78i
0-4	9.25-4.79i
1-4	1.78-0.87i
1-3	2.75-1.89i

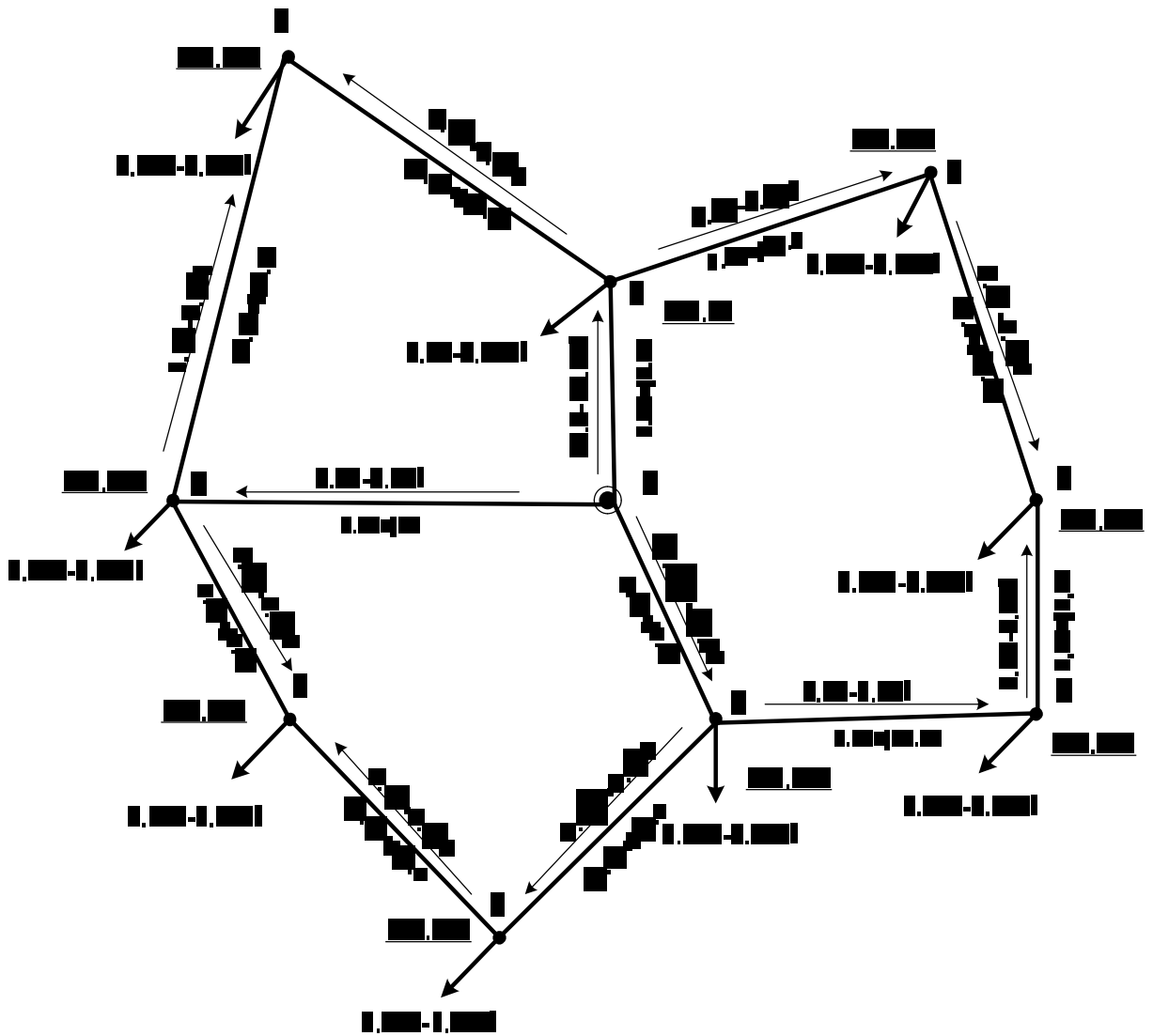


Рисунок 2.6 – Результуючий потікорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми при мінімальних навантаженнях на першій ітерації

Втрати потужності в режимі мінімальних навантажень системи:

$$S_{БП}^{(1)} = 46.744 - 31.179i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\Sigma}^{(1)} = S_{БП}^{(1)} - S_{\Sigma} = 46.744 - 31.179i - (46.08 - 35.7i) = 0.664 + 4.521i \text{ МВА}$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7106.141 ПЗ

Арк.

57

Ітерація 2

Таблиця 2.22 – Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень на другій ітерації (напруги та результуючі потужності пунктів)

Пункт	Sp.рез	U
1	4.53-2.69i	113.1
2	6.51-4.76i	112.38
3	6.56-4.59i	113.73
4	5.25-2.9i	113.52
5	5.83-4.41i	111.95
6	7.14-5.57i	112.56
7	3.97-2.14i	113.58
8	3.91-2.57i	112.46
9	3.24-1.9i	112.56

Таблиця 2.23 – Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень на другій ітерації (потужності ділянок)

Ділянка	S.рез
0-3	17.88-12.65i
2-3	8.57-6.24i
2-5	2.07-1.48i
5-8	3.77-2.93i
7-8	7.68-5.5i
0-7	17.91-12.87i
7-9	4.4-2.96i
6-9	0.43-0.81i
4-6	6.71-4.76i
0-4	9.24-4.65i
1-4	1.78-0.86i
1-3	2.75-1.83i

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7106.141 ПЗ

Арк.

58

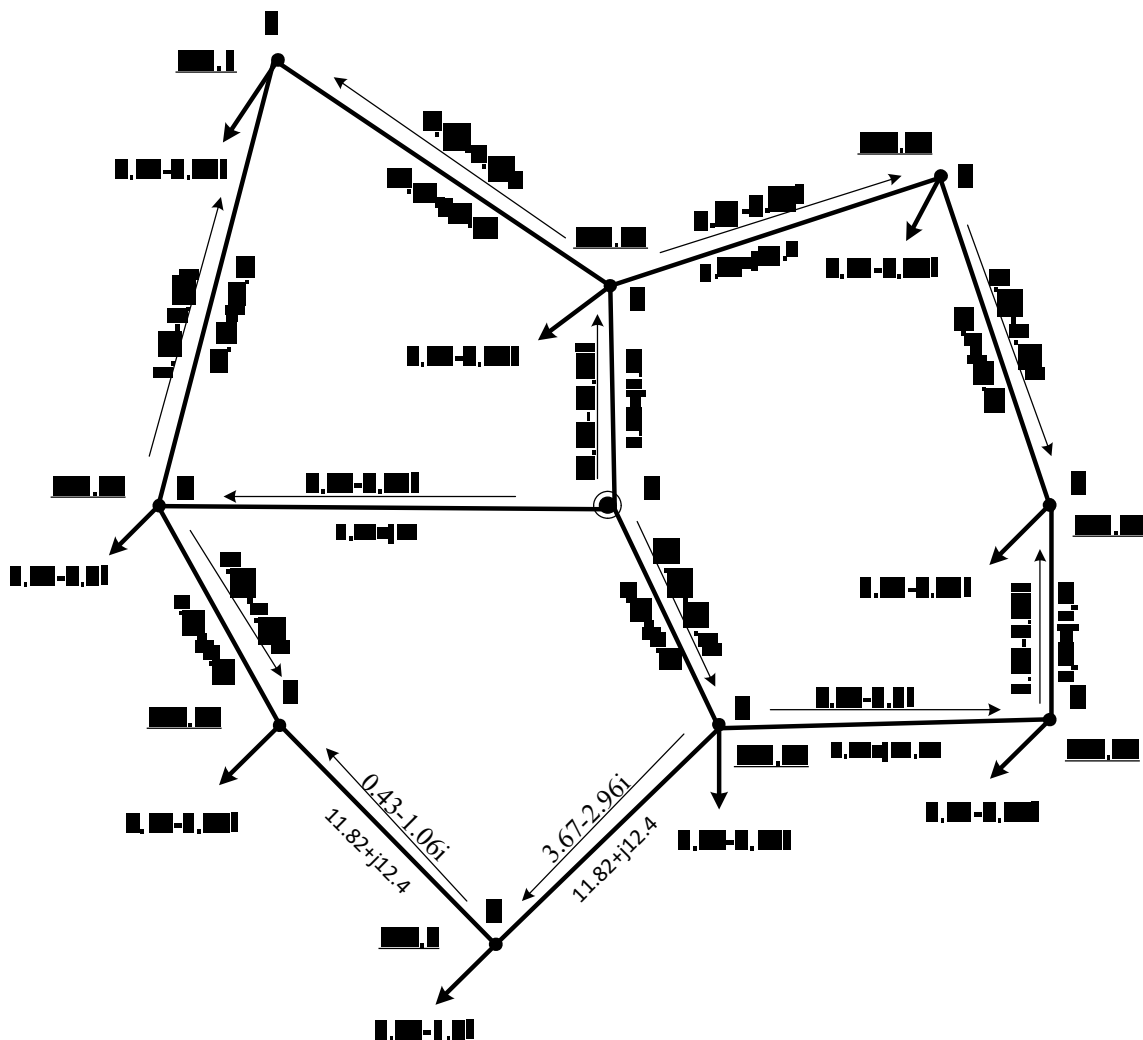


Рисунок 2.7 – Результуючий потікорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми при мінімальних навантаженнях на другій ітерації

$$S_{БП}^{(2)} = 46.67 - 30.56i$$

$$\Delta S_{\Sigma}^{(2)} = S_{БП}^{(2)} - S_{\Sigma} = 0.59 + 5.14i$$

$$\delta S_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta S_{\Sigma}^{(2)} - \Delta S_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta S_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100\% = \frac{|0.59 + 5.14i - (0.664 + 4.521i)|}{|0.664 + 4.521i|} \cdot 100 = 13.74$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7106.141 ПЗ

Ітерація 3

Таблиця 2.24 – Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень на третій ітерації (напруги та результуючі потужності пунктів)

Пункт	Sp.рез	U
1	4.53-2.69i	113.1
2	6.51-4.76i	112.38
3	6.55-4.58i	113.73
4	5.25-2.9i	113.52
5	5.83-4.41i	111.95
6	7.14-5.57i	112.56
7	3.97-2.14i	113.58
8	3.91-2.57i	112.46
9	3.24-1.9i	112.8

Таблиця 2.24 – Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень на третій ітерації (потужності ділянок)

Ділянка	S.рез
0-3	17.88-12.65i
2-3	8.57-6.24i
2-5	2.07-1.48i
5-8	3.77-2.93i
7-8	7.68-5.5i
0-7	17.91-12.86i
7-9	4.4-2.95i
6-9	0.43-0.81i
4-6	6.71-4.75i
0-4	9.23-4.65i
1-4	1.78-0.86i
1-3	2.75-1.83i

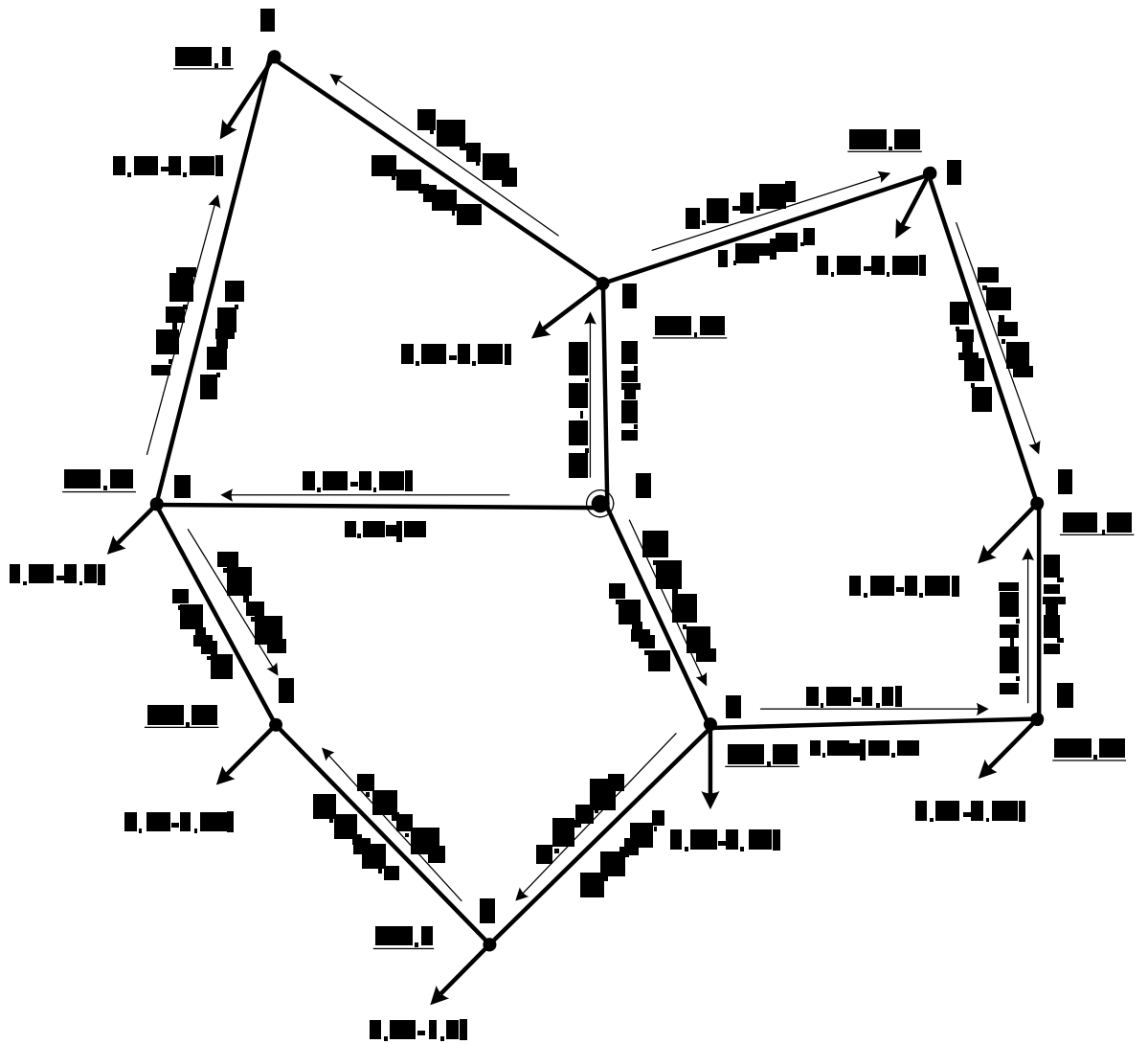


Рисунок 2.8 – Результуючий потокорозподіл потужностей та режим на-
пруги в пунктах схеми при мінімальних навантаженнях на третій ітерації

$$S_{БП}^{(3)} = 46.66 - 30.54i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\Sigma}^{(3)} = S_{БП}^{(3)} - S_{\Sigma} = 0.58 + 5.16i \text{ МВА}$$

$$\delta S_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta S_{\Sigma}^{(3)} - \Delta S_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta S_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100\% = \frac{|0.58 + 5.16i - (0.59 + 5.14i)|}{|0.59 + 5.14i|} \cdot 100 = 0.32\%$$

Умова виконується - ітераційний розрахунок закінчено

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

2.5 Вибір відгалужень ПБЗ та РПН на трансформаторах в режимі мінімальних навантажень

Таблиця 2.26 - Вибір регулювальних відгалужень на обмотках НН та СН трансформаторів

№ П/П	$U_B, кВ$	$U_{ПН}, кВ$	$U_{ПС}, кВ$	ω_B	N_B	ω_C	N_C	$U_H, кВ$	$U_C, кВ$
1	113,101	109,37	-	-0,004	0	-	-	10,46	-
2	112,385	106,35	107,12	-0,031	-2	0,035	1	10,55	38,12
3	113,727	106,99	108,45	-0,025	-1	0,042	2	10,42	38,81
4	113,52	108,83	109,31	-0,009	0	0,052	2	10,41	38,42
5	111,949	106,06	107,20	-0,034	-2	0,035	1	10,52	38,14
6	112,559	106,02	106,77	-0,034	-2	0,039	2	10,52	38,92
7	113,582	109,89	110,42	0,001	0	0,041	2	10,51	38,82
8	112,464	108,42	109,30	-0,012	-1	0,033	1	10,56	38,19
9	112,799	110,13	-	0,003	0	-	-	10,53	-

2.6 Післяаварійний режим

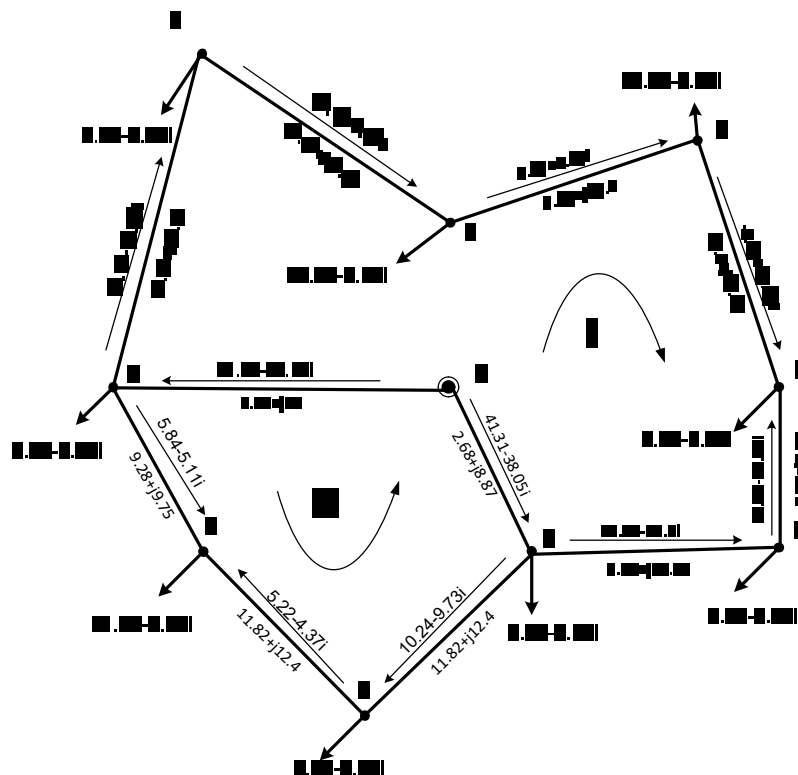


Рисунок 2.9 – Основний потокорозподіл у Z-схемі мережі

З розрахунку режиму максимальних навантажень для моделювання після аварійного режиму відключимо ділянку 0-3, котра несе найбільше навантаження в схемі і розрахуємо режим.

Ітерація 1

Таблиця 2.27 – Результати розрахунку після аварійного режиму на першій ітерації (напруги та результуючі потужності пунктів)

Пункт	Sp.рез	U
1	7.51-5.63i	110.1
2	10.2-7.86i	107.89
3	10.18-7.97i	107.71
4	9.05-6.68i	114.91
5	9.42-7.5i	110.35
6	11.14-8.95i	114.03
7	6.84-5.79i	117.28
8	6.65-5.42i	113.16
9	5.16-4.7i	115.27

Таблиця 2.28 – Результати розрахунку режиму максимальних навантажень на першій ітерації (потужності ділянок)

Ділянка	S.рез
2-3	0.03+1.41i
2-5	-10.16+9.27i
5-8	19.59-16.77i
7-8	26.24-22.19i
0-7	43.58-36.77i
7-9	10.52-8.85i
6-9	5.36-4.15i
4-6	5.78-4.8i
0-4	32.52-23.61i
1-4	17.72-12.19i
1-3	10.21-6.56i

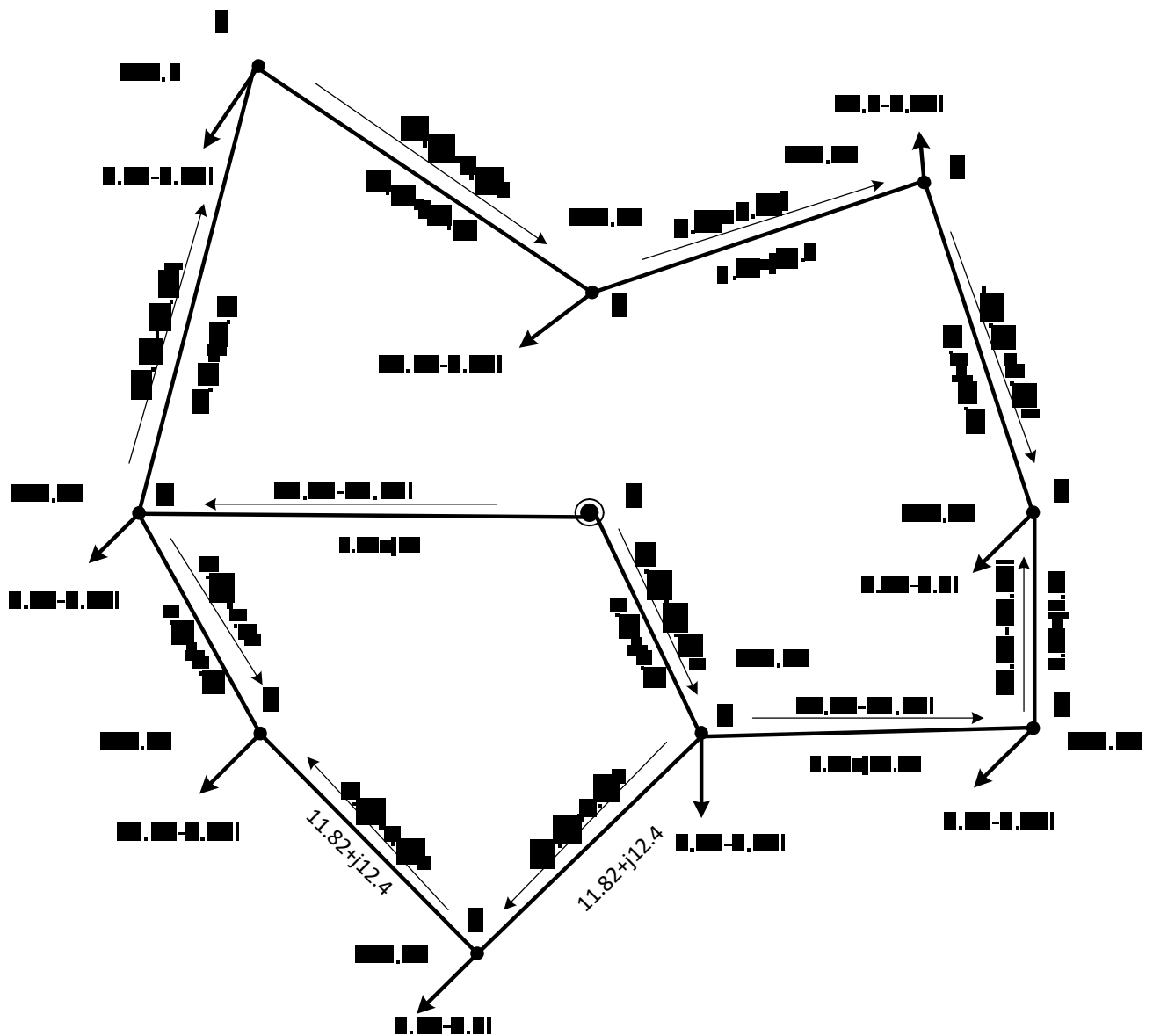


Рисунок 2.10 – Результуючий поточкорозподіл потужностей та режим напру- ги в пунктах схеми при післяаварійному режимі на першій ітерації

Тоді повні втрати потужності в схемі на першій ітерації:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\text{БП}}^{(1)} - S_{\Sigma} = 78.65 - 62.44i - 72 - 55.78i = 6.65 - 6.66i \text{ МВА.}$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7106.141 ПЗ

Арк.

64

Ітерація 2

Таблиця 2.29 – Результати розрахунку післяаварійного режиму на другій ітерації (напруги та результуючі потужності пунктів)

Пункт	Sp.рез	U
1	7.49-5.6i	110.15
2	10.19-7.89i	107.89
3	10.17-8i	107.71
4	8.97-6.44i	114.95
5	9.4-7.48i	110.35
6	11.13-8.9i	114.08
7	6.77-5.47i	117.32
8	6.61-5.32i	113.21
9	5.15-4.6i	115.32

Таблиця 2.30 – Результати розрахунку післяаварійного режиму на другій ітерації (потужності ділянок)

Ділянка	S.рез
2-3	0.02+1.41i
2-5	-10.17+9.3i
5-8	19.57-16.78i
7-8	26.18-22.1i
0-7	43.46-36.33i
7-9	10.51-8.76i
6-9	5.36-4.16i
4-6	5.77-4.75i
0-4	32.43-23.37i
1-4	17.69-12.19i
1-3	10.2-6.59i

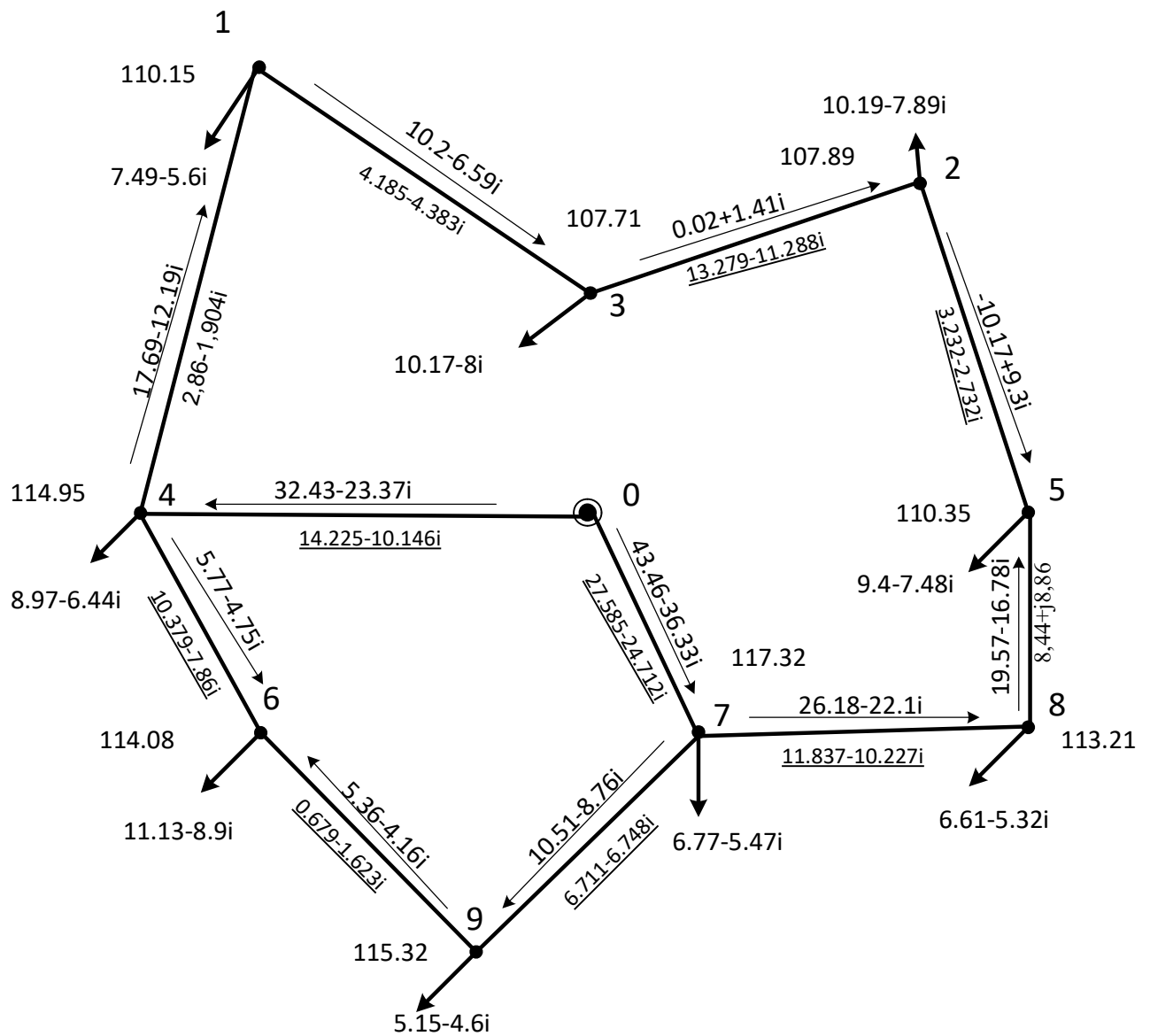


Рисунок 2.11 – Результуючий потікорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми при післяаварійному режимі на другій ітерації

Тоді повні втрати потужності в схемі на другій ітерації:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\Sigma}^{(2)} - S_{\Sigma} = 78.43 - 61.71j - 72 - 55.78j = 6.43 - 5.93j \text{ MVA.}$$

$$\delta S_{\Sigma}^{(2)} = \frac{|\Delta S_{\Sigma}^{(2)} - \Delta S_{\Sigma}^{(1)}|}{|\Delta S_{\Sigma}^{(1)}|} \cdot 100\% = \frac{|6.43 - 5.93j - (6.65 - 6.66j)|}{|6.65 - 6.66j|} \cdot 100 = 8.21\%$$

Ітерація 3

Таблиця 2.31 – Результати розрахунку післяаварійного режиму на третій ітерації (напруги та результуючі потужності пунктів)

Пункт	Sp.рез	U
1	7.49-5.6i	110.15
2	10.19-7.89i	107.89
3	10.17-8i	107.71
4	8.97-6.44i	114.95
5	9.4-7.48i	110.35
6	11.13-8.9i	114.08
7	6.77-5.47i	117.32
8	6.61-5.32i	113.21
9	5.15-4.6i	115.32

Таблиця 2.32 – Результати розрахунку післяаварійного режиму на третій ітерації (потужності ділянок)

Ділянка	S.рез
2-3	0.02+1.41i
2-5	-10.17+9.3i
5-8	19.57-16.78i
7-8	26.18-22.1i
0-7	43.46-36.33i
7-9	10.51-8.76i
6-9	5.36-4.16i
4-6	5.77-4.75i
0-4	32.43-23.37i
1-4	17.69-12.19i
1-3	10.2-6.59i

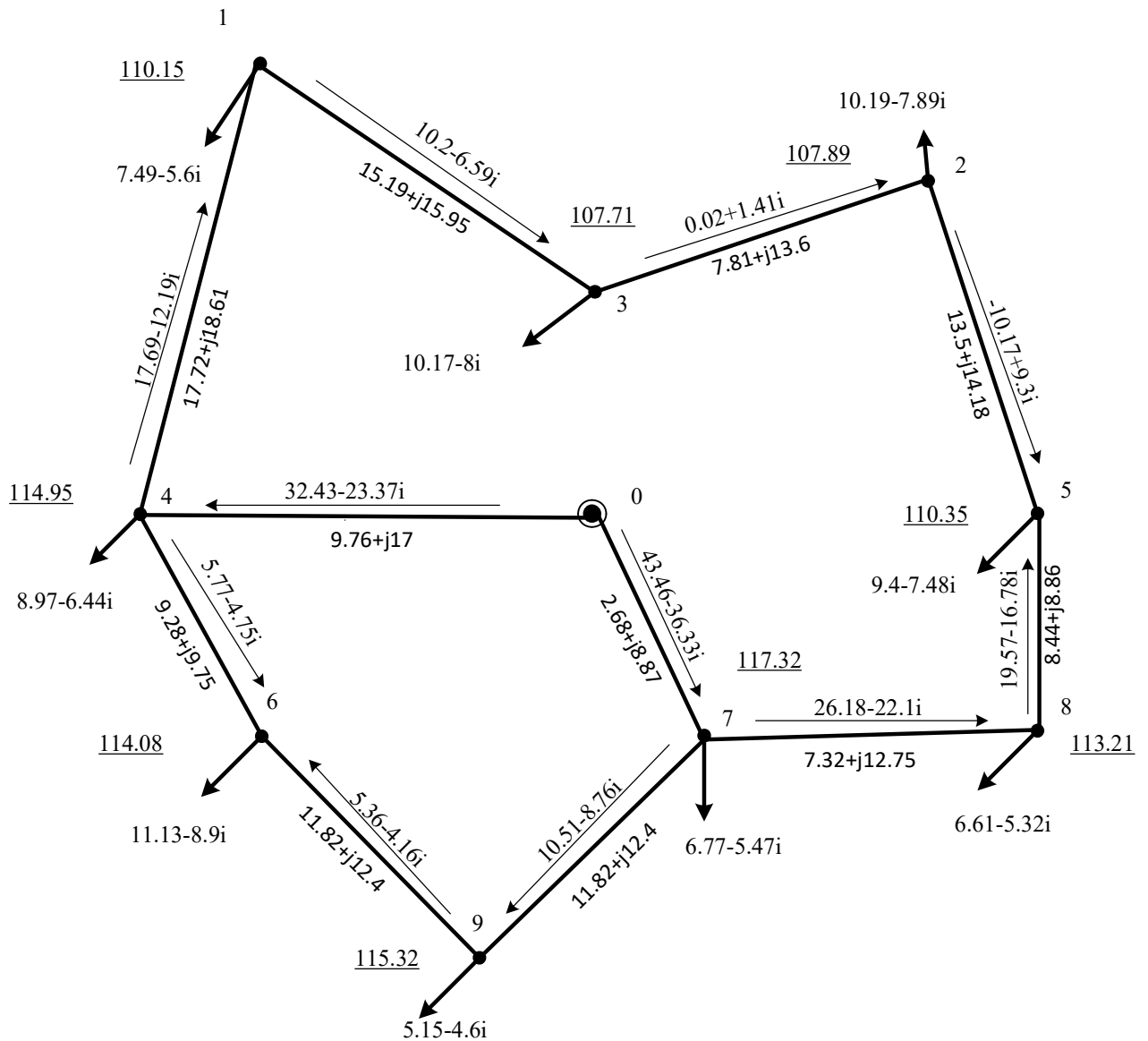


Рисунок 2.11 – Результуючий потікорозподіл потужностей та режим напру- ги в пунктах схеми при післяварійному режимі на третій ітерації

Тоді повні втрати потужності в схемі на третій ітерації:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\text{БП}}^{(3)} - S_{\Sigma} = 78.4 - 61.64i - 72 - 55.78i = 6.4 - 5.86i \text{ МВА.}$$

$$\delta S_{\Sigma}^{(3)} = \frac{|\Delta S_{\Sigma}^{(3)} - \Delta S_{\Sigma}^{(2)}|}{|\Delta S_{\Sigma}^{(2)}|} \cdot 100\% = \frac{|6.4 - 5.86i - (6.43 - 5.93i)|}{|6.43 - 5.93i|} \cdot 100 = 0.82\%$$

Оскільки критерій збіжності виконаний, то ітераційний розрахунок вважає- мо завершеним.

2.7 Вибір відгалужень ПБЗ та РПН на трансформаторах для післяаварійного режиму

Результати розрахунків занесемо до табл.2.33.

Таблиця 2.33 - Вибір регулювальних відгалужень на обмотках НН та СН трансформаторів

№ п/п	$U_B, кВ$	$U_{ПН}, кВ$	$U_{ПС}, кВ$	ω_B	N_B	ω_C	N_C	$U_H, кВ$	$U_C, кВ$
1	110,15	104,32	-	-0,050	-3	-	-	10,54	-
2	107,89	102,01	102,79	-0,071	-4	0,039	2	10,51	38,90
3	107,71	101,14	102,58	-0,079	-4	0,041	2	10,42	38,83
4	114,95	110,38	110,87	0,006	0	0,037	1	10,56	38,05
5	110,35	104,61	105,74	-0,047	-3	0,029	1	10,57	38,33
6	114,08	107,71	108,47	-0,019	-1	0,041	2	10,49	38,82
7	117,32	111,55	112,38	0,016	1	0,042	2	10,48	38,81
8	113,21	106,89	108,26	-0,026	-1	0,043	2	10,41	38,75
9	115,32	111,16	-	0,013	1	-	-	10,45	-

Висновки до розділу

Розраховані параметри режиму за умов максимальних, мінімальних навантажень та післяаварійного стану системи (потоки потужностей по ділянкам та рівні напруги у вузлах), відповідають нормативним значенням роботи енергосистеми. Розрахунково підтвердили доцільність спорудження даної схеми РЕМ для забезпечення енергопостачання споживачів мережі. Розрахунки показали, що обрані відгалуження засобів регулювання забезпечують необхідні значення на сторонах середньої та низької напруги відповідно.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						69
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 КОМПАКТНІ ЕЛЕКТРИЧНІ ЛІНІЇ

Основними технічними проблемами розвитку сучасних електроенергетичних систем є проблеми збільшення пропускної здатності ліній, управління режимами енергосистем, забезпечення статичної та динамічної стійкості, зменшення втрат потужності та енергії, зменшення екологічного впливу. Проблеми зниження капітальних витрат на будівництво ліній, мереж, підстанцій та інші енергетичні об'єкти, зменшення втрат електроенергії та експлуатаційних затрат, є основними економічними проблемами.

Аналіз інформації показав, що є реальні можливості поліпшення технічних та економічних показників традиційних ліній електропередачі, які широко використовуються наразі.

Компактними повітряними лініями електропередавання (КЛЕП) називають повітряні лінії, в яких проводи фаз наближені одна до одної на відстань близьку до мінімальної, яка знаходиться виходячи з таких технічних обмежень:

- міжфазні відстані з врахуванням можливих перенапруг і умов обмеження коронного розряду;
- зближення проводів в прольоті при можливих зміщеннях, пов'язаних з пляскою проводів, очищенню від ожеледі та несинхронними розкачуваннями;
- відстані проводів до заземлених частин опор.

В основу конструкцій компактних повітряних ліній електропередач покладена проста ідея. Якщо усунути розгойдування вітром проводів, встановивши між ними жорсткі розпірки (зрозуміло, ізолюючі, щоб уникнути замикання), то фази лінії можна значно зблизити, не боячись електричного пробоя або механічного пошкодження внаслідок зіткнення проводів при сильному вітрі.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

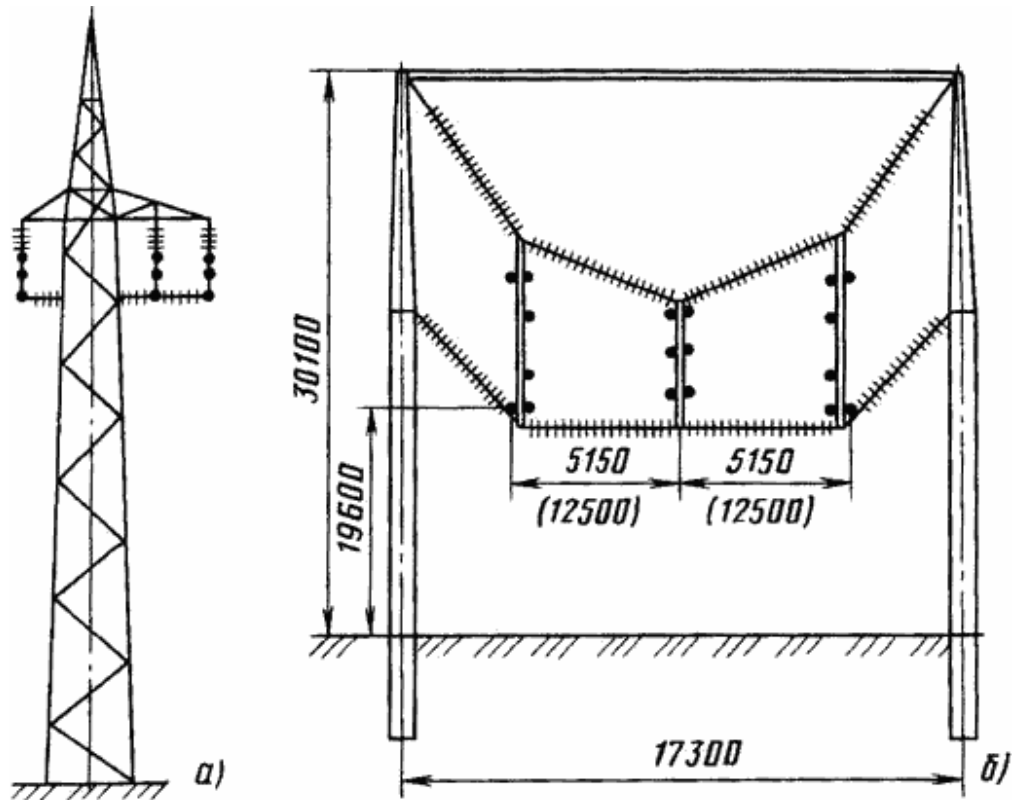


Рис. 1. Конструкції компактних повітряних ліній:
 а - 110 кВ; б - 500 кВ. У дужках показані для порівняння відстані між фазами для звичайних повітряних ліній електропередач.

Таким чином, для лінії з розщепленими проводами зменшення міжфазних відстаней призводить до скорочення займаного лінією обсягу. Це визначає доцільність розширеного використання терміна "компактні лінії" стосовно ПЛ.

Розрахунки показали, що при менших в порівнянні зі звичайними повітряними лініями електропередач розмірами компактні повітряні лінії електропередач придбають ще одну важливу нову якість - підвищену пропускну здатність, що досягається збільшенням числа проводів в кожній фазі і найкращим їхнім розташуванням в просторі.

Відомо, що межа переданої по лінії потужності, що є показником величини пропускну здатності лінії електропередачі, визначається виразом:

$$P_m = \frac{|\dot{U}_1| \cdot |\dot{U}_2|}{Z_c \cdot \sin \alpha_0 l} \cdot \sin \delta ,$$

Різні засоби регулювання (котрі стосуються устаткування FACTS) застосовують для впливу на параметри режимів в окремих вузлах енергосистеми, в тому

					ДП7106.141 ПЗ	Арк.
						71
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

числі і в вузлах приєднання ліній електропередачі. Однак жоден з засобів регулювання не може впливати на значення хвильового опору лінії (Z_c), величина якого залежить тільки від параметрів самої лінії електропередачі і, в першу чергу, від питомого індуктивного опору і питомої ємнісної поперечної провідності, які в свою чергу визначаються типом лінії, її конструкцією і параметрами електромагнітного поля.

Різноманітні дослідження показали, що створювати ефективні керовані лінії електропередачі великої пропускної здатності з глибоким діапазоном регулювання параметрів і режимних характеристик стає можливим на базі застосування електропередач нового типу зі зменшеним і регульованим хвильовим опором в комплексі з установкою сучасних пристроїв і систем регулювання. Одним з перспективних напрямків вирішення зазначених завдань є створення компактних керованих самокомпенсуючих високовольтних ліній електропередачі змінного струму.

На підставі досліджень і аналізу впливаючих факторів встановлено, що для забезпечення максимальної величини натуральної потужності лінії, необхідно максимально збільшити сумарний заряд лінії. При цьому лінія буде мати максимальну зарядну потужність. Це стає можливим, якщо зблизити фази лінії між собою і створити максимальний кутовий зсув між векторами напруг, прикладених до фаз. Разом з тим, при малих навантаженнях лінії і холостому ході необхідно забезпечити режим, при якому зарядна потужність лінії буде мати мінімальне значення. Цю умову можна виконати, якщо здійснювати регулювання величини сумарного заряду лінії. Для цього необхідно зменшувати (до 0) кутовий зсув між векторами напруг зближених фаз.

Таким чином, для підвищення пропускної здатності і поліпшення показників ліній необхідно змінити їх параметри, що, однак, потребує здійснення ряду нових технічних рішень, що стосуються конструкції, схем з'єднань, способів і засобів управління. Весь комплекс нових технічних рішень, сформульованих на підставі цих результатів знайшов своє втілення в запропонованих компактних

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						72
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

лініях, які відрізняються від звичайних ліній по своєму виконанню і принципу роботи.

Завдання полягає в тому, щоб в n-провідній (N-фазній) лінії провідники розташувати так, щоб при заданих векторних величинах напруг, прикладених до вказаних провідників, отримати максимальну величину сумарного потоку вектора потужності.

Показником пропускної здатності лінії може наочно служити величина натуральної потужності лінії. Для отримання максимальної пропускної здатності лінії необхідно забезпечити максимальне значення суми зарядів всіх провідників лінії. В принципі, завдання є оптимізаційним.

Величини зарядів провідників (q_i) залежать від значень напруги (U_i) і еквівалентної ємності (C_i), яка в свою чергу визначається геометричним розташуванням провідників і їх перерізом. При пошуку і обґрунтуванні варіантів конструкції лінії, яка має максимальну пропускну спроможність, необхідно врахувати ряд обмежень. До них, в першу чергу відносяться обмеження:

- по діелектричній міцності повітряних проміжків провід-провід (фаза-фаза);
- по гранично допустимій величині напруженості електричного поля на поверхні проводів;
- за умовами безпеки персоналу при обслуговуванні;
- дотримання існуючих нормативів по екології;
- можливості практичної реалізації і застосування освоєних елементів конструкцій і систем обладнання;
- за вартісними показниками і витратами при експлуатації;
- відповідність існуючим нормам і вимогам, встановленим правилами пристрою і технічної експлуатації електроустановок (ПУЕ і ПТЕ).

Одним з принципових при створенні компактних ПЛ є питання, наскільки можна зближувати проводи (фази) ліній електропередач між собою.

Згідно з діючими нормами мінімально допустимі відстані між фазами ПЛ визначаються з урахуванням максимальних значень робочих напруг, а також з урахуванням величин комутаційних і грозових перенапруг. Конструкції будь-

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						73
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

яких, знову розроблюваних і створюваних варіантів ПЛ, в тому числі і компактних ПЛ, повинні розраховуватися з однієї і тієї ж нормованої кратністю перенапруг. Вимоги для нових ПЛ, як і традиційних залишаються однаковими.

Вартість при цьому дещо зростає в порівнянні з вартістю звичайної лінії внаслідок необхідності застосування більш міцних опор і підвищення складності монтажу проводів, проте витрати окупляться збільшенням можливої дальності електропередачі при допустимих втратах енергії або зниженням втрат при тій же дальності. Втім, подорожчання можна уникнути, якщо в основу розрахунків покласти досягнення, на перших порах, не настільки великого ефекту.

Більш розширене поняття компактних ПЛ окрім зближення проводів фаз, включає в себе спеціальне розташування відносно одне одного проводів розщеплених фаз, а також збільшення їх числа в фазі у порівнянні з традиційними ПЛ.

Важлива й та обставина, що проводи розщеплених фаз компактних повітряних ліній електропередач можна монтувати не всі відразу, а поступово доводити число проводів в фазах до проектного в міру підвищення фактичних навантажень.

Тому вчені вважають, що істотні техніко-економічні переваги компактних повітряних ліній електропередач підвищеної пропускної здатності дозволяють рекомендувати їх до широкого використання, особливо в районах зі складними природно-кліматичними умовами.

Відмінності сучасних компактних ліній електропередач нового покоління в першу чергу починаються з лінійної арматури і композитних проводів - все це робиться для максимального зближення фаз, зменшення кількості опор, а найголовніше збільшення пропускної здатності лінії. Зменшення відстані між фазами призводить до практично пропорційного зменшення розміру фаз. Для досягнення цього застосовуються спеціальні полімерні ізолюючі траверси для напруги 110 кВ, ізолюючі розпірки, а також сучасні полімерні ізолятори. Це дозволяє значно знизити негативний вплив для екології при будівництві ліній в межах міст, курортних зон, лісів першої категорії, а також заощадити кошти за рахунок того, що будівництво компактних ліній в класі напруги 35-110 кВ дешевше, ніж будівництво ліній в традиційних габаритах.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						74
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Особливо це помітно при будівництві ліній на землі з високою вартістю, де йдеться про площі, які належать власникам і охоронні території ПЛ.

Порівняння компактних ліній з традиційними наведено у табл 3.1.

Таблиця 3.1 – Порівняння компактних та традиційних ліній електропередачі

Компактні ПЛ	Традиційні ПЛ
Розташування фаз	
Трикутне розташування фаз у просторі, симетрично відносно опори та транспоновано	Паралельне розташування фаз, трикутне
<p>Переваги компактних ліній:</p> <ul style="list-style-type: none"> - зменшення поперечних габаритів лінії - дозволяє забезпечити симетрію електричних параметрів лінії і практично відмовитися від транспозиції проводів. При цьому значно підвищується натуральна потужність лінії при тій же конструкції проводів за рахунок більш ефективного використання їх поверхні - дозволяє значно зменшити розміри фаз при забезпеченні максимальної пропускної спроможності 	
Кріплення проводів	
Використовуються спеціальні полімерні ізолюючі траверси, ізолюючі розпірки, а також сучасні полімерні ізолятори	Проводи підвішені на підтримуючих гірляндах - одинарних або здвоєних, траверси з підвісними ізоляторами
<p>Застосування сучасних ізолюючих траверс дозволяє будувати компактні ПЛ із застосуванням старих залізобетонних опор, а також модернізувати старі лінії.</p> <p>Застосування міжфазних ізолюючих розпірок дозволяє уникати дотику фаз при зменшенні відстані між ними. В традиційних ПЛ використовується арматура, що не забезпечують фіксованого положення проводів в горизонтальній площині в зоні опор</p>	
Число проводів у фазі	

Збільшення числа проводів в фазі в два рази в порівнянні з мінімальним числом (визначеним вимогою обмеження коронного розряду) при зменшенні міжфазних відстаней не викликає будь-яких конструктивних ускладнень	Число проводів у фазі мінімально необхідне за умовою обмеження коронного розряду
--	--

Варіювання кількості проводів у фазі забезпечує можливість створення компактних повітряних ліній на будь-яку необхідну пропускну здатність без використання будь-яких джерел реактивної потужності (синхронних компенсаторів, статичних тиристорних компенсаторів, поздовжньої ємнісної компенсації індуктивного опору лінії і т.д.). Для компенсації надлишкової зарядної потужності таких ліній необхідно використання керованих шунтуючих реакторів трансформаторного типу.

Відстань між проводами у фазі

При числі проводів в фазі більше мінімального відстань між сусідніми проводами у фазі $d > 0.4$ м, прийнятих зазвичай при проектуванні ПЛ високих напруг.	Відстань між сусідніми проводами у фазі мінімальне за умовою виключення вібрації проводів під впливом бічного вітру (0,4 м)
---	---

Зменшення міжфазних відстаней при незмінному числі проводів в фазі призводить до збільшення ємності фаз і відповідно до збільшення напруженості поля на поверхні проводів, яка обмежена умовою обмеження коронного розряду на проводах. При цьому для забезпечення ефективного використання поверхні проводів (і відповідно для забезпечення максимально можливої пропускну здатності ліній зі збільшеним числом проводів в фазі необхідно також збільшувати відстань між сусідніми проводами у фазі - d)

Конструкція опор

Одноколові компактні ЛЕП виконуються як на старих опорах так і сучасних опорах башенного типу, з так званним, охоплюючим вікном (виключають наявність заземлених елементів між фазами)	Конструкції опор двостоякові з прямими траверсами порталного або V-образного типу
--	---

Економіка

Будівництво компактних ліній в класах напруги 35-110 кВ дешевше, ніж будівництво ліній в традиційних габаритах у порівнянні на одиницю потужності:

- зменшення габаритів опор повітряних ліній призводить також до зниження їх вартості за рахунок зменшення моментів навантажень
- зменшення площі землі, яка необхідна для побудови лінії

Роботи з обслуговування та ремонту

Під напругою можуть проводитися ремонтні роботи та технічне обслуговування таке ж, як і на звичайних, за винятком робіт, пов'язаних з лінійними ізоляторами або стягуючими фази ізоляційними елементами

Тип проводу ПЛ

Ізольовані або композитні алюмінієві проводи

Провід марки АС

До переваг композитних чи ізольованих проводів можна віднести більшу динамічну стійкість, менше утворення ожеледі на проводах, зменшення розсіювання магнітного поля, виключення можливості міжфазних коротких замикань через коливання, також знижені втрати на корону. Використання подібних проводів дозволяє збільшити довжину прольоту при спорудженні нових ліній та збільшити площину перерізу в існуючих лініях при модернізації.

З таблиці вище можемо виділити основні недоліки та переваги компактних ліній.

До переваг можна віднести:

- зниження площі земельних ділянок, на яких розміщена лінія, у декілька разів за умови однакової потужності передачі;
- збільшення механічної стійкості при дії різних атмосферних чинників на лінію ;
- можливість збільшити пропускну здатність існуючих ліній за рахунок їх модернізації у бік компактної лінії;
- зменшення втрат електроенергії та експлуатаційних і капітальних затрат при будівництві компактних ліній на 15-30% на одиницю потужності у порівнянні з традиційними ПЛ;

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						77
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- зменшити напруженість електромагнітного поля в коридорі проходження ПЛ та поряд з межами зони відчуження ділянок;

- компактна лінія характеризується меншими, у порівнянні з традиційними, значеннями індуктивності, хвильовим опором і більшими значеннями ємності та натуральної потужності;

- за рахунок використання сучасних композитних проводів є можливість зменшення кількості опор, що в свою чергу збільшує відстань прольоту між опорами і зменшує об'єм робіт (огляди ПЛ, перевірка та ремонти).

Недоліки компактних ліній:

- порівнянно вища ціна на полімерні матеріали;

- через зменшення міжфазної відстані виникають складнощі при проведенні обслуговування та ремонтних робіт, виникають складнощі ремонту ліній під напругою, що призводить до їх частішого відключення для проведення всіх необхідних операцій;

- обслуговування лінії з полімерними ізолюючими траверсами ускладнюється без наявності спеціальних засобів (автобашні чи спеціальних драбин), особливо в районах з болотистими ґрунтами.

Для виключення впливу бокового вітру і робочої напруги на міжфазні ізоляційні відстані проводи компактних ліній доречно підвішувати за допомогою фіксуючих положення проводів ізолюючих підвісок: V-подібних гірлянд і ізолюючих траверс.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						78
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

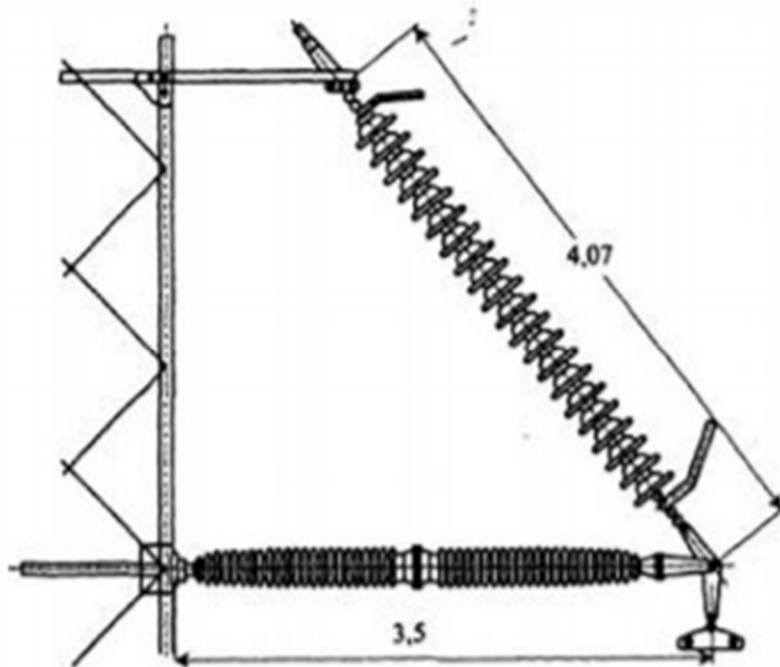


Рис 3.2. Ізолююча траверса для лінії 420 кВ

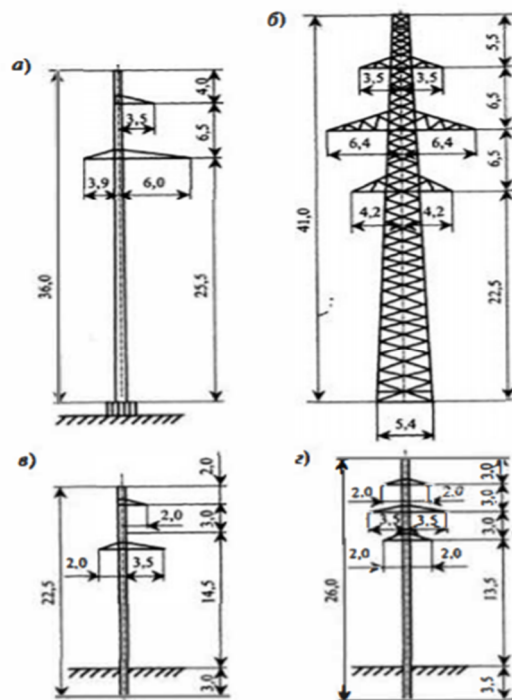


Рис. 3.3 Схеми вільностоячих проміжних опор баштового типу для одноланцюгової (а) і дволанцюгової (б) ПЛ 220 кВ; одностійкові опори для одноланцюгової (в) і дволанцюгової (г) ПЛ 110 кВ

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7106.141 ПЗ

Арк.

79

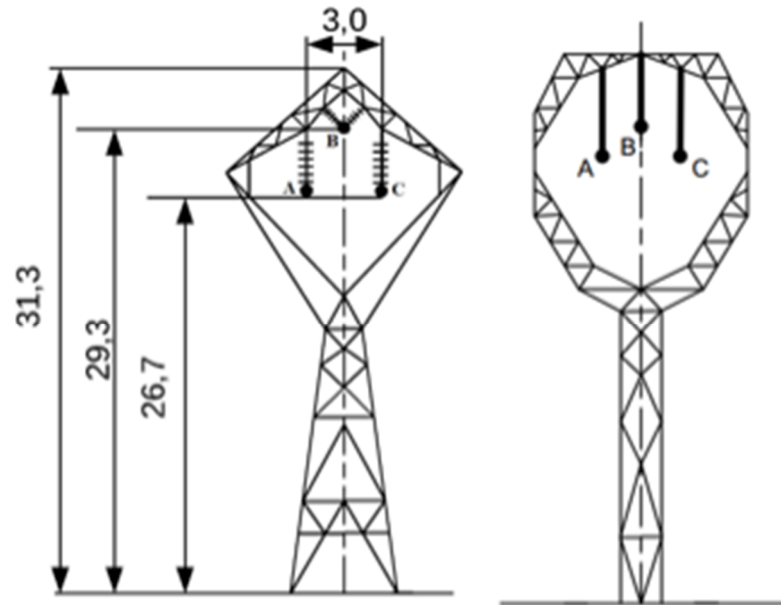


Рис. 3.4. Варіант сучасних компактних одноколових трифазних ПЛ на баштовій опорі з охоплюючим вікном

Прийнявши до розрахунку максимального режиму мережі 110 кВ опори, котрі зображені на рис.3.4, розрахуємо значення погонних параметрів компактної лінії електропередачі.

Визначимо значення погонних параметрів ліній.

$$D_{cp} = \sqrt{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{13}} = \sqrt[3]{D}$$

$$D_{cp} = 3000 \text{ мм}^2$$

Питомий опір матеріалу $\rho = 28,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$

$$F_{70} = 68 \text{ мм}^2$$

$$F_{120} = 118 \text{ мм}^2$$

$$F_{240} = 244 \text{ мм}^2$$

$$r_{0.70} = \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28.5}{68} = 0.419 \text{ Ом} / \text{км}$$

$$r_{0.120} = \frac{\rho}{F_{120}} = \frac{28.5}{118} = 0.242 \text{ Ом} / \text{км}$$

$$r_{0.240} = \frac{\rho}{F_{240}} = \frac{28.5}{244} = 0.117 \text{ Ом} / \text{км}$$

Значення погонного реактивного опору для всіх перерізів:

$$d_{70} = 11.4 \text{ мм}$$

$$d_{120} = 15.2 \text{ мм}$$

$$d_{240} = 21.6 \text{ мм}$$

$$x_{0.70} = 0.145 \cdot \log \left(2 \cdot \frac{D_{cp}}{d_{70}} \right) + 0.016 \cdot \mu = 0.145 \cdot \log \left(2 \cdot \frac{3000}{11.4} \right) + 0.016 \cdot 1 = 0.411 \text{ Ом} / \text{км}$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7106.141 ПЗ

Арк.

80

$$x_{0.120} = 0.145 \cdot \log\left(2 \cdot \frac{D_{cp}}{d_{120}}\right) + 0.016 \cdot \mu = 0.145 \cdot \log\left(2 \cdot \frac{3000}{15.2}\right) + 0.016 \cdot 1 = 0.392 \text{ Ом / км}$$

$$x_{0.240} = 0.145 \cdot \log\left(2 \cdot \frac{D_{cp}}{d_{240}}\right) + 0.016 \cdot \mu = 0.145 \cdot \log\left(2 \cdot \frac{3000}{21.6}\right) + 0.016 \cdot 1 = 0.37 \text{ Ом / км}$$

Значенням погонної активної провідності для мережі класом напруги 110 кВ нехтуємо.

Розрахуємо значення погонної ємнісної реактивної провідності для всіх перерізів:

$$b_{0.70} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot 3000}{11.4}\right)} = 2.785 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$b_{0.120} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot 3000}{15.2}\right)} = 2.92 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$b_{0.240} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot 3000}{21.6}\right)} = 3.102 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

З отриманих значень знайдемо нові значення параметрів ліній для схеми №2 дипломного проекту і занесемо їх до табл. 3.2

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП електричної мережі

Ділянка мережі	Переріз проводу F, мм ²	Довжина ЛЕП, км	Опір ділянок, Ом			Провідність ділянок ЛЕП, мкСм		
			r _л	x _л	Z _л	g _л	b _л	Y _л
0-3	240	20	2,34	7,40	2,34+j7,4	0	62,04	j62,04
2-3	120	32	7,74	12,54	7,74+j12,54	0	93,44	j93,44
2-5	70	32	13,41	13,15	13,41+j13,15	0	89,12	j89,12
5-8	70	20	8,38	8,22	8,38+j8,22	0	55,70	j55,7
7-8	120	30	7,26	11,76	7,26+j11,76	0	87,60	j87,6
0-7	240	22	2,57	8,14	2,574+j8,14	0	68,24	j68,244
7-9	70	28	11,73	11,51	11,73+j11,51	0	77,98	j77,98
6-9	70	28	11,73	11,51	11,73+j11,51	0	77,98	j77,98
4-6	70	22	9,22	9,04	9,22+j9,042	0	61,27	j61,27
0-4	120	40	9,68	15,68	9,68+j15,68	0	116,80	j116,8
1-4	70	42	17,60	17,26	17,6+j17,26	0	116,97	j116,97
1-3	70	36	15,08	14,80	15,08+j14,8	0	100,26	j100,26

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

Розрахуємо режим максимальних навантажень з параметрами схеми заміщення компактної ЛЕП аналогічно до відповідного пункту даного дипломного проекту і приведемо результати в табл. 3.3 і 3.4, а також відобразимо потоки потужності та рівні напруг у пунктах на рис. 3.5.

Таблиця 3.3 - Рівні напруг пунктів на 3 ітерації режиму максимальних навантажень

Пункт	Рівень напруги в пунктах U_s , кВ	Результуючі навантаження пунктів, МВА
1	111.95	7.09-5.15i
2	110.91	10.18-7.88i
3	113	10.3-7.98i
4	112.63	8.24-5.39i
5	110.23	9.097-7.153i
6	111.14	11.153-8.955i
7	112.78	6.291-4.449i
8	111.02	6.144-4.676i
9	111.46	5.084-4.591i

Таблиця 3.4 - Потокорозподіл на 3 ітерації режиму максимальних навантажень

Ділянка	Результуючий потік потужності за ділянками $S_{рез i}$, МВА
0-3	28.039-21.925i
2-3	13.417-10.36i
2-5	3.24-2.483i
5-8	5.856-4.671i
7-8	12.001-9.346i
0-7	24.08-19.64i
7-9	6.968-5.745i
6-9	0.677-1.296i
4-6	10.476-7.659i
0-4	14.439-8.324i
1-4	2.771-1.565i
1-3	4.322-3.584i

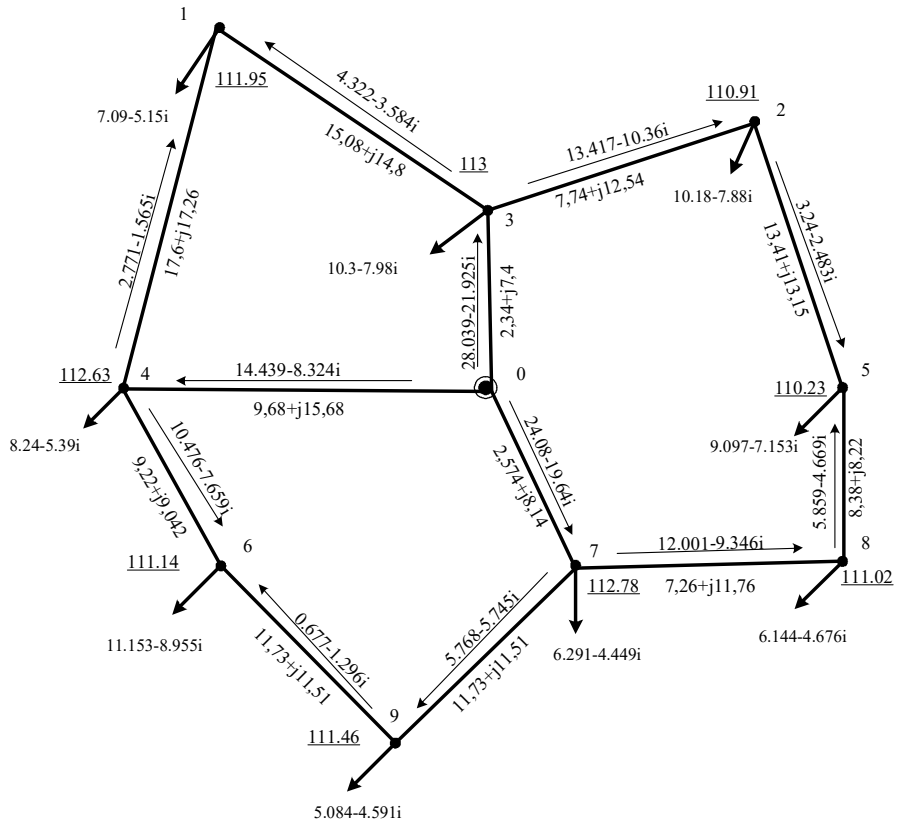


Рисунок 3.5 - Результуючий потікорозподіл режиму максимальних навантажень при застосуванні компактних ліній

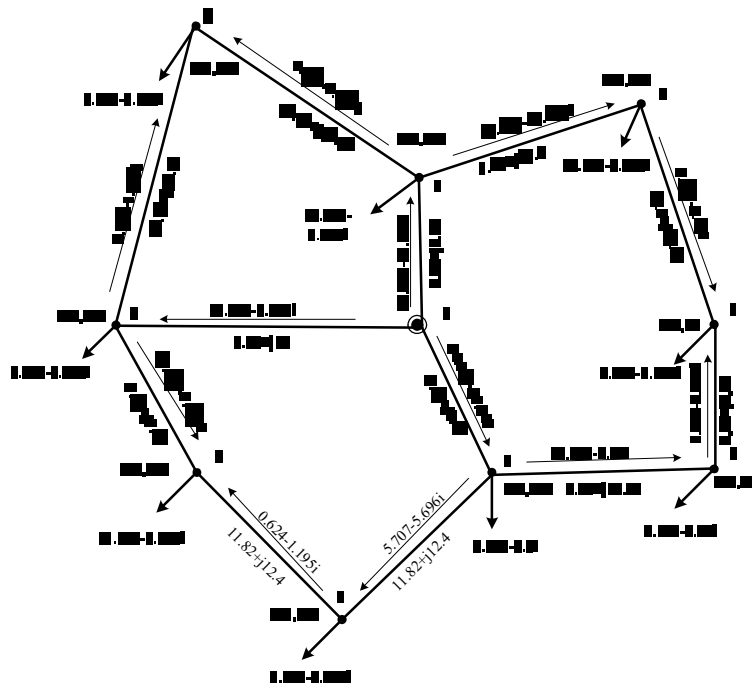


Рисунок 3.6 – Результуючий потікорозподіл режиму максимальних навантажень при застосуванні компактних ліній

навантажень при застосуванні традиційних ліній

Знайдемо втрати потужності та порівняємо їх зі значенням для традиційних ПЛ.

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\text{БП}} - S_{\Sigma} = \sum_i S_{\text{Пі}} + Y_{\text{бП}} \cdot U_{\text{бП}}^2 - S_{\Sigma}$$

$$S_{\text{БП}} = S_{\text{рез03}} + S_{\text{рез04}} + S_{\text{рез07}} + 0.5 \cdot (\Delta S_{z03} + \Delta S_{z04} + \Delta S_{z07}) + Y_0 \cdot U_0^2 = 72.389 - 53.426i \text{ МВА}$$

$$S_{\Sigma} = 72 - 55.78i \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\text{БП}} - S_{\Sigma} = 0.389 + 2.354i \text{ МВА}$$

Зміна сумарних втрат потужності в порівнянні з значенням традиційних:

$$\delta S_{\Sigma} = \frac{|\Delta S_{\Sigma}^{\text{компакт}} - \Delta S_{\Sigma}^{\text{трад}}|}{|\Delta S_{\Sigma}^{\text{компакт}}|} \cdot 100\% = \frac{|(0.389 + 2.354i) - (0.424 + 2.08i)|}{|0.389 + 2.354i|} \cdot 100\% = 11.58\%$$

Висновки до розділу

Підводячи підсумки, можна сказати, що використання компактних ліній електропередачі допомагає підвищити пропускну здатність модернізованих чи нових збудованих ліній (за деякими розрахунками приблизно у 1.4 рази, для ліній напругою 110-500 кВ), зменшити капітальні затрати на будівництво ліній у порівнянні з традиційними у розрахунку на одну одиницю потужності. Отже, враховуючи всі техніко-економічні переваги, можна рекомендувати їх для заміщення традиційних ліній (у разі реконструкції) чи при побудові нових ліній.

У подальшому використання компактних ліній в ОЕС України є досить перспективним за рахунок описаних переваг.

На практичному досвіді переконалися, що зменшення відстані між фазами призводить до зменшення втрат потужності, невеликого збільшення напруги в пунктах. Приймавши в спеціальному питанні дипломного проекту компактні лінії з значенням відстані - 3м в порівнянні з традиційними - 5м, отримали зменшення втрат потужності на 11,58%.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

ВИСНОВКИ

На основі ситуаційного плану було розроблено 5 схем конфігурації електричної мережі. Розрахунки показали, що моменти потужностей не перевищують граничного моменту на всіх схемах, тому для подальших розрахунків обрано схеми №1 та №2, котрі мають найменшу сумарну довжину ділянок. Схема №2 розрахунково показала менші дисконтовані витрати на експлуатацію.

Розраховані параметри режиму за умов максимальних, мінімальних навантажень та післяаварійного стану системи (потоки потужностей по ділянкам та рівні напруги у вузлах), відповідають нормативним значенням роботи енергосистеми. Розрахунково підтвердили доцільність спорудження даної схеми РЕМ для забезпечення енергопостачання споживачів мережі. Розрахунки показали, що обрані відгалуження засобів регулювання забезпечують необхідні значення на сторонах середньої та низької напруги відповідно.

В спеціальному питанні розглянуто економічну доцільність використання компактних ліній у порівнянні з традиційними. Зі зменшенням міжфазної відстані на опорах отримали зменшення як економічних показників та втрат потужності, так і позитивних наслідків в інших сферах. Розрахунково порівняли втрати потужності та значення погонних параметрів ліній компактних ліній з традиційними. На практичному досвіді переконалися, що зменшення відстані між фазами призводить до зменшення втрат потужності, невеликого збільшення напруги в пунктах. Приймавши в спеціальному питанні дипломного проекту компактні лінії з значенням відстані - 3м в порівнянні з традиційними - 5м, отримали зменшення втрат потужності на 11,58%.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						85
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Районні електричні мережі» (Частина 1) з дисципліни «Електричні мережі та системи» для студентів 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Укладачі: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 96 с.
2. Методичні вказівки до виконання курсового проекту «Районні електричні мережі» (Частина 2) з дисципліни «Електричні мережі та системи» для студентів і студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» усіх форм навчання / Укладачі: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К.: НТУУ «КПІ», 2009. – 92 с.
3. Методичні вказівки до оформлення та підготовки до захисту дипломних проектів та робіт для студ. і студентів-іноземців усіх форм навчання напряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» за прогр. проф. спрямування «Електричні системи і мережі» та спеціальності 7.05070102 «Електричні системи і мережі» / Укладачі: В.В. Кирик, В.В. Чижевський – К.: НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2016. – 42 с.
4. «Основні принципи створення і характеристики керованих самокомпенсуючих ліній електропередач». В.М. Постолатий, Е.В. Бикова, Шакарян Ю.Г
5. «Передача електричної енергії» Г.Н Александров
6. «Компактні керовані самокомпенсуючі лінії електропередачі змінного струму» В.М. Постолатий, Е.В. Бикова
7. «Ефективність застосування компактних ліній електропередачі змінного струму» Шакарян Л.В, Тимашова С.Н.

					<i>ДП7106.141 ПЗ</i>	Арк.
						86
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Власник документу:
приховано налаштуваннями конфіденційності

ID перевірки:
1003931137

Дата перевірки:
10.06.2020 13:55:22 EEST

Тип перевірки:
Doc vs Library + My Database

Дата звіту:
10.06.2020 13:55:43 EEST

ID користувача:
41938

Назва документу: ДП Новіков

ID файлу: 1003946472 Кількість сторінок: 81 Кількість слів: 13375 Кількість символів: 77809 Розмір файлу: 2.46 MB

19.9% Схожість

Найбільша схожість: 14.5% з джерело бібліотеки. ID файлу: 1003914429

Не знайдено жодних джерел з Інтернету

18.4% Текстові збіги по Бібліотеці акаунту 452 Page 83

0% Цитат

Не знайдено жодних цитат

0% Вилучень

Вилучений текст відсутній

Підміна символів

Заміна символів 359

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7106.141 ПЗ

Арк.

87