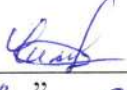


**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

 В.В.Кирик
“13” 06 2019 р.

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

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

на тему: «Експлуатаційні режими роботи електричної мережі напругою 110 кВ та її захист від перенапруг»

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-с52

Піонткевич Дмитро Олександрович
(прізвище, ім'я, по батькові)


(підпис)

Керівник проекту: к.т.н., ст. викладач, 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 – 2019 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем
Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)
Напрямок підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри



В.В. Кирик

(підпис)

(ініціали, прізвище)

«08»

04

2019 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Піонткевичу Дмитру Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Експлуатаційні режими роботи електричної мережі напругою 110 кВ та її захист від перенапруг»
керівник проекту канд. техн. наук., ст. викладач, Пекур Павло Петрович,
затверджені наказом по університету від 8 квітня 2019 р. №1085-с. _____
2. Строк подання студентом проекту 12 червня 2019 р.
3. Вихідні дані до проекту: додаток до завдання на дипломний проект районної електричної мережі

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

- 1) Обрати тип, потужність та кількість трансформаторів на підстанціях.
- 2) Розрахувати параметри Z-схеми електричної мережі.
- 3) Розрахувати режими роботи електричної мережі.
- 4) Обрати регульовальні відгалуження РПН та ПБЗ силових трансформаторів.
- 5) Розглянути захист електричної мережі від перенапруг.

6. Перелік графічного матеріалу:

6.1. Вибір варіантів схем розрахунку мережі.

6.2. Розрахунок принципової схеми, максимальних навантажень та післяаварійного режиму.

6.3. Захист електричної мережі від перенапруг.

7. Консультанти розділів проекту

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

8. Дата видачі завдання 8 квітня 2019 року.

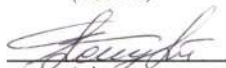
Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Розрахунок режимів роботи замкненої мережі	08.04. – 30.04.	
2	Дослідження захисту мережі від перенапруг	01.05. – 19.05.	
3	Підготовка креслень	20.05. – 02.06.	
4	Оформлення пояснювальної записки	03.06. – 11.06.	

Студент

Керівник проекту


(підпис)

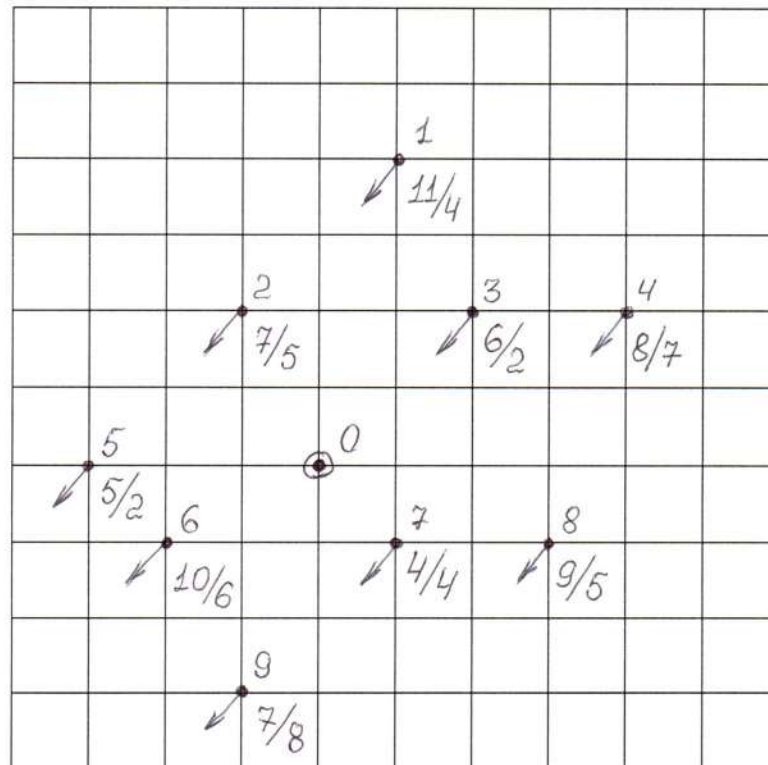

(підпис)

Піонткевич Д. О.

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.
- $\cos \varphi_{nn} = \underline{0,70}$, $\cos \varphi_{cn} = \underline{0,75}$, $T_{max} = \underline{4500}$ [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 $\alpha =$ _____ (%), р-н I – II.
- $M_{gran} = \underline{4000}$ [МВт·км], $\alpha_m =$ _____.

Примітки:

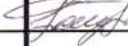
1. На ситуаційному плані дроби означають активні навантаження:
числівник – навантаження на стороні С.Н.;
знаменник – навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез п'яти-шести різних триконтурних схем мережі.

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Експлуатаційні режими роботи електричної мережі напругою 110 кВ та її захист від перенапруг»

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП5214.6.05070102.009 ПЗ	Пояснювальна записка	92	
3	A1	ДП5214.6.05070102.01.009 ТК	Вибір варіантів схем розрахнку мережі	1	
4	A1	ДП5214.6.05070102.02.009 ТК	Розрахунок принципової схеми, максимальних навантажень та післяаварійних режимів	1	
5	A1	ДП5214.6.05070102.03.009 ТК	Захист електричної мережі від перенапруг	1	

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Піонткевич Д.О.		11.06.19	Експлуатаційні режими роботи електричної мережі напругою 110 кВ та її захист від перенапруг		
Перевірив		Пекур П. П.		11.06.19			
Н. Контр.		Казанський С.В.		12.06.19			
Затвердив		Кирик В.В.		12.06.19			
					Літ.	Арк.	Арк.
						5	92
					НТУУ «КП ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-с52		

РЕФЕРАТ

Обсяг – 92 сторінки машинописного тексту.

Ілюстрацій – 22. Таблиць – 52.

Основна мета – розробка варіантів розвитку мережі. У цьому ході спроектовані лінії електропередачі 110 кВ та вибрані типи розподільчих пристроїв на підстанціях. Зроблено вибір основного устаткування та струмоведучих частин. Проведено техніко-економічне обґрунтування проекту. Для двох режимів – післяаварійного та максимальних навантажень – виконано електричний розрахунок та вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів. Також було проведено обґрунтування оптимального варіанту поліпшення рівнів напруги в мережі.

В спеціальному питанні розглянуто класифікації перенапруг та засоби, які захищають лінії електричних мереж від них.

Бакалаврська робота включає в себе розрахунково-пояснювальну записку і графічну частину, яка складається з 3 креслень.

НАПРУГА, СТРУМ, ПОТУЖНІСТЬ, РЕЖИМ РОБОТИ, ТРАНСФОРМАТОР, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, ПЕРЕНАПРУГА, ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГИ НЕЛІНІЙНИЙ.

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
						6
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		

ABSTRACT

Volume – 92 pages typed.

Illustrations – 22. Tables – 52.

The main goal is the researching of electrical network options development. Transmission lines of 110 kV has been projected and types of switchgears has been selected at substations. We made basic equipment and current transmission parts selection. Tech-economical calculating has been done for the project. For two modes - post-accident and maximum loads – we made electric adjustment calculation and choice of regulating-on-load and switching-without-excitation in transformers branches. Also examined optimal variant of improvement voltage levels in electrical network.

In a special question deals with a classification of overvoltages and the means that protect the lines of electrical networks from these.

Bachelor work includes the settlement explanatory note and graphical part, which consists of 3 drawings.

VOLTAGE, CURRENT, POWER, OPERATION MODE, TRANSFORMER, VOLTAGE REGULATION, POWER LINE, OVERSTRAIN, SURGE SUPPRESSOR.

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
						7
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ПРОЕКТУВАННЯ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ.....	11
1.1 Вибір конфігурації схеми районної електричної мережі.....	11
1.2 Вибір потужності і типу трансформаторів на підстанціях.....	14
1.3 Регулювальні можливості РПН трансформаторів.....	17
1.4 Розрахунок L-схеми мережі.....	18
1.5 Вибір перерізу проводів для варіантів.....	25
1.6 Аналіз режиму напруги	32
1.7 Перевірка вибраних перерізів у післяаваріюму режимі.....	34
1.8 Визначення параметрів Z – схеми	38
1.9 Розрахунок режиму роботи при максимальних навантаженнях.....	46
1.10 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі.....	56
1.11 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій.....	61
Висновки до розділу 1.....	66
2 ЗАХИСТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ВІД ПЕРЕНАПРУГ.....	67
2.1 Перенапруги в електричних мережах та їх класифікація.....	67
2.2 Захист від перенапруги в електричних мережах.....	71
2.3 Характеристика обмежувача напруги нелінійного.....	72
2.4 Конструктивні особливості ОПН.....	75
2.5 Механічні характеристики ОПН в полімерних корпусах.....	82
2.6 Мультиградієнтний ОПН.....	87
Висновки до розділу 2.....	88
ВИСНОВКИ.....	89
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	90
Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....	91

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

РЕМ – районна електрична мережа

БП – балансуєчий пункт

ЛЕП – лінія електропередавання

ПЛ – повітряна лінія

РП – розподільчий пристрій

РПН – регулювання під напругою

ПБЗ – переключення без збудження

ОПН – обмежувач перенапруги нелінійний

ОПНп – нелінійний обмежувач перенапруги полімерний

РВ – вентильні розрядники

ЗА – захистні апарати

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
						9
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		

ВСТУП

Електричною мережею називається взаємозв'язана мережа, що з'єднує джерела живлення зі споживачами електроенергії. Якість електропостачання споживачів залежить від властивостей і роботи електричної мережі. Електричні мережі повинні детально розраховуватися, кваліфіковано експлуатуватися і спеціально проектуватися, так як для них існують техніко-економічні вимоги.

На сьогодні актуальне посилення зв'язків між енергосистемами потребує розширення будівництва електроенергетичних об'єктів, в тому числі електричних мереж напругою 110 кВ змінного струму.

Однією із основних задач для розвитку енергосистем це проектування мережі, включаючи розробку конфігурації схеми підстанції і мережі. Якісне проектування є основою економічного і надійного функціонування електроенергетичної системи.

Завдання проектування електричної мережі ми відносимо до класу оптимізаційних задач, але вирішується не оптимізаційними методами. Причиною є велика складність завдання, зумовлена динамічним характером і параметричністю завдання, частковою невизначеністю та дискретністю вихідних параметрів.

У цих умовах проектування спrowadжуються до розробки кінцевого числа логічних варіантів розвитку електричної мережі, які забезпечують якісне та надійне електропостачання споживачів електроенергією в нормованому і післяаварійному режимах. Вибір проводиться за техніко-економічним критерієм, при цьому обрані варіанти доводяться до одного рівня надійності і якості електропостачання. При проектуванні електричної мережі інші критерії враховуються у вигляді обмежень.

1 ПРОЕКТУВАННЯ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ

1.1 Вибір конфігурацій схеми районної електричної мережі

З можливих схем з'єднання джерела живлення з споживачами електричної енергії вибрані п'ять варіантів, які характеризуються однаковою надійністю. З урахуванням, що у всіх пунктах підключенні споживачі 1-ої та 2-ї категорії, кожний споживач отримує живлення від двох і більше незалежних ліній.

Кожний варіант схеми формується на основі граничного моменту потужності, який в даному випадку для мережі 110 кВ становить $M_{гран} = 4000 \text{ МВт} \cdot \text{км}$.

Розрахуємо момент потужності для варіанту № 1 I-го контуру у напрямку обходу за годинниковою стрілкою:

$$M_I^{(1)} = L_{02} \cdot P_2 + (L_{02} + L_{12}) \cdot P_1 + (L_{02} + L_{12} + L_{23}) \cdot P_3 = 23 \cdot 12 + (23 + 29) \cdot 15 + (23 + 29 + 30) \cdot 8 = 1712 \text{ МВт} \cdot \text{км}.$$

Проти годинникової стрілки:

$$M_I'^{(1)} = L_{03} \cdot P_3 + (L_{03} + L_{13}) \cdot P_1 + (L_{03} + L_{13} + L_{12}) \cdot P_2 = 29 \cdot 8 + (29 + 23) \cdot 15 + (29 + 23 + 29) \cdot 12 = 1984 \text{ МВт} \cdot \text{км}.$$

Для II-го контуру:

$$M_{II}^{(1)} = L_{03} \cdot P_3 + (L_{03} + L_{34}) \cdot P_4 + (L_{03} + L_{34} + L_{48}) \cdot P_8 + (L_{03} + L_{34} + L_{48} + L_{78}) \cdot P_7 = 29 \cdot 8 + (29 + 20) \cdot 15 + (29 + 20 + 32) \cdot 14 + (29 + 20 + 32 + 20) \cdot 8 = 2909 \text{ МВт} \cdot \text{км}.$$

$$M_{II}'^{(1)} = L_{07} \cdot P_7 + (L_{07} + L_{78}) \cdot P_8 + (L_{07} + L_{78} + L_{48}) \cdot P_4 + (L_{07} + L_{78} + L_{48} + L_{34}) \cdot P_3 = 14 \cdot 8 + (14 + 20) \cdot 14 + (14 + 20 + 32) \cdot 15 + (14 + 20 + 32) \cdot 15 + (14 + 20 + 32 + 20) \cdot 8 = 2266 \text{ МВт} \cdot \text{км}.$$

Для III-го контуру:

$$M_{III}^{(1)} = L_{07} \cdot P_7 + (L_{07} + L_{79}) \cdot P_9 + (L_{07} + L_{79} + L_{69}) \cdot P_6 + (L_{07} + L_{79} + L_{69} + L_{56}) \cdot P_5 + (L_{07} + L_{79} + L_{69} + L_{56} + L_{25}) \cdot P_2 = 14 \cdot 8 + (14 + 29) \cdot 15 + (14 + 29 + 23) \cdot 16 + (14 + 29 + 23 + 14) \cdot 7 + (14 + 29 + 23 + 14 + 29) \cdot 12 = 3681 \text{ МВт} \cdot \text{км}.$$

$$M_{III}^{(1)} = L_{02} \cdot P_2 + (L_{02} + L_{25}) \cdot P_5 + (L_{02} + L_{25} + L_{56}) \cdot P_6 + (L_{02} + L_{25} + L_{56} + L_{69}) \cdot P_9 + \\ + (L_{02} + L_{25} + L_{56} + L_{69} + L_{79}) \cdot P_7 = 23 \cdot 12 + (23 + 29) \cdot 7 + (23 + 29 + 14) \cdot 16 + \\ + (23 + 29 + 14 + 23) \cdot 15 + (23 + 29 + 14 + 23 + 29) \cdot 8 = 3975 \text{ MBm} \cdot \text{км.}$$

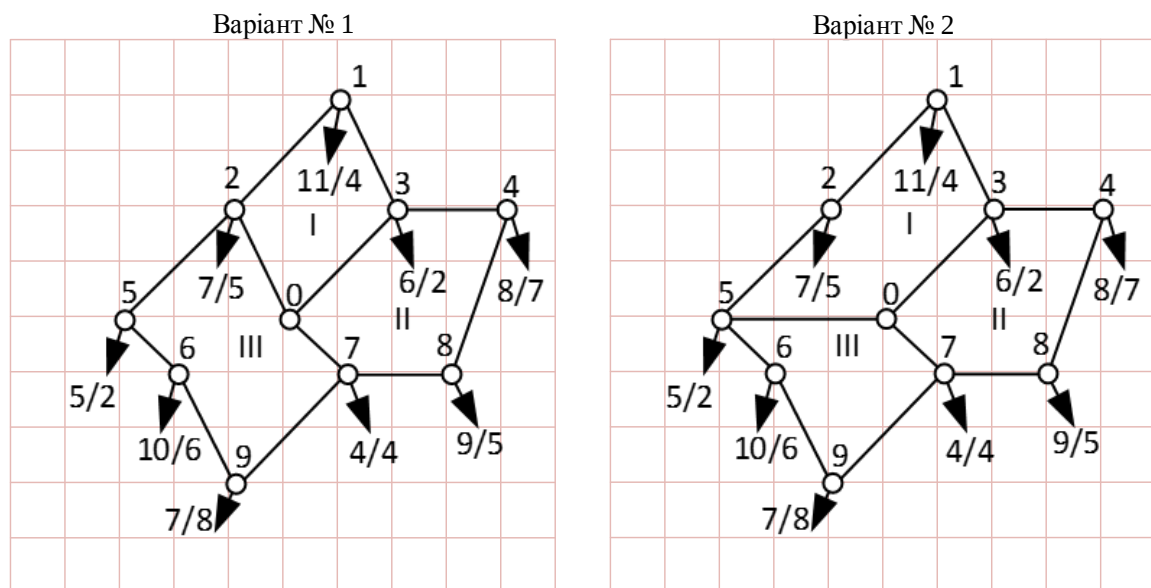


Рисунок 1.1 – Варіанти 1-ої та 2-ої схем електричної мережі

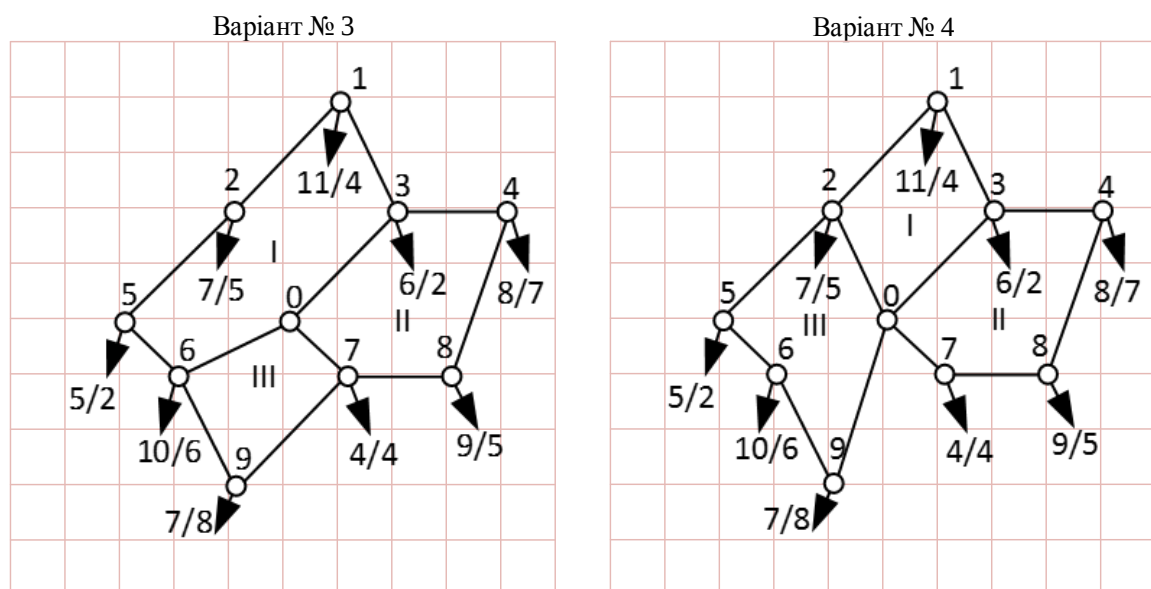


Рисунок 1.2 – Варіанти 3-ої та 4-ої схем електричної мережі

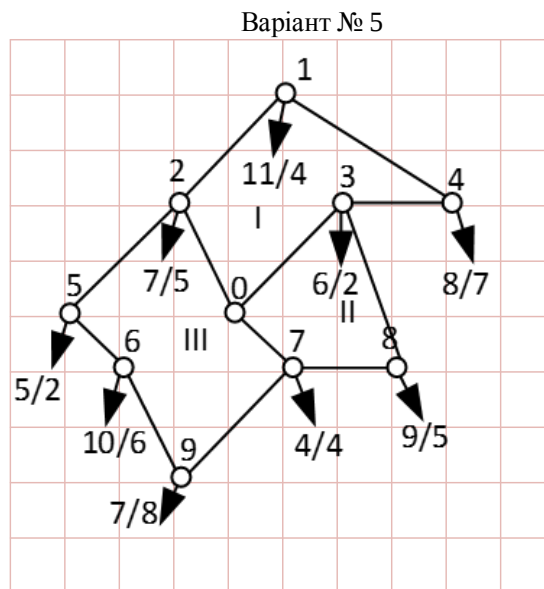


Рисунок 1.3 – Варіант 5-ої схеми електричної мережі

Для всіх варіантів остальні розрахунки моментів наведемо в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Показники моментів для кожного з варіантів РЕМ схем

Варіант №	Момент 1-го контуру, МВт·км		Момент 2-го контуру, МВт·км		Момент 3-го контуру, МВт·км		Сумарна довжина ділянок ПЛ, км
	За год. стрілкою	Проти год. стрілки	За год. стрілкою	Проти год. стрілки	За год. стрілкою	Проти год. стрілки	
1	1712	1984	2909	2266	3681	3975	285
2	2918	2754	2909	2266	2373	2687	292
3	3788	4738	2909	2266	1813	1658	285
4	1712	1984	2909	2266	3019	3031	288
5	3263	3637	1734	1116	3681	3975	299

Техніко-економічне порівняння проведемо для варіантів схем № 1 та № 4. Так як вони мають найменшу довжину ПЛ варіант № 1 $L_{\Sigma 1} = 285 \text{ км}$, варіант № 2 $L_{\Sigma 2} = 288 \text{ км}$ та не перевищують граничного моменту потужності. Далі для зручності будемо використовувати варіант № 1 та № 2, як показано на рис. 1.4.

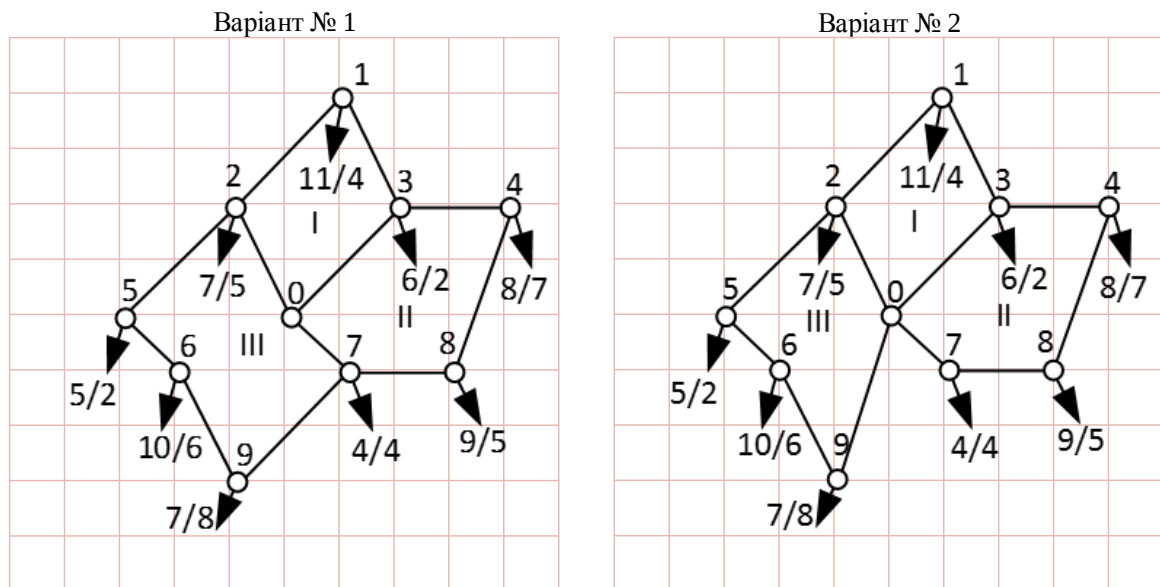


Рисунок 1.4 – Варіанти схем для яких буде здійснюватись порівняння

1.2 Вибір потужності і типу трансформаторів на підстанціях

Враховуючи категорії споживачів за надійністю, які підключені до підстанцій районної електричної мережі, на кожній підстанції даної мережі слід встановити по два силові трансформатори. Аналізуючи задані навантаження пунктів, приходимо до висновку, що необхідно встановити дев'ять триобмоткових силових трансформаторів напругою 110/35/10 кВ.

Знайдемо значення кутів навантаження обмоток середньої і низької напруги:

$$\varphi_{сн} = \arccos(\cos \varphi_{сн}) = \arccos(0,75) = 41,41^\circ;$$

$$\varphi_{нн} = \arccos(\cos \varphi_{нн}) = \arccos(0,7) = 45,573^\circ.$$

Розрахуємо реактивну потужність споживання на сторонах СН і НН. Для першого пункту реактивна потужність складе:

$$Q_{сн1} = -P_{сн1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{сн}) = 11 \cdot \operatorname{tg}(41,41^\circ) = -9,701 \text{ МВАр};$$

$$Q_{нн1} = -P_{нн1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{нн}) = -4 \cdot \operatorname{tg}(45,573^\circ) = -4,081 \text{ МВАр}.$$

Решту розрахунків наведемо в табл. 1.2.

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

Таблиця 1.2 – Реактивна потужність споживання на стороні СН і НН

Пункт №	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q_{CH} , МВА	-9,701	-6,173	-5,292	-7,055	-4,41	-8,819	-3,528	-7,937	-6,173
Q_{HH} , МВА	-4,081	-5,101	-2,04	-7,141	-2,04	-6,121	-4,081	-5,101	-8,162

Значення сумарного навантаження пункту № 1 і його значення модулю:

$$S_{\max 1} = P_{CH1} + P_{HH1} + j(Q_{CH1} + Q_{HH1}) = 11 + 4 + j(-9,701 - 4,081) = 15 - j13,782 \text{ МВА};$$

$$|S_{\max 1}| = \sqrt{P_{\max 1}^2 + Q_{\max 1}^2} = \sqrt{15^2 + 13,782^2} = 20,37 \text{ МВА}.$$

Розрахункову номінальну потужність трансформатора:

$$S_{m1} = 0,7 \cdot |S_{\max 1}| = 0,7 \cdot 20,37 = 14,259 \text{ МВА}.$$

За розрахованим значенням номінальної потужності трансформатора обираємо до встановлення в пункт № 1 триобмоткові трансформатори типу ТДТН-16000/110.

Розрахунки інших пунктів наведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Типи вибраних трансформаторів

Пункт №	Повна потужність навантаження		$ S_{\max} $, МВА	S_m , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
	$P_{\max}$, МВт	$Q_{\max}$, МВАр				
1	15	-13,782	20,37	14,259	3	2хТДТН-16000/110
2	12	-11,274	16,466	11,526	3	2хТДТН-16000/110
3	8	-7,332	10,852	7,596	3	2хТДТН-10000/110
4	15	-14,197	20,653	14,457	3	2хТДТН-16000/110
5	7	-6,45	9,519	6,663	3	2хТДТН-10000/110
6	16	-14,94	21,891	15,324	3	2хТДТН-16000/110
7	8	-7,608	11,04	7,728	3	2хТДТН-10000/110
8	14	-13,038	19,131	13,392	3	2хТДТН-16000/110
9	15	-14,335	20,748	14,524	3	2хТДТН-16000/110

Таблиця 1.4 – Паспортні параметри трансформаторів

Параметри	Тип трансформатора	
	ТДТН-10000/110	ТДТН-16000/110
Номінальна потужність, $S_{ном}$, МВА	10	16
Напруга ВН, $U_{ВН}$, кВ	115	115
Напруга СН, $U_{СН}$, кВ	38,5	38,5
Напруга НН, $U_{НН}$, кВ	11	10,5
Напруга КЗ, $U_{К(В-С)}$, %	10,5	10,5
Напруга КЗ, $U_{К(В-Н)}$, %	17	17
Напруга КЗ, $U_{К(С-Н)}$, %	6	6
Струм холостого ходу, $I_{хх}$, %	1,1	1
Втрати короткого замикання, $\Delta P_{КЗ}$, кВт	76	100
Втрати холостого ходу, $\Delta P_{хх}$, кВт	17	23
Регулювальні параметри РПН	$\pm 9 \times 1,78$ %	$\pm 9 \times 1,78$ %
Регулювальні параметри ПБЗ	$\pm 2 \times 2,5$ %	$\pm 2 \times 2,5$ %

Для триобмоткових трансформаторів, які є в мережі розрахуємо фіктивні значення напруги КЗ для обмоток ВН, СН та НН:

$$U_{КВ} = 0,5 \cdot (U_{К(В-С)} + U_{К(В-Н)} - U_{К(С-Н)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \text{ \%};$$

$$U_{КС} = U_{К(В-С)} - U_{КВ} = 10,5 - 10,75 = -0,25 \text{ \%};$$

Оскільки $U_{КС} < 0$, то приймаємо $U_{КС} = 0$;

$$U_{КН} = U_{К(В-Н)} - U_{КВ} = 17 - 10,75 = 6,25 \text{ \%}.$$

Остальні фіктивні значення для всіх підстанцій на яких розташовані триобмоткові трансформатори аналогічні, оскільки вони мають однакові паспортні напруги КЗ, що видно з табл. 1.4.

1.3 Регулювальні можливості РПН трансформаторів

Визначемо приведені значення втрат напруги в обмотках триобмоткового трансформатора підстанції № 1:

$$\Delta U_{m\epsilon 1} = \frac{P_{\max 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{\epsilon n 1}}{2 \cdot S_{\text{ном}1}^2} - \frac{Q_{\max 1}}{n} \cdot \frac{U_{\epsilon n 1} \cdot U_{\kappa \epsilon 1}}{S_{\text{ном}1}} = \frac{15}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115}{2 \cdot 16^2} - \frac{-13,782}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{16} = 5,493 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mc1} = \frac{P_{\epsilon n 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{\epsilon n 1}}{2 \cdot S_{\text{ном}1}^2} - \frac{Q_{\epsilon n 1}}{n} \cdot \frac{U_{\epsilon n 1} \cdot U_{\kappa \epsilon 1}}{S_{\text{ном}1}} = \frac{11}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115}{16^2} - \frac{-9,702}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{16} = 0,124 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mn1} = \frac{P_{nn1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{\epsilon n 1}}{2 \cdot S_{\text{ном}1}^2} - \frac{Q_{nn1}}{n} \cdot \frac{U_{\epsilon n 1} \cdot U_{\kappa n 1}}{S_{\text{ном}1}} = \frac{4}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115}{2 \cdot 16^2} - \frac{-4,081}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,3}{16} = 0,962 \text{ кВ}.$$

Наступні розрахунки наведемо в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів

Пункт №	Кільк. обмоток	Для триобмоткових трансформаторів		
		$\Delta U_{m\epsilon}$, кВ	ΔU_{mc} , кВ	ΔU_{mn} , кВ
1	3	5,493	0,124	0,962
2	3	4,49	0,079	1,202
3	3	4,707	0,131	0,777
4	3	5,653	0,09	1,683
5	3	4,14	0,109	0,777
6	3	5,952	0,112	1,442
7	3	4,878	0,087	1,554
8	3	5,194	0,101	1,202
9	3	5,706	0,079	1,923

Розрахуємо регулювальний діапазон для триобмоткового трансформатора для підстанції №1:

$$U_{\min 1} = \frac{U_{\text{бж}} \cdot U_{\epsilon n 1}}{U_{nn1}} \cdot (1 - \omega_{\epsilon}) + \Delta U_{m\epsilon 1} + \Delta U_{mn1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 5,493 + 0,962 = 98,641 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{\text{бж}} \cdot U_{\epsilon n 1}}{U_{nn1}} \cdot (1 + \omega_{\epsilon}) + \Delta U_{m\epsilon 1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 5,493 + 0,962 = 133,813 \text{ кВ}.$$

Розрахунок L-схеми будемо розраховувати методом контурних рівнянь. Тому, виконаємо вибір перемичок та контурів у варіанті № 1, як зображено на рис. 1.5.

1. Потокорозподіл потужностей для 1-го варіанту має вигляд:

$$S_{poz03} = S_{max3} = 8 - j7,322 \text{ МВА};$$

$$S_{poz21} = S_{max1} = 15 - j13,782 \text{ МВА};$$

$$S_{poz02} = S_{max2} + S_{poz21} = (12 - j11,274) + (15 - j13,782) = 27 - j25,056 \text{ МВА};$$

$$S_{poz84} = S_{max4} = 15 - j14,197 \text{ МВА};$$

$$S_{poz78} = S_{max8} + S_{poz84} = (14 - j13,038) + (15 - j14,197) = 29 - j27,235 \text{ МВА};$$

$$S_{poz65} = S_{max5} = 7 - j6,45 \text{ МВА};$$

$$S_{poz96} = S_{max6} + S_{poz65} = (16 - j14,94) + (7 - j6,45) = 23 - j21,39 \text{ МВА};$$

$$S_{poz79} = S_{max9} + S_{poz96} = (15 - j14,335) + (23 - j21,39) = 38 - j35,725 \text{ МВА};$$

$$S_{poz07} = S_{max7} + S_{poz79} + S_{poz78} = (8 - j7,608) + (38 - j35,725) + (29 - j27,235) = 75 - j70,569 \text{ МВА}.$$

2. Система контурних рівнянь для даної мережі:

$$\begin{cases} L_{12} \cdot (S_{poz12} + S_I) + L_{02} \cdot (S_{poz02} + S_I - S_{III}) + L_{03} \cdot (-S_{poz07} + S_I - S_{II}) + L_{13} \cdot S_I = 0; \\ L_{03} \cdot (S_{poz03} + S_{II} - S_I) + L_{48} \cdot (-S_{poz84} + S_{II}) + L_{78} \cdot (-S_{poz78} + S_{II}) + L_{07} \cdot (-S_{poz07} + S_{II} - S_{III}) + \\ + L_{34} \cdot S_{II} = 0. \\ L_{02} \cdot (-S_{poz02} + S_{III} - S_I) + L_{07} \cdot (-S_{poz07} + S_{III} - S_{II}) + L_{79} \cdot (S_{poz79} + S_{III}) + L_{69} \cdot (S_{poz69} + S_{III}) + \\ + L_{56} \cdot (S_{poz65} + S_{III}) + L_{25} \cdot S_{III} = 0. \end{cases}$$

Розв'язавши систему контурних рівнянь, отримаємо значення величин контурних потужностей:

$$S_I = -8,142 + j7,507 \text{ МВА};$$

$$S_{II} = 1,227 - j1,166 \text{ МВА};$$

$$S_{III} = -1.647 + j1.545 \text{ МВА}.$$

3. Потоки потужностей по ділянкам електричної схеми складуть:

$$S_{03} = S_{poz03} + S_{II} - S_I = (8 - j7,332) + (12,273 - j11,655) - (-8,142 + j7,507) = 28,415 - j26,494 \text{ МВА};$$

$$S_{21} = S_{poz21} + S_I = (15 - j13,782) + (-8,142 + j7,507) = 6,858 - j6,275 \text{ МВА};$$

$$S_{02} = S_{poz02} + S_I - S_{III} = (27 - j25,056) + (-8,142 + j7,507) - (-16,466 + j15,451) = 35,323 - j33 \text{ МВА};$$

$$S_{84} = S_{poz84} - S_{II} = (15 - j14,197) - (12,273 - j11,655) = 2,727 - j2,542 \text{ МВА};$$

$$S_{78} = S_{poz78} - S_{II} = (29 - j27,235) - (12,273 - j11,655) = 16,727 - j15,58 \text{ МВА};$$

$$S_{65} = S_{poz65} + S_{III} = (7 - j6,45) + (-16,466 + j15,451) = -9,466 + j9,001 \text{ МВА};$$

$$S_{96} = S_{poz96} + S_{III} = (23 - j21,39) + (-16,466 + j15,451) = 6,534 - j5,94 \text{ МВА};$$

$$S_{79} = S_{poz79} + S_{III} = (38 - j35,725) + (-16,466 + j15,451) = 21,534 - j20,275 \text{ МВА};$$

$$S_{07} = S_{poz07} + S_{III} - S_{II} = (75 - j70,569) + (-16,466 + j15,451) - (12,273 - j11,655) = 46,262 - j43,463 \text{ МВА};$$

$$S_{13} = S_I = -8,142 + j7,507 \text{ МВА};$$

$$S_{34} = S_{II} = 12,273 - j11,655 \text{ МВА};$$

$$S_{52} = S_{III} = -16,466 + j15,451 \text{ МВА}.$$

4. Перевірка виконання другого закону Кірхгофа у контурах схеми:

I-ий контур :

$$L_{02} \cdot S_{02} + L_{12} \cdot S_{21} + L_{13} \cdot S_{13} - L_{03} \cdot S_{03} = 23 \cdot (35,323 - j33) + 29 \cdot (6,858 - j6,275) + 23 \cdot (-8,142 + j7,507) - 29 \cdot (28,415 - j26,493) = 0 \text{ МВА} \cdot \text{км}.$$

II-ий контур:

$$L_{03} \cdot S_{03} + L_{34} \cdot S_{34} - L_{48} \cdot S_{48} - L_{78} \cdot S_{78} - L_{07} \cdot S_{07} = 29 \cdot (28,415 - j26,494) + 20 \cdot (12,273 - j11,655) - 32 \cdot (2,727 - j2,542) - 20 \cdot (16,727 - j15,58) - 14 \cdot (46,262 - j43,463) = 0 \text{ МВА} \cdot \text{км}.$$

III-ій контур:

$$\begin{aligned}
 &L_{07} \cdot S_{07} + L_{79} \cdot S_{79} + L_{69} \cdot S_{69} + L_{56} \cdot S_{65} + L_{25} \cdot S_{52} - L_{02} \cdot S_{02} = \\
 &= 14 \cdot (46,262 - j43,463) + 29 \cdot (21,534 - j20,275) + 23 \cdot (6,534 - j5,94) + \\
 &+ 14 \cdot (-9,466 + j9,001) + 29 \cdot (-16,466 + j15,451) - 23 \cdot (35,323 - j33) = 0 \text{ МВА} \cdot \text{км}.
 \end{aligned}$$

Кінцеві результати занесемо до рис.1.6

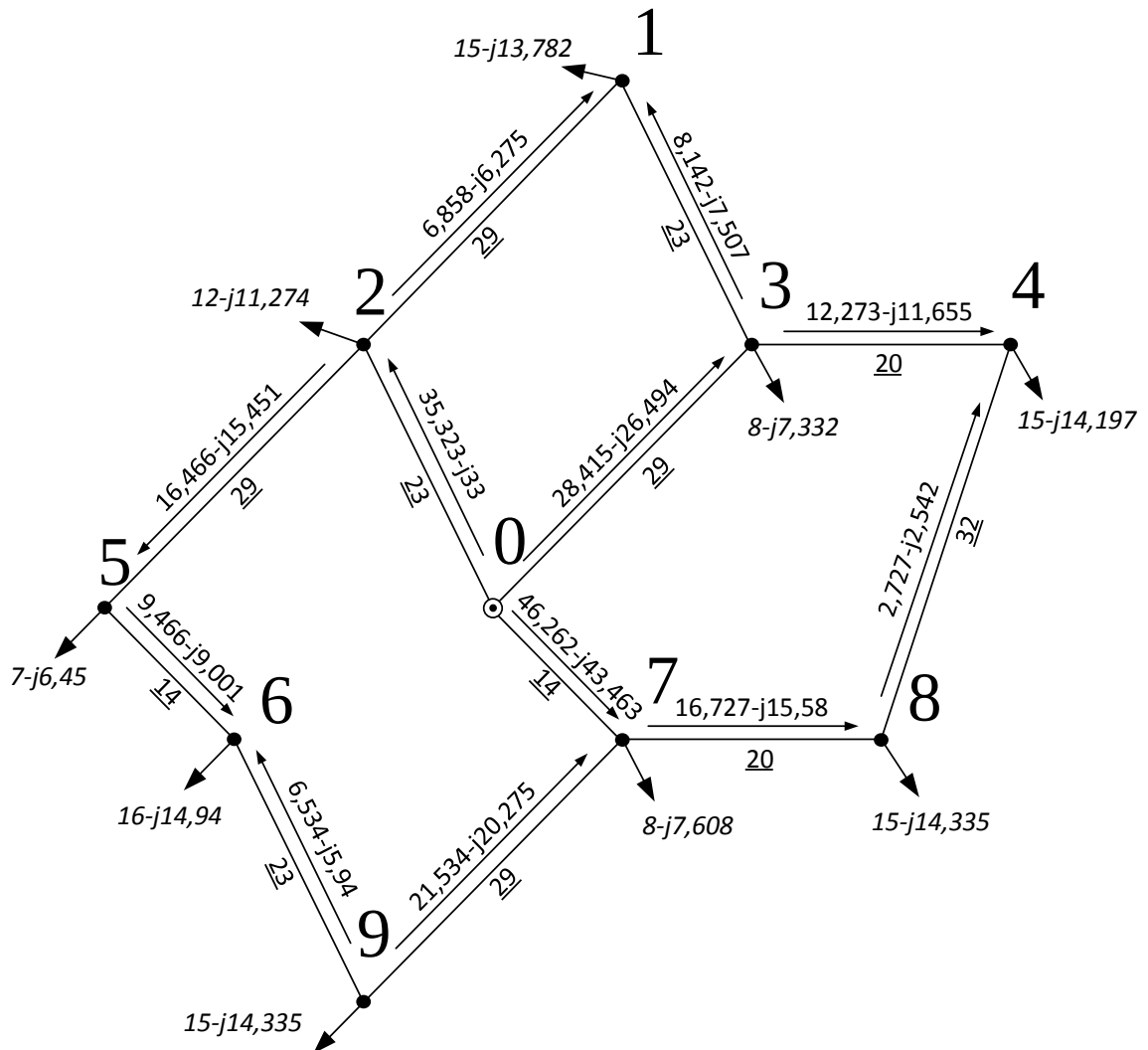


Рисунок 1.6 – Потокорозподіл L-схеми для варіанту № 1

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

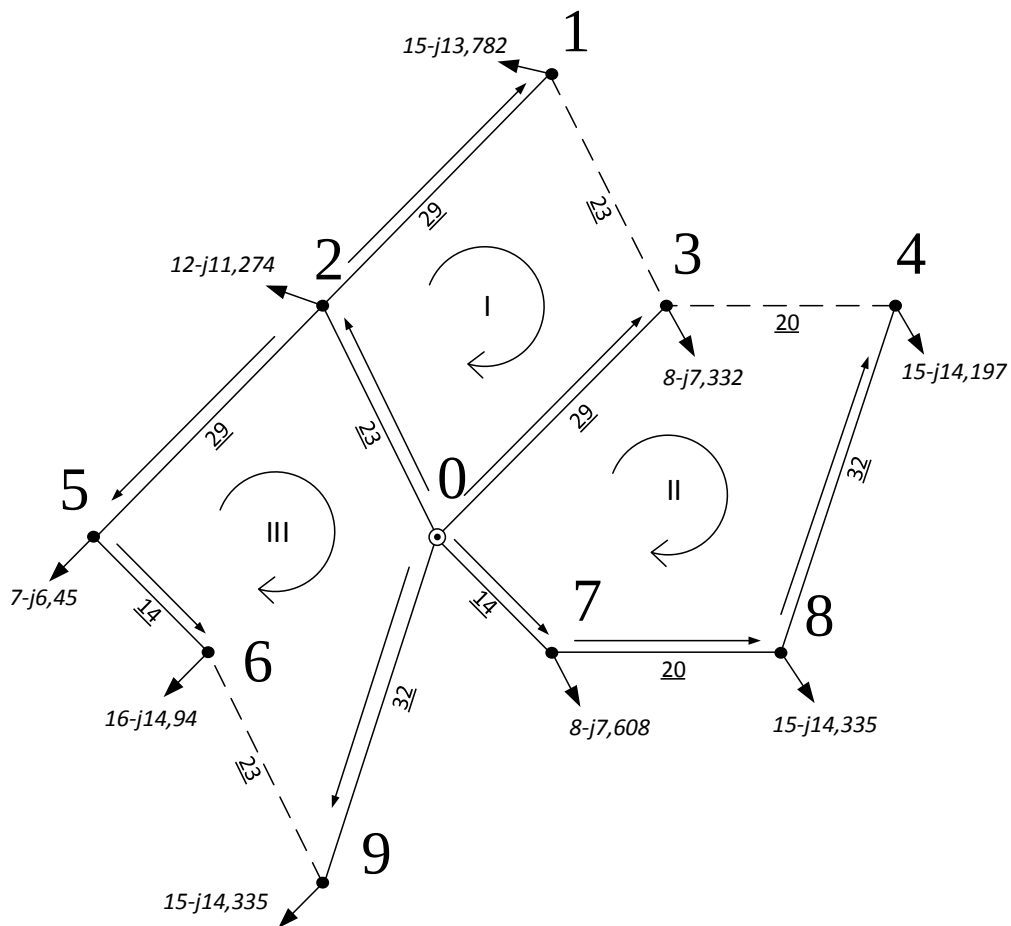


Рисунок 1.7 – Вибір перемичок та контурів у варіанті № 2

1. Потокорозподіл потужностей для 2-го варіанту має вигляд:

$$S_{роз03} = S_{max3} = 8 - j7,332 \text{ МВА};$$

$$S_{роз21} = S_{max1} = 15 - j13,782 \text{ МВА};$$

$$S_{роз56} = S_{max6} = 16 - j14,94 \text{ МВА};$$

$$S_{роз25} = S_{max5} + S_{роз56} = (7 - j6,45) + (16 - j14,94) = 23 - j21,39 \text{ МВА};$$

$$S_{роз02} = S_{max2} + S_{роз25} + S_{роз21} = (12 - j11,274) + (23 - j21,39) + (15 - j13,782) = 50 - j46,447 \text{ МВА};$$

$$S_{роз84} = S_{max4} = 15 - j14,197 \text{ МВА};$$

$$S_{роз78} = S_{max8} + S_{роз84} = (14 - j13,038) + (15 - j14,197) = 29 - j27,235 \text{ МВА};$$

$$S_{роз07} = S_{max7} + S_{роз78} = (8 - j7,608) + (29 - j27,235) = 37 - j34,844 \text{ МВА};$$

$$S_{роз09} = S_{max9} = 15 - j14,335 \text{ МВА}.$$

2. Систему контурних рівнянь для даної мережі:

$$\begin{cases} L_{12} \cdot (S_{poz21} + S_I) + L_{02} \cdot (S_{poz02} + S_I - S_{III}) + L_{03} \cdot (-S_{poz03} + S_I - S_{II}) + L_{13} \cdot S_I = 0 ; \\ L_{03} \cdot (S_{poz03} + S_{II} - S_I) + L_{48} \cdot (-S_{poz84} + S_{II}) + L_{78} \cdot (-S_{poz78} + S_{II}) + L_{07} \cdot (S_{poz07} + S_{II}) + \\ + L_{34} \cdot S_{II} = 0 ; \\ L_{02} \cdot (-S_{poz02} + S_{III} - S_I) + L_{09} \cdot (S_{poz09} + S_{III}) + L_{56} \cdot (-S_{poz56} + S_{III}) + L_{25} \cdot (-S_{poz02} + S_{III}) + \\ + L_{69} \cdot S_{III} = 0. \end{cases}$$

Розв'язавши систему контурних рівнянь, отримаємо значення величин контурних потужностей:

$$S_I = -7,765 + j7,155 \text{ MVA};$$

$$S_{II} = 9,746 - j9,276 \text{ MVA};$$

$$S_{III} = 11,425 - j10,533 \text{ MVA}.$$

3. Потоки потужностей по ділянкам електричної схеми складуть:

$$\begin{aligned} S_{03} &= S_{poz03} + S_I = (8 - j7,322) + (-7,765 + j7,155) = \\ &= 25,511 - j23,762 \text{ MVA}; \end{aligned}$$

$$S_{21} = S_{poz21} + S_I = (15 - j13,782) + (-7,765 + j7,155) = 7,235 - j6,627 \text{ MVA};$$

$$S_{56} = S_{poz56} - S_{III} = (16 - j14,94) - (11,425 - j10,533) = 4,575 - j4,407 \text{ MVA};$$

$$S_{25} = S_{poz25} - S_{III} = (23 - j21,39) - (11,425 - j10,533) = 11,575 - j10,857 \text{ MVA};$$

$$\begin{aligned} S_{02} &= S_{poz02} - S_{III} + S_I = (50 - j46,447) - (11,425 - j10,533) + (-7,765 + j7,155) = \\ &= 30,81 - j27,759 \text{ MVA}; \end{aligned}$$

$$S_{84} = S_{poz84} - S_{II} = (15 - j14,197) - (9,746 - j9,276) = 5,254 - j4,921 \text{ MVA};$$

$$S_{78} = S_{poz78} - S_{II} = (29 - j27,235) - (9,746 - j9,276) = 19,254 - j17,959 \text{ MVA};$$

$$S_{07} = S_{poz07} - S_{II} = (37 - j34,844) - (9,746 - j9,276) = 27,254 - j25,568 \text{ MVA};$$

$$S_{09} = S_{poz09} + S_{III} = (15 - j14,335) + (11,425 - j10,533) = 26,425 - j24,868 \text{ MVA};$$

$$S_{13} = S_I = -7,765 + j7,155 \text{ MVA};$$

$$S_{34} = S_{II} = 9,746 - j9,276 \text{ MVA};$$

$$S_{69} = S_{III} = 11,425 - j10,533 \text{ MVA}.$$

4. Перевірка виконання другого закону Кірхгофа у контурах схеми:

I-ий контур:

$$\begin{aligned} L_{02} \cdot S_{02} + L_{12} \cdot S_{21} + L_{13} \cdot S_{13} - L_{03} \cdot S_{03} = \\ = 23 \cdot (30,81 - j28,759) + 29 \cdot (7,235 - j6,627) + 23 \cdot (-7,765 + j7,155) - \\ - 29 \cdot (25,511 - j23,762) = 0 \text{ МВА} \cdot \text{км}. \end{aligned}$$

II-ий контур:

$$\begin{aligned} L_{03} \cdot S_{03} + L_{34} \cdot S_{34} - L_{48} \cdot S_{84} - L_{78} \cdot S_{78} - L_{07} \cdot S_{07} = \\ = 29 \cdot (25,511 - j23,762) + 20 \cdot (9,746 - j9,276) - 32 \cdot (5,254 - j4,921) - \\ - 20 \cdot (19,254 - j17,959) - 14 \cdot (27,254 - j25,568) = 0 \text{ МВА} \cdot \text{км}. \end{aligned}$$

III-ий контур:

$$\begin{aligned} L_{09} \cdot S_{09} + L_{69} \cdot S_{69} - L_{56} \cdot S_{56} - L_{25} \cdot S_{25} - L_{02} \cdot S_{02} = \\ = 32 \cdot (26,425 - j24,868) + 23 \cdot (11,425 - j10,533) - 14 \cdot (4,575 - j4,407) - \\ - 29 \cdot (11,575 - j10,857) - 23 \cdot (30,81 - j28,759) = 0 \text{ МВА} \cdot \text{км}. \end{aligned}$$

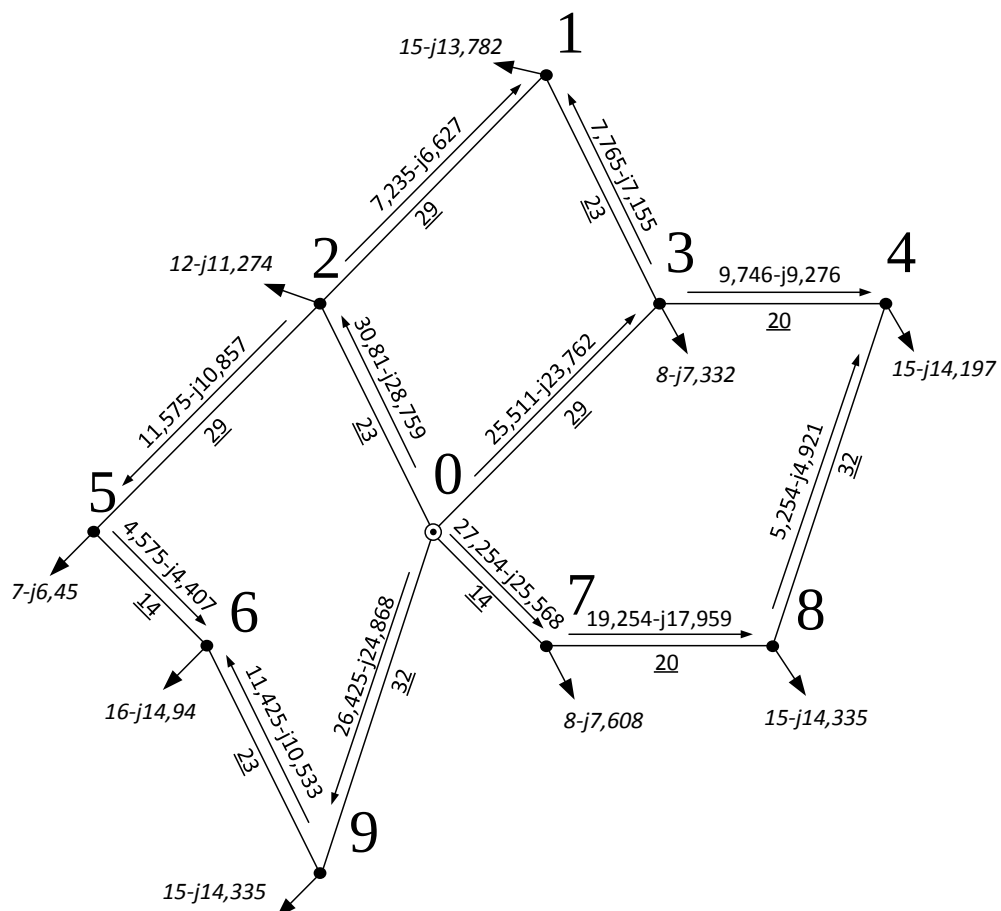


Рисунок 1.8 – Потокорозподіл L-схеми для варіанту № 2

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

1.5 Вибір перерізу проводів для варіантів

Розрахуємо значення струму для ділянки 0-2:

$$I_{02} = \frac{\sqrt{P_{02}^2 + Q_{02}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_l} = \frac{\sqrt{35,323^2 + 33^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 253,718 \text{ A.}$$

Таблиця 1.7 – Значення струмів для кожної ділянки мережі

Ділянка	0-2	0-3	0-7	2-1	3-1	3-4	8-4	7-8	7-9	9-6	5-6	2-5
$I, \text{ A}$	253,7	203,9	333,2	48,8	58,1	88,8	19,6	120	155,2	46,3	68,6	118,5

Розрахуємо час максимальних втрат за емпіричною формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2885,21 \text{ год/рік.}$$

Питому величину умовно змінних витрат приймемо для одноколової сталевий одно стоячої опори напругою 110 кВ рівну: $k = 1738 \text{ грн/мм}^2 \cdot \text{км.}$

Визначимо розрахунковий переріз для ділянки 0-2:

$$F'_{\text{ном}02} = \frac{1}{n_l} \sqrt{\frac{3 \cdot I_{02}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot U_{\text{ex}}}{k \cdot (H_e + E)}} = \frac{1}{1} \sqrt{\frac{3 \cdot 253,718^2 \cdot 28,5 \cdot 2886 \cdot 95,5}{1,738 \cdot (0,012 + 0,1)}} = 279,168 \text{ мм}^2.$$

Таблиця 1.8 – Розрахункові перерізи

Ділянка	0-2	0-3	0-7	2-1	3-1	3-4	8-4	7-8	7-9	9-6	5-6	2-5
Переріз, мм ²	279	224	367	54	64	98	22	132	170	51	75	130

Проведемо техніко-економічне порівняння відповідно отриманим перерізам проводів для ділянки 0-2, результати занесем у табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Техніко-економічне порівняння для ділянки 0-2

Економічні показники	$F_{om02} = 279,168 \text{ мм}^2$, $L_{02} = 23 \text{ км}$.	
	Перший варіант	Другий варіант
1	2	3
Тип і переріз проводу:	АС–240/32	2хАС–240/32
Активний питомий опір:	0,118 Ом/км;	0,118 Ом/км;
Опір ділянки:	$r'_{02} = r0'_{02} \cdot L_{02} =$ 0,118 · 23 = 2,714 Ом;	$r''_{02} = r0''_{02} \cdot L_{np02} =$ 0,118 · 11,5 = 1,357 Ом;
Вартість 1-го кілометра лінії:	1264 тис.грн/км	1801,2 тис.грн/км
Капіталовкладення в ПЛ:	$K'_{02} = K_{1 \times 240} \cdot L_{02} =$ 1264 · 23 = 29072 тис.грн;	$K''_{02} = K_{2 \times 240} \cdot L_{02} =$ 1801,2 · 23 = 41427,6 тис.грн;
Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонту ПЛ:	$I'_{e02} = K'_{02} \cdot H_e =$ = 29072 · 0,012 = = 348,864 тис.грн;	$I''_{e02} = K''_{02} \cdot H_e =$ = 41427,6 · 0,012 = = 497,131 тис.грн;
Втрати активної потужності в опорах ПЛ:	$\Delta P'_{\Sigma 02} = \frac{ P_{02} + Q_{02} ^2}{U_n^2} \cdot r'_{02} =$ $= \frac{35,323^2 + 33^2}{110^2} \cdot 2,714 =$ = 524,124 кВт;	$\Delta P''_{\Sigma 02} = \frac{ P_{02} + Q_{02} ^2}{U_n^2} \cdot r''_{02} =$ $= \frac{35,323^2 + 33^2}{110^2} \cdot 1,357 =$ = 262,062 кВт;
Постійні втрати активної енергії:	$\Delta A'_{пост02} = n_l \cdot \Delta P_k \cdot L_{02} \cdot T_{вкл} =$ = 1 · 0,08 · 23 · 8760 = = 16118,4 кВт · год;	$\Delta A''_{пост02} = n_l \cdot \Delta P_k \cdot L_{02} \cdot T_{вкл} =$ = 1 · 0,08 · 23 · 8760 = = 16118,4 кВт · год;
Змінні втрати активної енергії:	$\Delta A'_{зм02} = \Delta P'_{\Sigma 02} \cdot \tau =$ = 524,128 · 2886 = = 1512731,969 кВт · год;	$\Delta A''_{зм02} = \Delta P''_{\Sigma 02} \cdot \tau =$ = 262,062 · 2886 = = 756365,984 кВт · год;
Витрати на покриття втрат активної енергії:	$I'_{втр02} = 3'_e \cdot \Delta A'_{пост02} + 3''_e \cdot \Delta A'_{зм02} =$ = 76,4 · 16118,4 + 95,5 · · 1512731,969 = 1456,973 тис.грн;	$I''_{втр02} = 3'_e \cdot \Delta A''_{пост02} + 3''_e \cdot \Delta A''_{зм02} =$ = 76,4 · 16118,4 + 95,5 · · 756365,984 = 734,644 тис.грн;
Сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ:	$I'_{02} = I'_{e02} + I'_{втр02} =$ = 348,864 + 1456,973 = = 1805,837 тис.грн;	$I''_{02} = I''_{e02} + I''_{втр02} =$ = 497,131 + 734,644 = = 1231,775 тис.грн;

Закінчення таблиці 1.9

1	2	3
Значення функції сумарних дисконтованих витрат:	$3'_{02} = K'_{02} + \frac{I'_{02}}{E} =$ $= 29072 + \frac{1805,837}{0,1} =$ $= 47130,375 \text{ тис.грн};$	$3''_{02} = K''_{02} + \frac{I''_{02}}{E} =$ $= 41427,6 + \frac{1231,775}{0,1} =$ $= 53745,352 \text{ тис.грн};$

З табл. 1.9 видно, що доцільним варіантом спорудження ПЛ для ділянки 0-2 є АС–240/32, який приймем для подальшого розгляду.

Для всіх інших ділянок розрахунок аналогічний, отримані результати занесемо в табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Техніко-економічні дані для варіанту №1 схеми

Ділянка	Переріз і тип проводу	r, Ом	ΔP, кВт	K, тис.грн	I _е , тис.грн	I _{втр} , тис.грн	I, тис.грн	З, тис.грн
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0-2	АС–240/32	2,714	524,124	29072	348,864	1456,973	1805,84	47130,38
	2хАС–240/32	1,357	262,062	41427,6	497,131	734,644	1231,775	53745,35
0-3	АС–120/19	7,076	882,648	31615,8	379,39	2448,395	2827,785	59893,65
	АС–240/32	3,422	426,854	36656	439,872	1192,078	1631,95	52975,5
0-7	АС–240/32	1,652	550,104	17696	212,352	1523,765	1736,117	35057,17
	2хАС–240/32	0,826	275,052	25216,8	302,602	765,631	1068,232	35899,12
2-1	АС–70/11	12,238	87,39	28866,6	346,399	256,401	602,801	34894,61
1-3	АС–70/11	9,706	98,384	22894,2	274,73	283,492	558,223	28476,43
3-4	АС–70/11	8,44	199,81	19908	238,896	561,452	800,348	27911,48
	АС–120/19	4,88	115,53	21804	261,648	329,148	590,796	27711,96
8-4	АС–70/11	13,504	15,511	31852,8	382,234	59,888	442,121	36274,02

Закінчення таблиці 1.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7-8	АС- 120/19	4,88	210,744	21804	261,648	591,587	853,235	30336,35
	АС- 240/32	2,36	101,917	25280	303,36	291,625	594,985	31229,85
7-9	АС- 120/19	7,076	511,579	31615,8	379,39	1425,607	1804,996	49665,76
	АС- 240/32	3,422	247,403	36656	439,872	697,451	1137,323	48029,23
9-6	АС- 70/11	9,706	62,552	22894,2	274,73	184,728	459,458	27488,78
5-6	АС- 70/11	5,908	83,301	13935,6	167,227	237,102	404,329	17978,89
	АС- 120/19	3,416	48,165	15262,8	183,154	140,254	323,408	18496,85
5-2	АС- 120/19	7,076	298,148	31615,8	379,39	837,321	1216,711	43782,91
	АС- 240/32	3,422	144,186	36656	439,872	412,952	852,824	45184,24

Приближене значення сумарних втрат активної потужності в опорах лінії:

$$\Delta P_{\Sigma 1} = \Delta P_{\Sigma 02} + \Delta P_{\Sigma 03} + \Delta P_{\Sigma 07} + \Delta P_{\Sigma 21} + \Delta P_{\Sigma 13} + \Delta P_{\Sigma 34} + \Delta P_{\Sigma 84} + \Delta P_{\Sigma 78} + \Delta P_{\Sigma 79} + \Delta P_{\Sigma 96} + \Delta P_{\Sigma 65} + \Delta P_{\Sigma 52} = 524,124 + 426,854 + 550,104 + 87,39 + 98,384 + 115,53 + 15,511 + 210,744 + +247,403 + 62,552 + 83,301 + 298,148 = 2720,045 \text{ кВт.}$$

Сума довжин ліній:

$$L_{\Sigma 1} = L_{02} + L_{03} + L_{07} + L_{12} + L_{13} + L_{34} + L_{48} + L_{78} + L_{79} + L_{69} + L_{56} + L_{25} = 23 + 29 + +14 + 29 + 23 + 20 + 32 + 20 + 29 + 23 + 14 + 29 = 285 \text{ км.}$$

Сумарне капіталовкладення у ПЛ:

$$K_{\Sigma \text{пл}} = K_{02} + K_{03} + K_{07} + K_{21} + K_{13} + K_{34} + K_{84} + K_{78} + K_{79} + K_{96} + K_{65} + K_{25} = 29072 + +36656 + 17696 + 28866,6 + 22894,2 + 21804 + 31852,8 + 21804 + 36656 + 22894,2 + +13935,6 + 31615,8 = 315747,2 \text{ тис.грн.}$$

Витрати на обслуговування та ремонти ПЛ:

$$I_{\Sigma \text{ел}} = K_{\Sigma \text{пл}} \cdot H_e = 315747,2 \cdot 0,012 = 3788,966 \text{ тис.грн.}$$

Постійні і змінні втрати активної енергії:

$$\Delta A_{\text{пост}\Sigma 1} = \Delta P_{\kappa} \cdot L_{\Sigma 1} \cdot T_{\text{вкл}} = 0,08 \cdot 285 \cdot 8760 = 199728 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A_{\text{зм}\Sigma 1} = \Delta P_{\Sigma 1} \cdot \tau = 2720,045 \cdot 2886,21 = 7850621,037 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Витрати на покриття втрат активної енергії:

$$I_{\text{втр}\Sigma 1} = 3'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}\Sigma 1} + 3''_e \cdot \Delta A_{\text{зм}\Sigma 1} = 21,22 \cdot 199728 + 26,53 \cdot 7850621,037 = 7649,935 \text{ тис.грн.}$$

Сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ:

$$I_{\Sigma \text{пл} 1} = I_{\text{е}\Sigma 1} + I_{\text{втр}\Sigma 1} = 3788,966 + 7649,935 = 11438,169 \text{ тис.грн.}$$

Таблиця 1.11 – Розрахунок вартості підстанції:

Напруга, кВ	Номер схеми	Вартість трансформаторів при потужності підстанції, МВА, в тис.грн	
		2х10000/110	2х16000/110
110/35/10	110-3, 110-4	13700	14700
	110-6	19700	20700

Для першого вузла встановлені трансформатори типу 2хТДТН-16000/100 із робочими напругами 110/35/10 кВ до якого приєднуються 2 лінії, таким чином ми обираємо схему 110-3, яка розрахована на два приєднання.

Вартість ПС-1:

$$K_{\text{ПС} 1} = 14700 \text{ тис.грн.}$$

Таблиця 1.12 – Вартість кожної ПС

ПС №	Номер схеми	Потужність трансформатора, МВА	Вартість ПС, тис.грн.
1	110-3	2х16000/110	14700
2	110-6	2х16000/110	20700
3	110-6	2х10000/110	19700
4	110-3	2х16000/110	14700
5	110-3	2х10000/110	13700
6	110-3	2х16000/110	14700
7	110-6	2х10000/110	19700
8	110-3	2х16000/110	14700
9	110-3	2х16000/110	14700

Сумарні капіталовкладення в ПС:

$$K_{\Sigma \text{пс} 1} = K_{\text{пс} 1} + K_{\text{пс} 2} + K_{\text{пс} 3} + K_{\text{пс} 4} + K_{\text{пс} 5} + K_{\text{пс} 6} + K_{\text{пс} 7} + K_{\text{пс} 8} + K_{\text{пс} 9} = 14700 + 20700 + 20700 + 19700 + 14700 + 13700 + 14700 + 19700 + 14700 = 147300 \text{ тис.грн.}$$

Витрати на обслуговування та ремонти ПС:

$$I_{\Sigma nc1} = K_{\Sigma nc1} \cdot H_{nc} = 147300 \cdot 0,024 = 3535,2 \text{ тис.грн.}$$

Таблиця 1.13 – Техніко-економічні дані для варіанту №1 схеми

$\Delta P_{\Sigma 1}$, кВт	$L_{\Sigma 1}$, км	$K_{\Sigma nl1}$, тис.грн	$I_{e\Sigma 1}$, тис.грн	$\Delta A_{nocm\Sigma 1}$, кВт·год
2720,045	285	315747,2	3788,966	199728
$\Delta A_{зм\Sigma 1}$, кВт·год	$I_{втр\Sigma 1}$, тис.грн	$I_{\Sigma nl1}$, тис.грн	$K_{\Sigma nl1}$, тис.грн	$I_{\Sigma nl1}$, тис.грн
7850621,037	7649,935	11438,169	147300	3535,2

Дисконтовані втрати:

$$З_{ЛЕП1} = K_{\Sigma nl1} + K_{\Sigma nc1} + \frac{I_{\Sigma nl1} + K_{\Sigma nc1}}{E} = 315747,2 + 147300 + \frac{11438,902 + 3535,2}{0,1} = 612,788 \text{ млн.грн.}$$

Розрахунок для варіанту №2 вибору перерізів та марок проводів такий ж як і у варіанті №1, тому отримані дані наведемо у табл. 1.14, 1.15 та 1.16.

Таблиця 1.14 – Струми і розрахункові перерізи за ділянками ПЛ

Ділянка	Струм, А	Переріз, мм ²	Ділянка	Струм, А	Переріз, мм ²
0-2	221,213	243,403	3-4	70,618	77,702
0-3	182,987	201,342	8-4	37,783	41,573
0-7	196,14	215,814	7-8	138,195	152,057
0-9	190,453	209,557	6-9	81,56	89,741
2-1	51,496	56,662	5-6	33,344	36,688
3-1	55,419	60,978	2-5	83,298	91,654

Таблиця 1.15 – Техніко-економічні дані для варіанту №1 схеми

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	I_e , тис.грн	$I_{втр}$, тис.грн	I , тис.грн	$З$, тис.грн
0-2	АС– 240/32	2,714	398,43	29072	348,864	1110,519	1459,383	43665,83
	2хАС– 240/32	1,357	199,215	41427,6	497,131	561,417	1058,548	52013,08
0-3	АС– 120/19	7,076	710,8	31615,8	379,39	1974,726	2354,116	55156,96
	АС– 240/32	3,422	343,747	36656	439,872	963,009	1402,881	50684,81
0-7	АС– 120/19	3,416	394,249	15262,8	183,154	1094,175	1277,329	28036,09
	АС– 240/32	1,652	190,661	17696	212,352	533,021	745,373	25149,73
0-9	АС– 120/19	7,808	849,643	34886,4	418,637	2359,03	2777,667	62663,07
	АС– 240/32	3,776	410,893	40448	485,376	1149,69	1635,966	56798,66
2-1	АС– 70/11	12,238	97,36	28866,6	346,399	283,884	630,284	35169,44
1-3	АС– 70/11	9,706	89,43	22894,2	274,73	258,812	533,543	28229,63
3-4	АС– 70/11	8,44	126,269	19908	238,896	358,746	597,642	25884,42
	АС– 120/19	4,88	73,008	21804	261,648	211,943	473,591	26539,91
8-4	АС– 70/11	13,504	57,833	31852,8	382,234	176,541	558,775	37440,55
7-8	АС– 120/19	4,88	279,592	21804	261,648	781,357	1043,005	32234,05
	АС– 240/32	2,36	135,213	25280	303,36	383,399	686,759	32147,59
6-9	АС– 70/11	9,706	193,693	22894,2	274,73	546,198	820,928	31103,48
	АС– 120/19	5,612	111,993	25074,6	300,895	321,005	621,9	31293,6
5-6	АС– 70/11	5,908	19,706	13935,6	167,227	61,811	229,038	16225,98
2-5	АС– 70/11	12,238	254,743	28866,6	346,399	717,682	1064,081	39507,41
	АС– 120/19	7,076	147,292	31615,8	379,39	421,512	800,902	39624,82

Таблиця 1.16 – Техніко-економічні дані для варіанту №1 схеми

$\Delta P_{\Sigma 2}$, кВт	$L_{\Sigma 2}$, км	$K_{\Sigma_{пл2}}$, тис.грн	$I_{e\Sigma 2}$, тис.грн	$\Delta A_{пост\Sigma 2}$, кВт·год
2317,978	288	318370	3820,44	201830,4
$\Delta A_{зм\Sigma 2}$, кВт·год	$I_{втр\Sigma 2}$, тис.грн	$I_{\Sigma_{пл2}}$, тис.грн	$K_{\Sigma_{пл2}}$, тис.грн	$I_{\Sigma_{пл2}}$, тис.грн
6690169,875	6543,311	10363,751	138900	3333,6

$$Z_{ЛЕП2} = K_{\Sigma_{пл2}} + K_{\Sigma_{лс2}} + \frac{I_{\Sigma_{пл2}} + K_{\Sigma_{лс2}}}{E} = 318370 + 138900 + \frac{10363,751 + 3333,6}{0,1} = 594,244 \text{ млн.грн.}$$

1.6 Аналіз режиму напруги

Для вибору варіанту до подальшого розгляду розрахуємо рівні напруги в пунктах в L-схемі для обох варіантів, та порівняємо їх.

Значення активних опорів візьмемо з попередніх розрахунків, а саме з таблиць 1.10 та 1.15. Значення погонного реактивного опору на даному етапі розрахунків приймемо $x_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$. З урахуванням вище зазначених відомостей приведемо результати в табл. 1.17.

Визначимо рівні напруги пунктів, маючи значення опорів ПЛ та потокорозподіл за L-схемою, напругу БП приймаємо $U_0 = 115 \text{ кВ}$. Рівень напруги в 2-ому пункті для варіанту №1:

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{02} \cdot r_{02} - Q_{02} \cdot x_{02})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (35,323 \cdot 2,714 + 33 \cdot 9,2)} = 111,472 \text{ кВ.}$$

Напруга в 2-ому пункті входить у регульовальну межу РПН, а саме $U_{\min 2} = 97,879 < U_2 = 111,472 < U_{\max 2} = 133,051 \text{ кВ}$.

Розрахунки інших пунктів напруги приведені в табл.1.18.

Таблиця 1.17 – Активні та реактивні опіри для обох варіантів

Варіант №1			Варіант №2		
Ділянка	r' , Ом	x' , Ом	Ділянка	r' , Ом	x' , Ом
0-2	2,714	9,2	0-2	2,714	9,2
0-3	3,422	11,6	0-3	3,422	11,6
0-7	1,652	5,6	0-7	1,652	5,6
2-1	12,238	11,6	0-9	3,776	12,8
1-3	9,706	9,2	2-1	12,238	11,6
3-4	4,88	8	3-1	9,706	9,2
4-8	13,504	12,8	3-4	13,504	12,8
7-8	4,88	8	8-4	3,422	11,6
7-9	3,422	11,6	7-8	2,36	8
9-6	9,706	9,2	6-9	9,706	9,2
5-6	5,908	5,6	5-6	5,908	5,6
5-2	7,076	11,6	5-2	12,238	11,6

Таблиця 1.18 – Режим напруги для варіанту №1 та №2

Пункт	$U_{\min}$, кВ	Вариант №1	Вариант №2	$U_{\max}$, кВ
		U , кВ		
1	98.641	110.057	110.443	133.813
2	97.879	111.472	111.931	133.051
3	97.671	111.427	111.799	132.842
4	99.523	110.044	110.391	134.694
5	97.104	108.787	109.514	132.275
6	99.581	108.312	109.422	134.752
7	98.619	112.184	113.352	133.79
8	98.583	110.331	111.671	133.754
9	99.817	109.397	111.305	134.988

Таким чином, аналізуючи дисконтовані витрати в обох варіантах слід рекомендувати до подальшого розгляду 2-ий варіант побудови електричної мережі, в якому дисконтовані втрати менші, а також більшість пунктів характеризуються вищими рівнями напруги, що сприяє меншим активної втратам потужності в мережі.

1.7 Перевірка обраних перерізів у післяаварійному режимі

Розрахуємо режим аварійного відключення найбільш завантаженої лінії. Вимкнемо найбільш завантажену ділянку 0-2, яка у максимальному режимі L-схеми має навантаження 221,213А.

Розрахунок будемо проводити методом контурних рівнянь. Тому, виконаємо вибір контурів і перемичок, як показано на рис. 1.9.

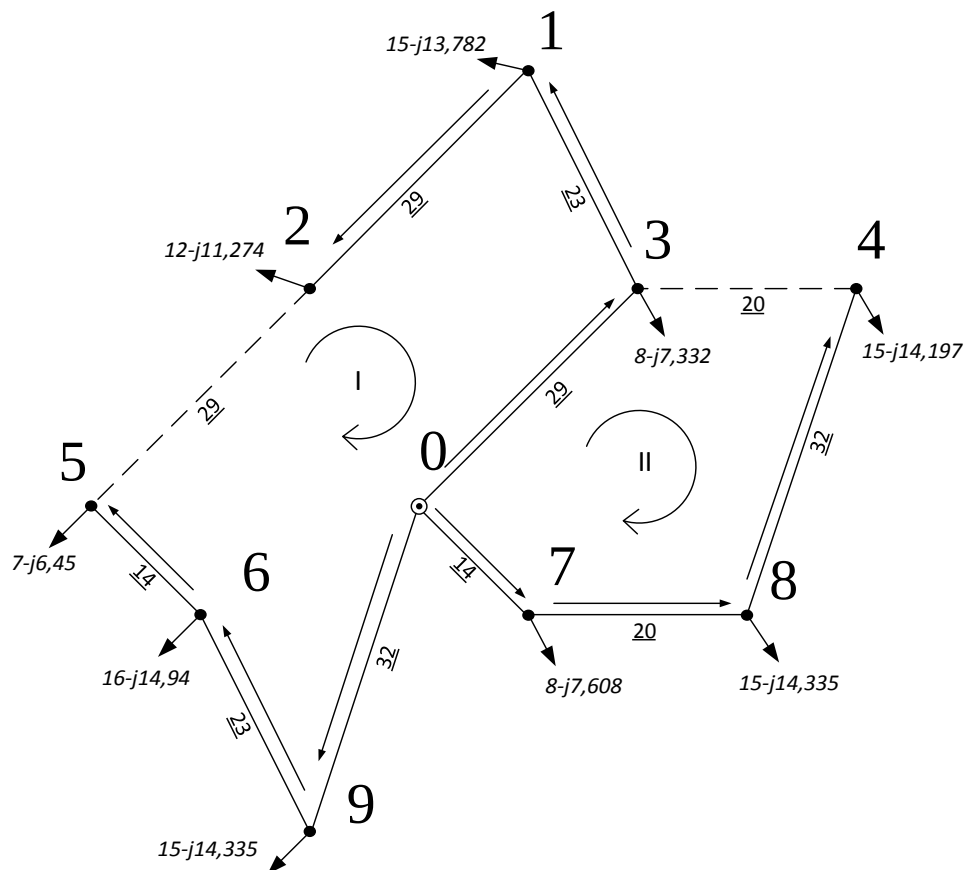


Рисунок 1.9 – Вибір контурів і перемичок при відключенні ділянки 0-2

1. Потокорозподіл потужності у розімкненій мережі:

$$S_{роз12} = S_{max2} = 12 - j11,274 \text{ МВА};$$

$$S_{роз31} = S_{max1} + S_{роз12} = (15 - j13,782) + (12 - j11,274) = 27 - j25,056 \text{ МВА};$$

$$S_{роз03} = S_{max3} + S_{роз31} = (8 - j7,332) + (27 - j25,056) = 35 - j32,388 \text{ МВА};$$

$$S_{роз84} = S_{max4} = 15 - j14,197 \text{ МВА};$$

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

$$S_{poz78} = S_{max8} + S_{poz84} = (14 - j13,038) + (15 - j14,197) = 29 - j27,235 \text{ MBA};$$

$$S_{poz07} = S_{max7} + S_{poz78} = (8 - j7,608) + (29 - j27,235) = 37 - j34,844 \text{ MBA};$$

$$S_{poz65} = S_{max5} = 7 - j6,45 \text{ MBA};$$

$$S_{poz96} = S_{max6} + S_{poz65} = (16 - j14,94) + (7 - j6,45) = 23 - j21,39 \text{ MBA};$$

$$S_{poz09} = S_{max9} + S_{poz96} = (15 - j14,335) + (23 - j21,39) = 38 - j35,725 \text{ MBA}.$$

2. Система контурних рівнянь:

$$L_{03} \cdot (-S_{poz03} + S_I - S_{II}) + L_{13} \cdot (-S_{poz13} + S_I) + L_{12} \cdot (-S_{poz12} + S_I) + L_{56} \cdot (S_{poz65} + S_I) + L_{96} \cdot (S_{poz96} + S_I) + L_{09} \cdot (S_{poz09} + S_I) + L_{25} \cdot S_I = 0;$$

$$L_{03} \cdot (S_{poz03} + S_{II} - S_I) + L_{07} \cdot (-S_{poz07} + S_{II}) + L_{84} \cdot (-S_{poz84} + S_{II}) + L_{78} \cdot (-S_{poz78} + S_{II}) + L_{34} \cdot S_{II} = 0.$$

Розв'язуючи дану систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$S_I = 1,648 - j1,486 \text{ MBA}$$

$$S_{II} = 5,311 - j5,136 \text{ MBA}$$

3. Значення потужностей за ділянками схеми мережі:

$$S_{12} = S_{poz12} - S_I = (12 - j11,274) - (1,648 - j1,486) = 10 - j9,789 \text{ MBA};$$

$$S_{31} = S_{poz31} - S_I = (27 - j25,056) - (1,648 - j1,486) = 25,352 - j23,571 \text{ MBA};$$

$$S_{03} = S_{poz03} + S_{II} - S_I = (35 - j32,388) + (5,311 - j5,136) - (1,648 - j1,486) = 38,663 - j36,038 \text{ MBA};$$

$$S_{84} = S_{poz84} - S_{II} = (15 - j14,197) - (5,311 - j5,136) = 9,689 - j9,061 \text{ MBA};$$

$$S_{78} = S_{poz78} - S_{II} = (29 - j27,235) - (5,311 - j5,136) = 23,689 - j22,099 \text{ MBA};$$

$$S_{07} = S_{poz07} - S_{II} = (37 - j34,844) - (5,311 - j5,136) = 31,689 - j29,708 \text{ MBA};$$

$$S_{65} = S_{poz65} + S_I = (7 - j6,45) + (1,648 - j1,486) = 8,648 - j7,936 \text{ MBA};$$

$$S_{96} = S_{poz96} + S_I = (23 - j21,39) + (1,648 - j1,486) = 24,648 - j22,876 \text{ MBA};$$

$$S_{09} = S_{poz09} + S_I = (38 - j35,725) + (1,648 - j1,486) = 39,648 - j37,211 \text{ MBA};$$

$$S_{25} = S_I = 1,648 - j1,486 \text{ MVA};$$

$$S_{34} = S_{II} = 5,311 - j5,136 \text{ MVA}.$$

4. Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа в контурах схеми:

I-ий контур:

$$\begin{aligned} & -L_{03} \cdot S_{03} - L_{13} \cdot S_{31} - L_{12} \cdot S_{12} + L_{25} \cdot S_{25} + L_{56} \cdot S_{65} + L_{69} \cdot S_{96} + L_{09} \cdot S_{09} = \\ & = -29 \cdot (38,663 - j36,038) - 23 \cdot (25,352 - j23,571) - 29 \cdot (10,352 - j9,789) + \\ & + 29 \cdot (1,648 - j1,486) + 14 \cdot (8,648 - j7,936) + 23 \cdot (24,648 - j22,876) + \\ & + 32 \cdot (39,648 - j37,211) = 0; \end{aligned}$$

II-ий контур:

$$\begin{aligned} & L_{03} \cdot S_{03} + L_{34} \cdot S_{34} - L_{48} \cdot S_{84} - L_{78} \cdot S_{78} - L_{07} \cdot S_{07} = 29 \cdot (38,663 - j36,038) + \\ & + 20 \cdot (5,311 - j5,136) - 32 \cdot (9,689 - j9,061) - 20 \cdot (23,689 - j22,099) - \\ & - 14 \cdot (31,689 - j29,708) = 0; \end{aligned}$$

Результати поточкорозподілу потужності за ділянками наведено на рис. 1.10.

Визначимо струм за ділянкою 0-3:

$$I_{03} = \frac{\sqrt{P_{03}^2 + Q_{03}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_l} = \frac{\sqrt{38,663^2 + 36,038^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 277,414 \text{ A} < I_{\text{дон}-240/32} = 605 \text{ A}.$$

Для інших ділянок розрахунки приведемо в табл. 1.19.

Таблиця 1.19 – Порівняння допустимих і розрахункових струмів

Ділянка	0-3	0-7	0-9	1-2	3-1	3-4	8-4	7-8	9-6	6-5	2-5
$I_{\text{роз}}, \text{ A}$	277,4	228	285,4	74,8	181,7	38,8	69,6	170	176,5	61,6	11,6
$I_{\text{дон}}, \text{ A}$	605	605	605	265	265	265	265	605	265	265	265

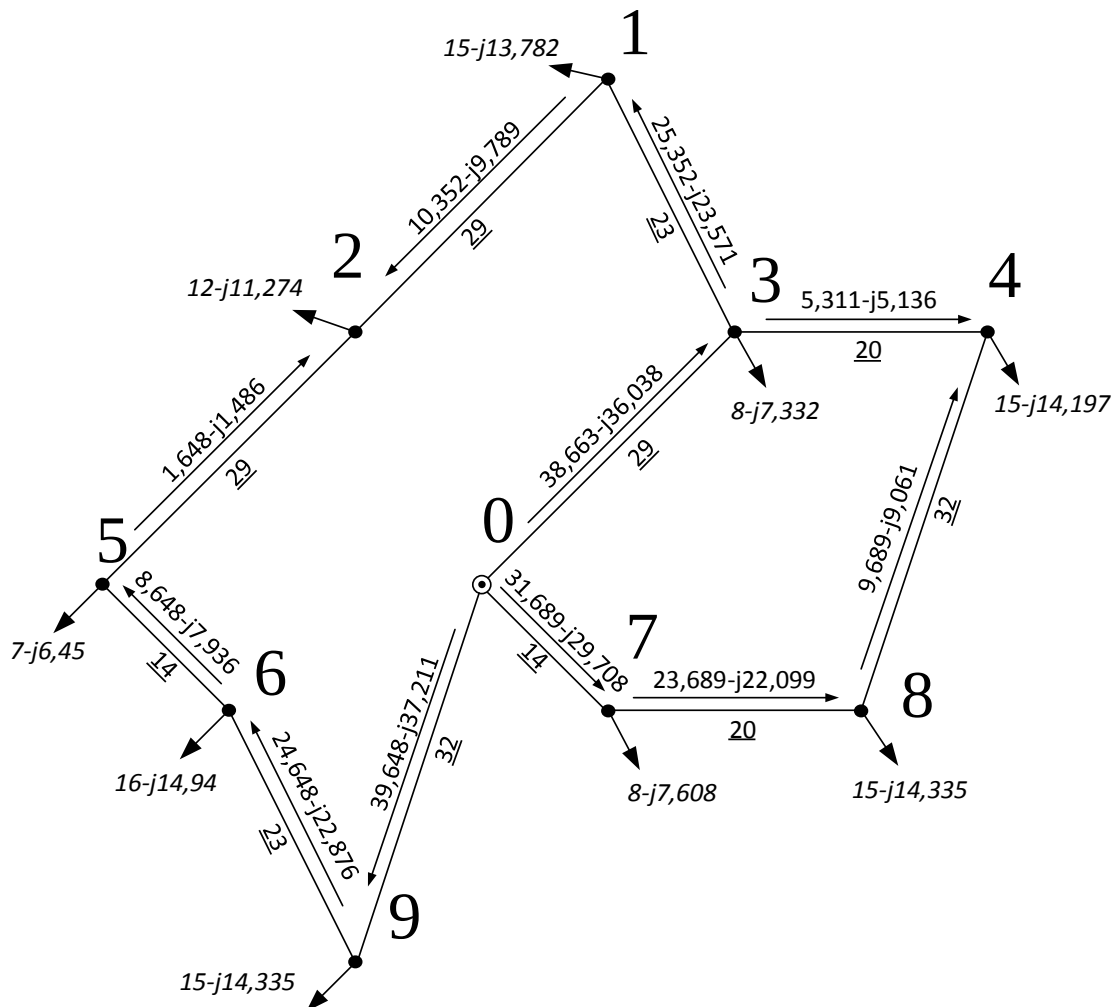


Рисунок 1.10 – Результати розрахунку потокорозподілу при відключенні лінії 0-2

Визначимо рівні напруги в пунктах у післяаварійному режимі. Значення опорів візьмемо з таблиці 1.18.

Значення напруги у пункті № 1:

$$U_3 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{03} \cdot r'_{03} - Q_{03} \cdot x'_{03})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (38,663 \cdot 3,422 + 36,038 \cdot 11,6)} = 110,11 \text{ кВ};$$

Напруга у 3-ому пункті входить в регульовальну межу РПН, а саме $U_{\min 3} = 97,671 < U_3 = 110,11 < U_{\max 3} = 132,842 \text{ кВ}$. Так як розрахунки для остальных пунктів аналогічні, отримані результати наведемо у табл. 1.20.

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

Таблиця 1.20 – Перевірка технічних вимог режиму напруги

Пункт №	Регулювальні межі трансформаторів		$U_{\text{max.роб}}$, кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ		
1	98,641	133,813	126	105,823
2	97,879	133,051		103,528
3	97,671	132,842		110,11
4	99,523	134,694		109,327
5	97,104	132,275		104,319
6	99,581	134,752		105,231
7	98,619	133,79		113,082
8	98,583	133,754		107,046
9	99,817	134,988		109,421

Всі обрані перерізи проводів електричної мережі відповідають технічним вимогам післяаварійного режиму. Для подальшого розрахунку приймаємо обрані перерізи проводів.

Таблиця 1.21 – Обрані типи проводів і перерізи ПЛ

Ділянка	Тип проводу	Ділянка	Тип проводу
0-2	АС-240/32	3-4	АС-70/11
0-3	АС-240/32	8-4	АС-70/11
0-7	АС-240/32	7-8	АС-240/32
0-9	АС-240/32	9-6	АС-70/11
2-1	АС-70/11	5-6	АС-70/11
3-1	АС-70/11	2-5	АС-70/11

1.8 Визначення параметрів Z – схеми

Діаметри проводів для обраних перерізів:

$$d_{70} = 11,4 \text{ мм};$$

$$d_{240} = 21,6 \text{ мм}.$$

Площа проводів поперечного перерізу для алюмінієвих жил:

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

$$F_{240} = 24 \cdot \pi \cdot \frac{3,6^2}{4} = 244,39 \text{ мм}^2;$$

Розрахуємо погонні параметри схеми заміщення ЛЕП, активний та реактивний опір і активну та ємнісну провідність.

$$r_{070} = \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28,5}{68,047} = 0,419 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

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

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

$$b_{070} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,576 \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}.$$

Таблиця 1.22 – Характеристика і марка проводів різного типу

Марка проводу	АС-70/11	АС-240/32
$r_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	0,419	0,117
$x_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	0,44	0,4
$g_0, \frac{\text{См}}{\text{км}}$	$6,612 \cdot 10^{-9}$	$6,612 \cdot 10^{-9}$
$b_0, \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}$	2,576	2,844
$I_{\text{дон}}, \text{А}$	265	605

Визначимо параметри лінії 0-2:

$$r_{02} = r_{0240} \cdot L_{02} = 0,117 \cdot 23 = 2,683 \text{ Ом};$$

$$x_{02} = x_{0240} \cdot L_{02} = 0,4 \cdot 23 = 9,196 \text{ Ом};$$

$$g_{02} = g_0 \cdot L_{02} = 6,612 \cdot 10^{-9} \cdot 23 = 0,152 \text{ мкСм};$$

$$b_{02} = b_{0_{240}} \cdot L_{02} = 2,844 \cdot 23 = 65,405 \text{ мкСм}.$$

Таблиця 1.23 – Параметри схеми заміщення всіх ділянок лінії

Ділянка	r , Ом	x , Ом	g , мкСм	b , мкСм
0-2	2,683	9,196	0,152	65,405
0-3	3,383	11,595	0,192	82,467
0-7	1,633	5,598	0,093	39,812
0-9	3,733	12,795	0,212	90,998
2-1	12,146	12,754	0,192	74,69
3-1	9,633	10,116	0,152	59,237
3-4	8,377	8,796	0,132	51,51
8-4	13,403	14,074	0,212	82,417
7-8	2,333	7,997	0,132	56,874
9-6	9,633	10,116	0,152	59,237
5-6	5,864	6,157	0,093	36,057
2-5	12,146	12,754	0,192	74,69

Повний опір та провідність лінії для ділянки 0-2:

$$\underline{Z}_{02} = r_{02} + jx_{02} = 2,683 + j9,196 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{02} = g_{02} + jb_{02} = 0,152 + j65,405 \text{ мкСм}.$$

Таблиця 1.24 – Повний опір і провідність ділянок мережі

Ділянка	$\underline{Z}$, Ом	$\underline{Y}$, мкСм
1	2	3
0-2	2,683+j9,196	0,152+j65,405
0-3	3,383+j11,595	0,195+j82,467
0-7	1,633+j5,598	0,093+j39,812
0-9	3,733+j12,795	0,212+j90,998
2-1	12,146+j12,754	0,192+j74,69
3-1	9,633+j10,116	0,152+j59,237

Закінчення таблиці 1.24

1	2	3
3-4	8,377+j8,796	0,132+j51,51
8-4	13,403+j14,074	0,212+j82,417
7-8	2,333+j7,997	0,132+j56,874
9-6	9,633+j10,116	0,152+j59,237
5-6	5,864+j6,157	0,093+j36,057
2-5	12,146+j12,754	0,192+j74,69

Так як розрахунок мережі проводимо з використанням вузлової моделі, то необхідно розрахувати взаємні та власні алгебраїчні провідності.

Взаємна алгебраїчна провідність для ділянки 0-2:

$$y_{02} = \frac{1}{Z_{02}} = \frac{1}{2,683 + j9,196} = 0,029 - j0,1 \text{ См.}$$

Таблиця 1.25 – Взаємна алгебраїчна провідність всіх ділянок схеми

Ділянка	y, См
0-2	0,029-j0,1
0-3	0,023-j0,079
0-7	0,048-j0,165
0-9	0,021-j0,072
2-1	0,039-j0,041
3-1	0,049-j0,052
3-4	0,057-j0,06
8-4	0,035-j0,037
7-8	0,034-j0,115
9-6	0,049-j0,052
5-6	0,081-j0,085
2-5	0,039-j0,041

Власна алгебраїчна провідність для 1-го вузла:

$$y_{11} = -(y_{12} + y_{13}) = -((0,039 - j0,041) + (0,049 - j0,052)) = -0,089 + j0,093 \text{ См.}$$

Для всіх інших вузлів розрахунок аналогічний, отримані результати приведемо в табл. 1.26.

Таблиця 1.26 – Власна алгебраїчна провідність для вузлів схеми

Вузол	$y, \text{См}$
1	$-0,089+j0,093$
2	$-0,108+j0,182$
3	$-0,129+j0,191$
4	$-0,092+j0,097$
5	$-0,12+j0,126$
6	$-0,13+j0,137$
7	$-0,082+j0,28$
8	$-0,069+j0,153$
9	$-0,07+j0,124$

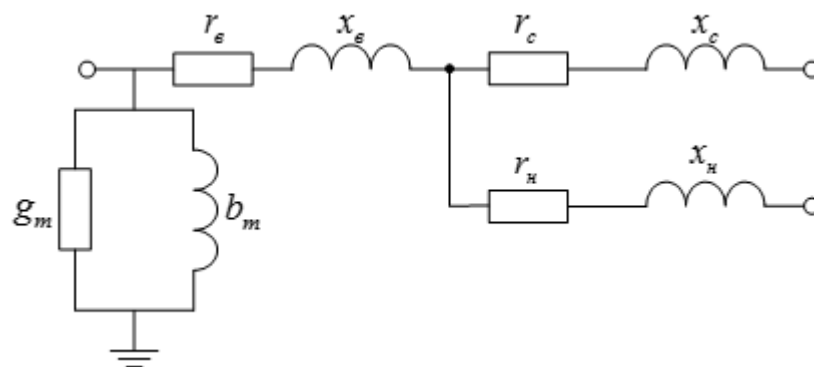


Рисунок 1.11 – Г-подібна схема заміщення триобмоткового трансформатора.

Визначимо параметри триобмоткових трансформаторів рис. 1.11, а саме активний і реактивний опір та активну і індуктивну провідність обмоток трансформаторів на кожній із підстанцій.

Для триобмоткового трансформатора на підстанції № 1:

$$r_{m\phi 1} = \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{\phi H1}^2}{n \cdot S_{ном1}^2} = \frac{100 \cdot 115^2}{2 \cdot 16^2} = 1,292 \text{ Ом};$$

$$x_{m\phi 1} = \frac{U_{к\phi 1} \cdot U_{\phi H1}^2}{n \cdot S_{ном1}} = \frac{0,108 \cdot 115^2}{2 \cdot 16} = 44,428 \text{ Ом};$$

$$x_{mc1} = \frac{U_{кc1} \cdot U_{\phi H1}^2}{n \cdot S_{ном1}} = \frac{0 \cdot 115^2}{2 \cdot 16} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{mn1} = \frac{U_{кн1} \cdot U_{\phi H1}^2}{n \cdot S_{ном1}} = \frac{0,063 \cdot 115^2}{2 \cdot 16} = 25,83 \text{ Ом};$$

$$g_{m1} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx1}}{U_{\text{вн1}}^2} = \frac{2 \cdot 23}{115^2} = 3,478 \text{ мкСм};$$

$$b_{m1} = -\frac{n \cdot I_{xx1} \cdot S_{\text{ном1}}}{U_{\text{вн1}}^2} = -\frac{2 \cdot 0,01 \cdot 16}{115^2} = -24,197 \text{ мкСм}.$$

Таблиця 1.27 – Параметри схем заміщення трансформаторів на всіх ПС

Підстанція №	Триобмотковий трансформатор					
	$r_{\text{в}}, r_{\text{с}}, r_{\text{н}}, \text{Ом}$	$x_{\text{мв}}, \text{Ом}$	$x_{\text{мс}}, \text{Ом}$	$x_{\text{мн}}, \text{Ом}$	$g_{\text{м}}, \text{мкСм}$	$b_{\text{м}}, \text{мкСм}$
1	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197
2	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197
3	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-16,635
4	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197
5	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-16,635
6	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197
7	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-16,635
8	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197
9	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197

Повна провідність трансформатора для підстанції № 1:

$$\underline{Y}_{m1} = g_{m1} + jb_{m1} = 3,478 - j24,197 \text{ мкСм}.$$

Таблиця 1.28 – Повна провідність трансформаторів на підстанціях

Підстанція №	$\underline{Y}_{\text{м}}, \text{мкСм}$
1	3,478-j24,197
2	3,478-j24,197
3	2,571-j16,635
4	3,478-j24,197
5	2,571-j16,635
6	3,478-j24,197
7	2,571-j16,635
8	3,478-j24,197
9	3,478-j24,197

Для спрощення розрахунку перенесем навантаження з шин низької та середньої напруги ПС до високої напруги із врахуванням втрат потужності в опорах та провідностях схеми заміщення трансформаторів – таке навантаження називають приведеним.

Коефіцієнти завантаження обмоток трансформатора для пункту 1:

$$\beta_{вн1} = \frac{\sqrt{P_{\max 1}^2 + Q_{\max 1}^2}}{n \cdot S_{ном1}} = \frac{\sqrt{15^2 + 13,782^2}}{2 \cdot 16} = 0,637;$$

$$\beta_{сн1} = \frac{\sqrt{P_{сн1}^2 + Q_{сн1}^2}}{n \cdot S_{ном1}} = \frac{\sqrt{11^2 + 9,701^2}}{2 \cdot 16} = 0,458;$$

$$\beta_{нн1} = \frac{\sqrt{P_{нн1}^2 + Q_{нн1}^2}}{n \cdot S_{ном1}} = \frac{\sqrt{4^2 + 4,081^2}}{2 \cdot 16} = 0,179.$$

Аналогічно, ми можемо визначити коефіцієнти завантаження інших блоків силових трансформаторів. Результати розрахунків наведені в табл. 1.29

Таблиця 1.29 – Коефіцієнти завантаження блоків трансформаторів

Підстанція №	S_n , МВА	Потік потужності обмотками						Коефіцієнт завантаження обмоток β		
		P , МВт			Q , МВАр			ВН	СН	НН
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
1	16	15	11	4	-13,421	-9,701	-4,081	0,637	0,458	0,179
2	16	12	7	5	-11,274	-6,173	-5,101	0,515	0,292	0,223
3	10	8	6	2	-7,332	-5,292	-2,04	0,543	0,4	0,143
4	16	15	8	7	-14,197	-7,055	-7,141	0,645	0,333	0,313
5	10	7	5	2	-6,45	-4,41	-2,04	0,476	0,333	0,143
6	16	16	10	6	-14,98	-8,819	-6,121	0,684	0,417	0,268
7	10	8	4	4	-7,608	-3,528	-4,081	0,552	0,267	0,286
8	16	14	9	5	-13,038	-7,937	-5,101	0,598	0,375	0,223
9	16	15	7	8	-14,335	-6,173	-8,162	0,648	0,292	0,357

Визначимо активні та реактивні врати потужностей в опорах блоків трансформаторів:

$$\Delta P_{mz1} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз1}}{2} \cdot (\beta_{вн1}^2 + \beta_{сн1}^2 + \beta_{нн1}^2) = \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,637^2 + 0,458^2 + 0,179^2) = 64,717 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mz1} = -n \cdot S_{ном1} \cdot (\beta_{вн1}^2 \cdot U_{кв1} + \beta_{сн1}^2 \cdot U_{кс1} + \beta_{нн1}^2 \cdot U_{кн1}) = -2 \cdot 16 \cdot (0,637^2 \cdot 0,108 - 0,458^2 \cdot 0,0025 + 0,179^2 \cdot 0,063) = -1457,718 \text{ кВАр}.$$

Приведене навантаження ПС №1:

$$S_1 = S_{max1} + (\Delta P_{mz1} + j\Delta Q_{mz1}) = 15 - j13,782 + (0,065 - j1,458) = 15,065 - j15,24 \text{ МВА}.$$

За таким аналогічним алгоритмом здійснюємо розрахунок значень приведених навантажень всіх пунктів електричної мережі. Результати розрахунків представлені в табл. 1.30.

Таблиця 1.30 – Результуюча приведена потужність пунктів

Пункт №	S_{max} , МВА	Втрати активної потужності в опорах трансформаторів		Приведена потужність, S, МВА
		ΔP_{mz} , кВт	ΔQ_{mz} , кВАр	
1	15-j13,782	64,717	-1457,718	15,065-j15,24
2	12-j11,274	39,965	-1010,419	12,04-j12,285
3	8-j7,332	36,085	-658,454	8,036-j7,99
4	15-j14,197	62,532	-1628,248	15,063-j15,825
5	7-j6,45	27,21	-512,498	7,027-j6,962
6	16-j14,94	71,334	-1753,359	16,071-j16,694
7	8-j7,608	34,767	-757,194	8,035-j8,366
8	14-j13,038	54,787	-1329,169	14,055-j14,367
9	15-j14,335	63,302	-1701,292	15,063-j16,036

Знайдемо значення еквівалентних провідностей пунктів електричної мережі:

$$Y_{p0} = 0,5 \cdot (Y_{02} + Y_{03} + Y_{07} + Y_{09}) = 0,5 \cdot ((0,152 + j65,405) + (0,192 + j82,467) + (0,093 + j39,812) + (0,212 + j90,998)) = 0,324 + j139,341 \text{ мкСм};$$

$$Y_{p1} = 0,5 \cdot (Y_{21} + Y_{31}) + Y_{m1} = 0,5 \cdot ((0,192 + j74,69) + (0,152 + j59,237)) + (3,478 - j24,197) = 3,65 + j42,767 \text{ мкСм};$$

$$Y_{p2} = 0,5 \cdot (Y_{02} + Y_{21} + Y_{25}) + Y_{m2} = 0,5 \cdot ((0,152 + j65,405) + (0,192 + j74,69) + (0,192 + j74,69)) + (3,478 - j24,197) = 3,746 + j83,196 \text{ мкСм};$$

$$Y_{p3} = 0,5 \cdot (Y_{31} + Y_{03} + Y_{34}) + Y_{m3} = 0,5 \cdot ((0,152 + j59,237) + (0,192 + j82,467) + (0,132 + j51,51)) + (2,571 - j16,635) = 2,809 + j79,972 \text{ мкСм};$$

$$Y_{p4} = 0,5 \cdot (Y_{34} + Y_{84}) + Y_{m4} = 0,5 \cdot ((0,132 + j51,51) + (0,212 + j82,417)) + (3,478 - j24,197) = 3,65 + j42,767 \text{ мкСм};$$

$$Y_{p5} = 0,5 \cdot (Y_{25} + Y_{56}) + Y_{m5} = 0,5 \cdot ((0,192 + j74,69) + (0,093 + j36,057)) + (2,571 - j16,635) = 2,713 + j38,739 \text{ мкСм};$$

$$Y_{p6} = 0,5 \cdot (Y_{56} + Y_{69}) + Y_{m6} = 0,5 \cdot ((0,093 + j36,057) + (0,152 + j59,237)) + (3,478 - j24,197) = 3,601 + j23,451 \text{ мкСм};$$

$$Y_{p7} = 0,5 \cdot (Y_{78} + Y_{07}) + Y_{m7} = 0,5 \cdot ((0,132 + j56,874) + (0,093 + j39,812)) + (2,571 - j16,635) = 2,683 + j31,708 \text{ мкСм};$$

$$Y_{p8} = 0,5 \cdot (Y_{84} + Y_{78}) + Y_{m8} = 0,5 \cdot ((0,212 + j82,417) + (0,132 + j56,874)) + (3,478 - j24,197) = 3,65 + j45,449 \text{ мкСм};$$

$$Y_{p9} = 0,5 \cdot (Y_{09} + Y_{69}) + Y_{m9} = 0,5 \cdot ((0,212 + j90,998) + (0,152 + j59,237)) + (3,478 - j24,197) = 3,478 - j24,197 \text{ мкСм};$$

1.9 Розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях

На рис. 1.12 зображено розрахункову схему електричної мережі номінальною напругою 110 кВ. Наведено параметри потужностей у незалежних вузлах схеми і рівень напруги в БП, також позначено значення повного повздовжнього опору.

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		46

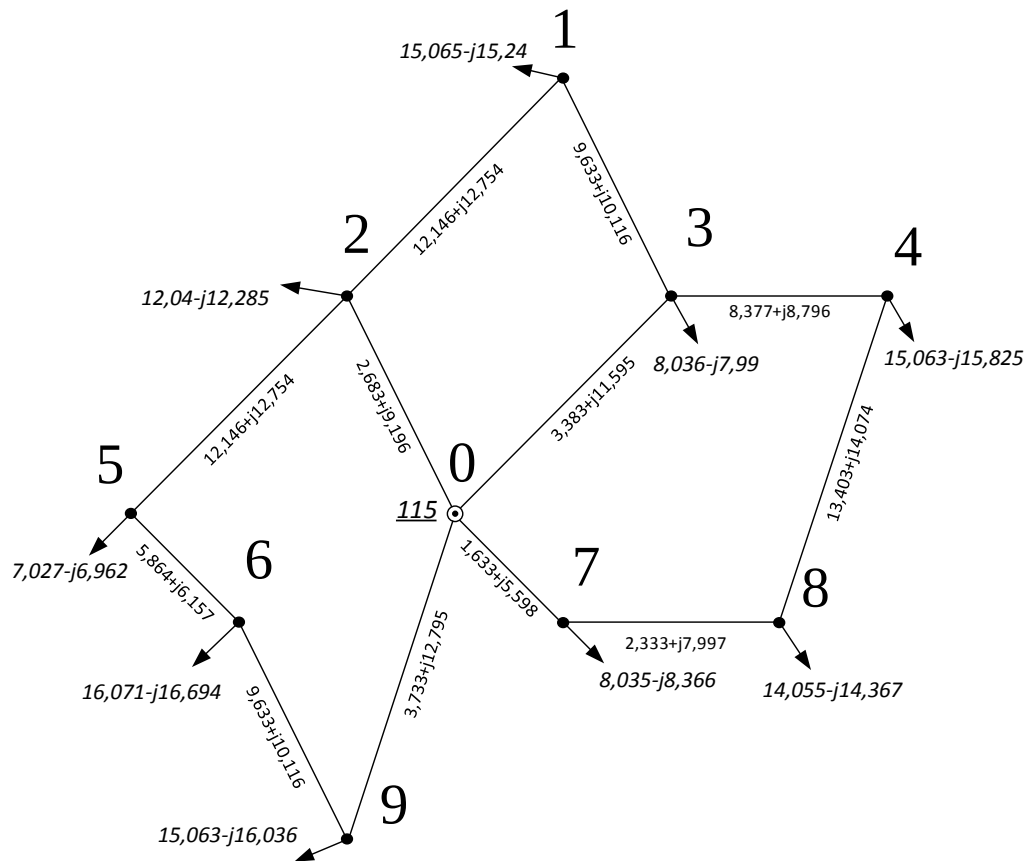


Рисунок 1.12 – Початкова схема мережі в режимі максимальних навантажень

Система рівнянь вузлової моделі усталеного режиму для схеми рис. 1.12:

$$\left\{ \begin{array}{l} y_{11} \cdot U_1 + y_{12} \cdot U_2 + y_{13} \cdot U_3 = \frac{S_{p1}}{\bar{U}_1}; \\ y_{22} \cdot U_2 + y_{21} \cdot U_1 + y_{25} \cdot U_5 = \frac{S_{p2}}{\bar{U}_2} - y_{20} \cdot U_0; \\ y_{33} \cdot U_3 + y_{31} \cdot U_1 + y_{34} \cdot U_4 = \frac{S_{p3}}{\bar{U}_3} - y_{30} \cdot U_0; \\ y_{44} \cdot U_4 + y_{43} \cdot U_3 + y_{48} \cdot U_8 = \frac{S_{p4}}{\bar{U}_4}; \\ y_{55} \cdot U_5 + y_{52} \cdot U_2 + y_{56} \cdot U_6 = \frac{S_{p5}}{\bar{U}_5}; \\ y_{66} \cdot U_6 + y_{65} \cdot U_5 + y_{69} \cdot U_9 = \frac{S_{p6}}{\bar{U}_6}; \\ y_{77} \cdot U_7 + y_{78} \cdot U_8 = \frac{S_{p7}}{\bar{U}_7} - y_{70} \cdot U_0; \\ y_{88} \cdot U_8 + y_{84} \cdot U_4 + y_{87} \cdot U_7 = \frac{S_{p8}}{\bar{U}_8}; \\ y_{99} \cdot U_9 + y_{96} \cdot U_6 = \frac{S_{p9}}{\bar{U}_9} - y_{90} \cdot U_0; \end{array} \right.$$

Прийmemo початкові напруги в пунктах схеми:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = U_7^{(0)} = U_8^{(0)} = U_9^{(0)} = U_n = 110 \text{ кВ}.$$

Точність ітераційного розрахунку: $\varepsilon = 0,001 \text{ МВА}$.

Перша ітерація

Розрахункова потужність в пункті №1:

$$S_{p1} = S_1 + Y_{p1} \cdot \left(|U_1^{(0)}| \right)^2 = (15,065 - j15,24) + (3,65 + j42,767) \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 15,11 - j14,72 \text{ МВА}.$$

За таким аналогічним алгоритмом здійснюємо розрахунок значень розрахункових потужностей у всіх пунктах електричної мережі. Результати розрахунків представлені в табл. 1.31.

Таблиця 1.31 – Розрахункові потужності пунктів на першій ітерації

Пункт №	S_p , МВА
1	15,11-j14,72
2	12,09-j11,28
3	8,07-j7,02
4	15,11-j15,31
5	7,06-j6,49
6	16,11-j16,41
7	8,07-j7,98
8	14,1-j13,82
9	15,11-j15,42

Рівні напруги в пунктах:

$$U_1^{(1)} = \frac{1}{y_{11}} \cdot \left[\frac{S_{p1}}{\bar{U}_1^{(0)}} - (y_{12} \cdot U_2^{(0)} + y_{13} \cdot U_3^{(0)}) \right] =$$

$$= \frac{1}{-0,089 + j0,093} \cdot \left[\frac{15,109 - j14,722}{110} - (0,039 - j0,041) \cdot 110 - (0,049 - j0,052) \cdot 110 \right] =$$

$$= 108,507 - j0,056 = 108,51 e^{-0,03^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_2^{(1)} = \frac{1}{y_{22}} \cdot \left[\frac{S_{p2}}{\bar{U}_2^{(0)}} - (y_{20} \cdot U_0 + y_{21} \cdot U_1^{(1)} + y_{25} \cdot U_5^{(0)}) \right];$$

$$U_3^{(1)} = \frac{1}{y_{33}} \cdot \left[\frac{S_{p3}}{\bar{U}_3^{(0)}} - \left(y_{30} \cdot U_0 + y_{31} \cdot U_1^{(1)} + y_{34} \cdot U_4^{(0)} \right) \right];$$

$$U_4^{(1)} = \frac{1}{y_{44}} \cdot \left[\frac{S_{p4}}{\bar{U}_4^{(0)}} - \left(y_{43} \cdot U_3^{(1)} + y_{48} \cdot U_8^{(0)} \right) \right];$$

$$U_5^{(1)} = \frac{1}{y_{55}} \cdot \left[\frac{S_{p5}}{\bar{U}_5^{(0)}} - \left(y_{52} \cdot U_2^{(1)} + y_{56} \cdot U_6^{(0)} \right) \right];$$

$$U_6^{(1)} = \frac{1}{y_{66}} \cdot \left[\frac{S_{p6}}{\bar{U}_6^{(0)}} - \left(y_{65} \cdot U_5^{(1)} + y_{69} \cdot U_9^{(0)} \right) \right];$$

$$U_7^{(1)} = \frac{1}{y_{77}} \cdot \left[\frac{S_{p7}}{\bar{U}_7^{(0)}} - \left(y_{70} \cdot U_0 + y_{78} \cdot U_8^{(0)} \right) \right];$$

$$U_8^{(1)} = \frac{1}{y_{88}} \cdot \left[\frac{S_{p8}}{\bar{U}_8^{(0)}} - \left(y_{84} \cdot U_4^{(1)} + y_{87} \cdot U_7^{(1)} \right) \right];$$

$$U_9^{(1)} = \frac{1}{y_{99}} \cdot \left[\frac{S_{p9}}{\bar{U}_9^{(0)}} - \left(y_{90} \cdot U_0 + y_{96} \cdot U_6^{(1)} \right) \right].$$

Модуль небалансу потужності у пункті №1:

$$\begin{aligned} \delta S_1^{(1)} &= \left| S_{p1} - \left(y_{14} \cdot U_4 + y_{12} \cdot U_2^{(1)} + y_{11} \cdot U_1^{(1)} \right) \cdot \bar{U}_1^{(1)} \right| = \\ &= \left| (15,109 - j14,722) - \left[(0,039 - j0,041) \cdot (111,322 - j0,913) + (0,049 - j0,052) \cdot \right. \right. \\ &\quad \left. \left. \cdot (110,847 - j0,752) + (0,049 - j0,052) \cdot (108,507 - j0,056) \right] \right| \cdot \\ &\quad \cdot (108,507 + j0,056) = 18,432 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

За таким аналогічним алгоритмом здійснюємо розрахунок інших пунктів, отримані результати наведемо в табл. 1.32.

Таблиця 1.32 – Модулі небалансів потужностей пунктів на першій ітерації

Пункт №	δS , МВА
1	2
1	18,432
2	1,956
3	9,565
4	6,511
5	15,116

Закінчення таблиці 1.32

1	2
6	10,711
7	16,110
8	0,214
9	0,274

Критерій для завершення процесу ітерацій:

$$\varepsilon^{(1)} = \max[\delta S_1^{(1)}, \delta S_2^{(1)}, \delta S_3^{(1)}, \delta S_4^{(1)}, \delta S_5^{(1)}, \delta S_6^{(1)}, \delta S_7^{(1)}, \delta S_8^{(1)}, \delta S_9^{(1)}] =$$

$$= 18,432 \text{ MBA} > \varepsilon = 0,001 \text{ MBA}$$

Так як точність не досягнута ми переходимо до наступної ітерації.
Розрахунки на інших ітераціях аналогічні, запишемо їх в табл. 1.33.

Таблиця 1.33 – Ітераційний розрахунок всіх параметрів режиму

Ітерація №	Рівень напруги в пунктах, U_s , кВ				ε , MBA
1	2				3
1	1	108,507-j0,056	5	109,931-j0,33	18,432
	2	111,322-j0,913	6	108,852-j0,222	
	3	110,847-j0,752	7	112,632-j0,172	
	4	109,06-j0,489	8	110,628-j1,013	
			9	110,698-j1,207	
2	1	109,543-j0,878	5	109,264-j0,555	7,919
	2	111,651-j1,148	6	108,69-j0,817	
	3	110,906-j1,175	7	112,898-j0,585	
	4	109,325-j1,132	8	110,92-j1,481	
			9	110,696-j1,501	
3	1	109,736-j1,207	5	109,123-j1,011	5,078
	2	111,563-j1,319	6	108,599-j1,205	
	3	111,114-j1,475	7	113,018-j0,776	
	4	109,568-j1,488	8	111,093-j1,703	
			9	110,698-j1,697	

Закінчення таблиці 1.33

1	2				3
25	1	110,196-j1,896	5	109,219-j1,977	0,002
	2	111,799-j1,841	6	108,72-j2,008	
	3	111,597-j1,885	7	113,219-j0,951	
	4	110,063-j1,896	8	111,406-j1,911	
			9	110,855-j2,067	
26	1	110,196-j1,896	5	109,22-j1,977	0,0014
	2	111,799-j1,841	6	108,72-j2,007	
	3	111,597-j1,885	7	113,219-j0,951	
	4	110,063-j1,896	8	111,406-j1,911	
			9	110,855-j2,067	
27	1	110,196-j1,896	5	109,22-j1,977	0,00095
	2	111,799-j1,841	6	108,72-j2,007	
	3	111,597-j1,885	7	113,219-j0,951	
	4	110,063-j1,896	8	111,406-j1,911	
			9	110,855-j2,067	

Після виконання 27-ої ітерації, була досягнута інженерна точність. Наведемо значення розрахункових потужностей і модулів небалансів у табл. 1.34.

Таблиця 1.34 – Розрахункові потужності і модулі небалансів потужностей на 27-ій ітерації

Пункт №	S_p , МВА	δS , МВА
1	15,11-j14,72	$5,131 \cdot 10^{-4}$
2	12,09-j11,24	$5,514 \cdot 10^{-4}$
3	8,07-j6,99	$2,208 \cdot 10^{-4}$
4	15,11-j15,31	$6,596 \cdot 10^{-5}$
5	7,06-j6,5	$9,528 \cdot 10^{-4}$
6	16,11-j16,42	$2,845 \cdot 10^{-4}$
7	8,07-j7,96	$1,678 \cdot 10^{-4}$
8	14,10-j13,8	$2,193 \cdot 10^{-6}$
9	15,11-j15,41	$7,224 \cdot 10^{-6}$

Рівні напруг у вузлах схеми, у режимі максимальних навантажень будуть:

$$U_{.м1} = 110,196 - j1,896 = 110,21e^{-j0,99^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{.м2} = 111,799 - j1,841 = 111,81e^{-j0,94^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{.м3} = 111,597 - j1,885 = 111,61e^{-j0,97^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{.м4} = 110,063 - j1,896 = 110,08e^{-j0,99^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{.м5} = 109,22 - j1,977 = 109,24e^{-j1,04^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{.м6} = 108,72 - j2,007 = 108,74e^{-j1,06^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{.м7} = 113,219 - j0,951 = 113,22e^{-j0,48^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{.м8} = 111,406 - j1,911 = 111,42e^{-j0,98^\circ} \text{ кВ};$$

$$U_{.м9} = 110,855 - j2,067 = 110,87e^{-j1,07^\circ} \text{ кВ}.$$

Визначимо лінійні струми ділянок мережі та їх модулі фазних струмів:

$$J_{02} = (U_0 - U_{.м2}) \cdot y_{02} = (115 - (111,799 - j1,841)) \cdot (0,029 - j0,1) = 278,1 - j266,9 \text{ А};$$

$$\frac{|J_{02}|}{\sqrt{3}} = \frac{385,431}{\sqrt{3}} = 222,529 < I_{дон240/32} = 605 \text{ А}.$$

Розрахунок для всіх ділянок аналогічний, наведемо їх у табл. 1.35.

Таблиця 1.35 – Лінійні струми і модулі фазних струмів

Ділянка	Лінійний струм, А	Модуль фазного струму, А	Допустимий струм, А
0-2	278,1-j266,9	222,527	605
0-3	228,7-j226,8	185,95	605
0-7	242,2-j247,5	199,928	605
0-9	236-j255,1	200,63	605
2-1	65-j63,8	52,604	265
3-1	69,7-j72,1	57,909	265
3-4	87,7-j90,8	72,895	265
8-4	47,1-j50,6	39,906	265
7-8	171,5-j176,6	142,136	605
9-6	102,3-j113,6	88,267	265
5-6	43,1-j40,1	33,966	265
2-5	106,6-j100,7	84,686	265

Потокорозподіл потужностей для ділянки 0-2:

$$S_{02}^n = J_{02} \cdot \bar{U}_0 = (278,1 - j266,9) \cdot 115 = 31,98 - j30,69 \text{ МВА};$$

$$S_{02}^n = J_{02} \cdot \bar{U}_{м2} = (278,1 - j266,9) \cdot (111,799 + j1,841) = 31,58 - j29,33 \text{ МВА}.$$

Потокорозподіл за іншими ділянками визначається аналогічно, запишемо його в табл. 1.36.

Таблиця 1.36 – Потокорозподіл потужностей у схемі мережі

Ділянка	S_{ij}^n , МВА	S_{ij}^k , МВА
0-2	31,98-j30,69	31,58-j29,33
0-3	26,30-j26,08	25,95-j24,88
0-7	27,85-j28,46	27,65-j27,79
0-9	27,14-j29,34	26,69-j27,79
2-1	7,39-j7,01	7,29-j6,91
3-1	7,92-j7,91	7,82-j7,81
3-4	9,96-j9,97	9,83-j9,83
8-4	5,34-j5,55	5,28-j5,48
7-8	19,59-j19,83	19,44-j19,35
9-6	11,58-j12,38	11,35-j12,15
5-6	4,78-j4,29	4,76-j4,27
2-5	12,10-j11,07	11,84-j10,79

Перевірка виконання першого з. Кірхгофа у пунктах схеми.

Пункт №1:

$$S_{21}^k + S_{31}^k - S_{p1} = (7,29 - j6,91) + (7,82 - j7,81) - (15,109 - j14,72) = 0 \text{ МВА}.$$

Пункт №2:

$$-S_{21}^n - S_{25}^n + S_{02}^k - S_{p2} = -(7,39 - j7,01) - (12,1 - j11,07) + (31,58 - j29,33) - (12,087 - j11,245) = 0 \text{ МВА}.$$

Пункт №3:

$$S_{03}^{\kappa} - S_{31}^n - S_{34}^n - S_{p3} = (25,95 - j24,88) - (7,92 - j7,91) - (9,96 - j9,97) - (8,071 - j6,994) = 0 \text{ MBA.}$$

Пункт №4:

$$S_{84}^{\kappa} + S_{34}^{\kappa} - S_{p4} = (5,28 - j5,48) + (9,83 - j9,83) - (15,11 - j15,31) = 0 \text{ MBA.}$$

Пункт №5:

$$S_{25}^{\kappa} - S_{56}^n - S_{p5} = (11,84 - j10,79) - (4,78 - j4,29) - (7,06 - j6,5) = 0 \text{ MBA.}$$

Пункт №6:

$$S_{56}^{\kappa} + S_{96}^{\kappa} - S_{p6} = (4,76 - j4,27) + (11,35 - j12,15) - (16,144 - j16,416) = 0 \text{ MBA.}$$

Пункт №7:

$$S_{07}^{\kappa} - S_{78}^n - S_{p7} = (27,65 - j27,79) - (19,59 - j19,83) - (8,069 - j7,959) = 0 \text{ MBA.}$$

Пункт №8:

$$S_{78}^{\kappa} - S_{84}^n - S_{p8} = (19,44 - j19,35) - (5,34 - j5,55) - (14,1 - j13,803) = 0 \text{ MBA.}$$

Пункт №9:

$$S_{09}^{\kappa} - S_{96}^n - S_{p9} = (26,69 - j27,79) - (11,58 - j12,38) - (15,108 - j15,41) = 0 \text{ MBA.}$$

Перевірка виконання другого з. Кірхгофа у контурах схеми.

I-ий контур:

$$\begin{aligned} J_{02} \cdot Z_{02} + J_{21} \cdot Z_{21} - J_{31} \cdot Z_{31} - J_{03} \cdot Z_{03} = \\ = (278,1 - j266,9) \cdot (2,683 + j9,196) + (65 - j63,8) \cdot (12,146 + j12,754) - \\ - (69,7 - j72,1) \cdot (9,633 + j10,116) - (228,7 - j226,8) \cdot (3,383 + j11,595) = 0 \text{ KB.} \end{aligned}$$

II-ий контур:

$$\begin{aligned} J_{03} \cdot Z_{03} + J_{34} \cdot Z_{34} - J_{84} \cdot Z_{84} - J_{78} \cdot Z_{78} - J_{07} \cdot Z_{07} = (228,7 - j226,8) \cdot (3,383 + j11,595) + \\ + (87,7 - j90,8) \cdot (8,377 + j8,796) - (47,1 - j50,6) \cdot (13,403 + j14,074) - \\ - (171,5 - j176,6) \cdot (2,333 + j7,997) - (242,2 - j247,5) \cdot (1,633 + j5,598) = 0 \text{ KB.} \end{aligned}$$

III-ий контур:

$$\begin{aligned} J_{09} \cdot Z_{09} + J_{96} \cdot Z_{96} - J_{56} \cdot Z_{56} - J_{25} \cdot Z_{25} - J_{02} \cdot Z_{02} = (236 - j255,1) \cdot (3,733 + j12,795) + \\ + (102,3 - j113,6) \cdot (9,633 + j10,116) - (43,1 - j40,1) \cdot (5,864 + j6,157) - \\ - (106,6 - j100,7) \cdot (12,146 + j12,754) - (278,1 - j266,9) \cdot (2,683 + j9,196) = 0 \text{ KB.} \end{aligned}$$

Сумарні втрати потужності у мережі за даними втратами потужності на ділянках. Спершу потрібно визначити втрати потужності в лініях опорів ділянок:

$$\begin{aligned}\Delta S_z = & (S_{02}^n - S_{02}^k) + (S_{03}^n - S_{03}^k) + (S_{07}^n - S_{07}^k) + (S_{09}^n - S_{09}^k) + (S_{21}^n - S_{21}^k) + \\ & + (S_{31}^n - S_{31}^k) + (S_{34}^n - S_{34}^k) + (S_{84}^n - S_{84}^k) + (S_{78}^n - S_{78}^k) + (S_{96}^n - S_{96}^k) + (S_{56}^n - S_{56}^k) + \\ & + (S_{25}^n - S_{25}^k) = ((31,98 - j30,69) - (31,58 - j29,33)) + ((26,3 - j26,08) - \\ & - (25,95 - j24,88)) + ((27,85 - j28,46) - (27,65 - j27,79)) + ((27,14 - j29,34) - \\ & - (26,69 - j27,79)) + ((7,39 - j7,01) - (7,29 - j6,91)) + ((7,92 - j7,91) - \\ & - (7,82 - j7,81)) + ((9,96 - j9,97) - (9,83 - j9,83)) + ((5,34 - j5,55) - (5,28 - j5,48)) + \\ & + ((19,59 - j19,83) - (19,44 - j19,35)) + ((11,58 - j12,38) - (11,35 - j12,15)) + \\ & + ((4,78 - j4,29) - (4,76 - j4,27)) + ((12,1 - j11,07) - (11,84 - j10,79)) = \\ & = 2,440 - j6,217 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Далі визначимо втрати потужності у розрахункових провідностях пунктів мережі:

$$\begin{aligned}\Delta S_y = & Y_{p0} \cdot (|U_0|)^2 + Y_{p1} \cdot (|U_{m1}|)^2 + Y_{p2} \cdot (|U_{m2}|)^2 + Y_{p3} \cdot (|U_{m3}|)^2 + Y_{p4} \cdot (|U_{m4}|)^2 + \\ & + Y_{p5} \cdot (|U_{m5}|)^2 + Y_{p6} \cdot (|U_{m6}|)^2 + Y_{p7} \cdot (|U_{m7}|)^2 + Y_{p8} \cdot (|U_{m8}|)^2 + Y_{p9} \cdot (|U_{m9}|)^2 = \\ & = (0,324 + j139,341) \cdot 115^2 + (3,65 + j42,767) \cdot 110,212^2 + (3,746 + j83,196) \cdot 111,815^2 + \\ & + (2,809 + j79,972) \cdot 111,613^2 + (3,65 + j42,767) \cdot 110,079^2 + \\ & + (2,713 + j38,739) \cdot 109,238^2 + (3,601 + j23,451) \cdot 108,739^2 + \\ & + (2,683 + j31,708) \cdot 113,223^2 + (3,65 + j45,449) \cdot 111,423^2 + \\ & + (3,66 + j50,921) \cdot 110,874^2 = 0,374 + j7,253 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Сумарні втрати потужності у мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = \Delta S_z + \Delta S_y = (2,44 - j6,217) + (0,374 + j7,253) = 2,814 + j1,036 \text{ МВА}.$$

Потужність балансуєного пункту:

$$\begin{aligned}S_{\text{он}} = & S_{02}^n + S_{03}^n + S_{07}^n + S_{09}^n + Y_{p0} \cdot (|U_0|^2) = (31,98 - j30,69) + (26,3 - j26,08) + \\ & + (27,85 - j28,46) + (27,14 - j29,34) + (0,324 + j139,341) \cdot 115^2 = \\ & = 113,271 - j112,729 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Сумарна потужність навантаження:

$$S_{\Sigma} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7 + S_8 + S_9 = 110,455 - 113,766 \text{ МВА}.$$

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		55

Сумарні втрати потужності у мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\text{он}} - S_{\Sigma} = (113,271 - j112,729) - (110,455 - j113,766) = 2,816 + j1,036 \text{ МВА.}$$

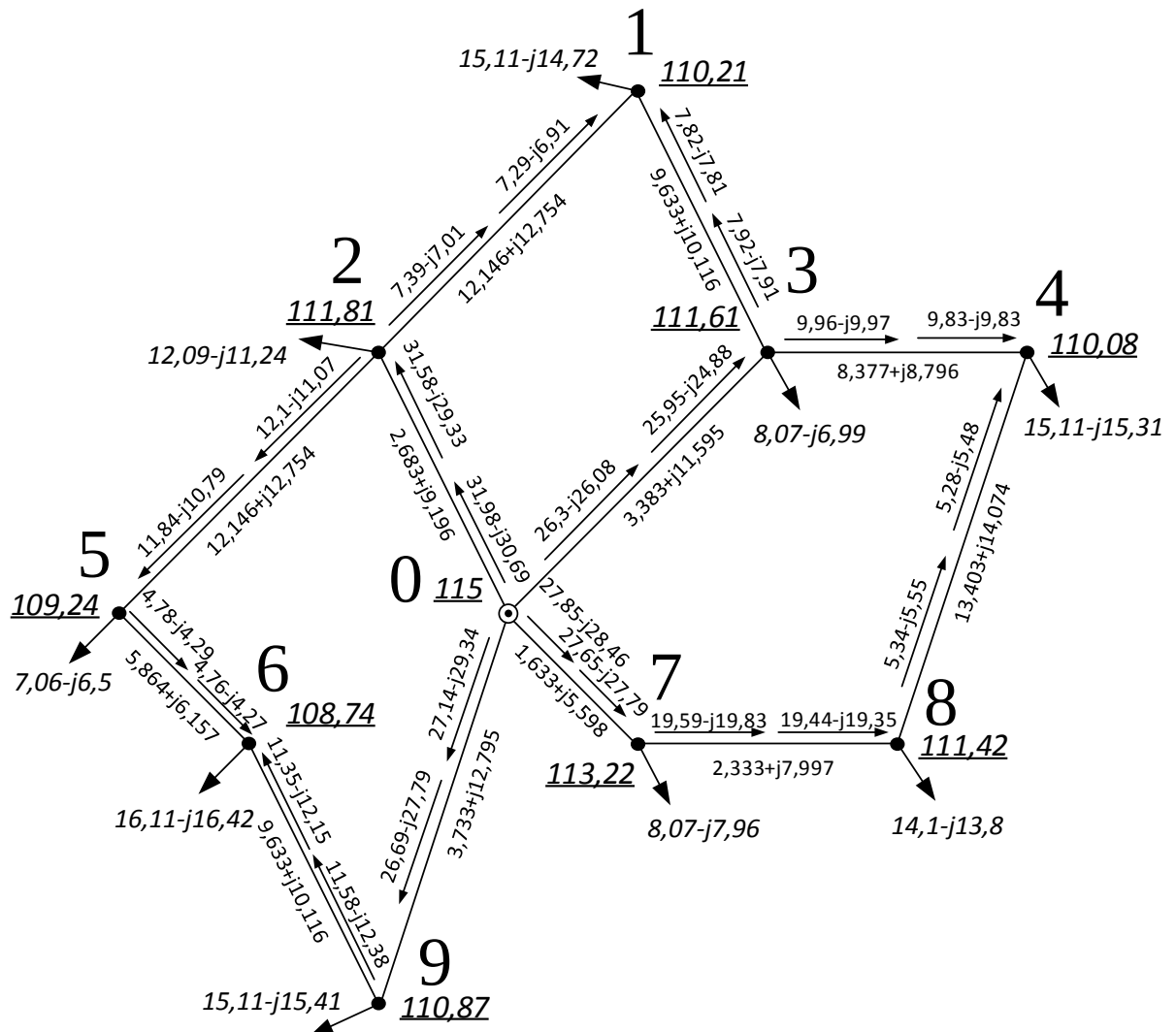


Рисунок 1.13 –Результуюча схема мережі у режимі максимальних навантажень

1.10 Розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

Розрахуємо режим аварійного відключення найбільш завантаженої лінії. Вимкнемо найбільш завантажену ділянку 0-2 як показано на рис. 1.14.

Виконаємо перерахунок розрахункових і алгебраїчних провідностей із урахуванням вимкненої ділянки:

$$Y'_{p0} = 0,5 \cdot (Y_{03} + Y_{07} + Y_{09}) = 0,5 \cdot ((0,192 + j82,467) + (0,093 + j39,812) + (0,212 + j90,998)) = 0,248 + j106,639 \text{ мкСм;}$$

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

$$Y'_{p2} = 0,5 \cdot (Y_{21} + Y_{25}) + Y_{m2} = 0,5 \cdot ((0,192 + j74,69) + (0,192 + j74,69)) + (3,478 - j24,197) = 3,67 + j50,493 \text{ мкСм};$$

$$y'_{22} = -(y_{21} + y_{25}) = -((0,039 - j0,041) + (0,039 - j0,041)) = -0,078 + j0,082 \text{ См}.$$

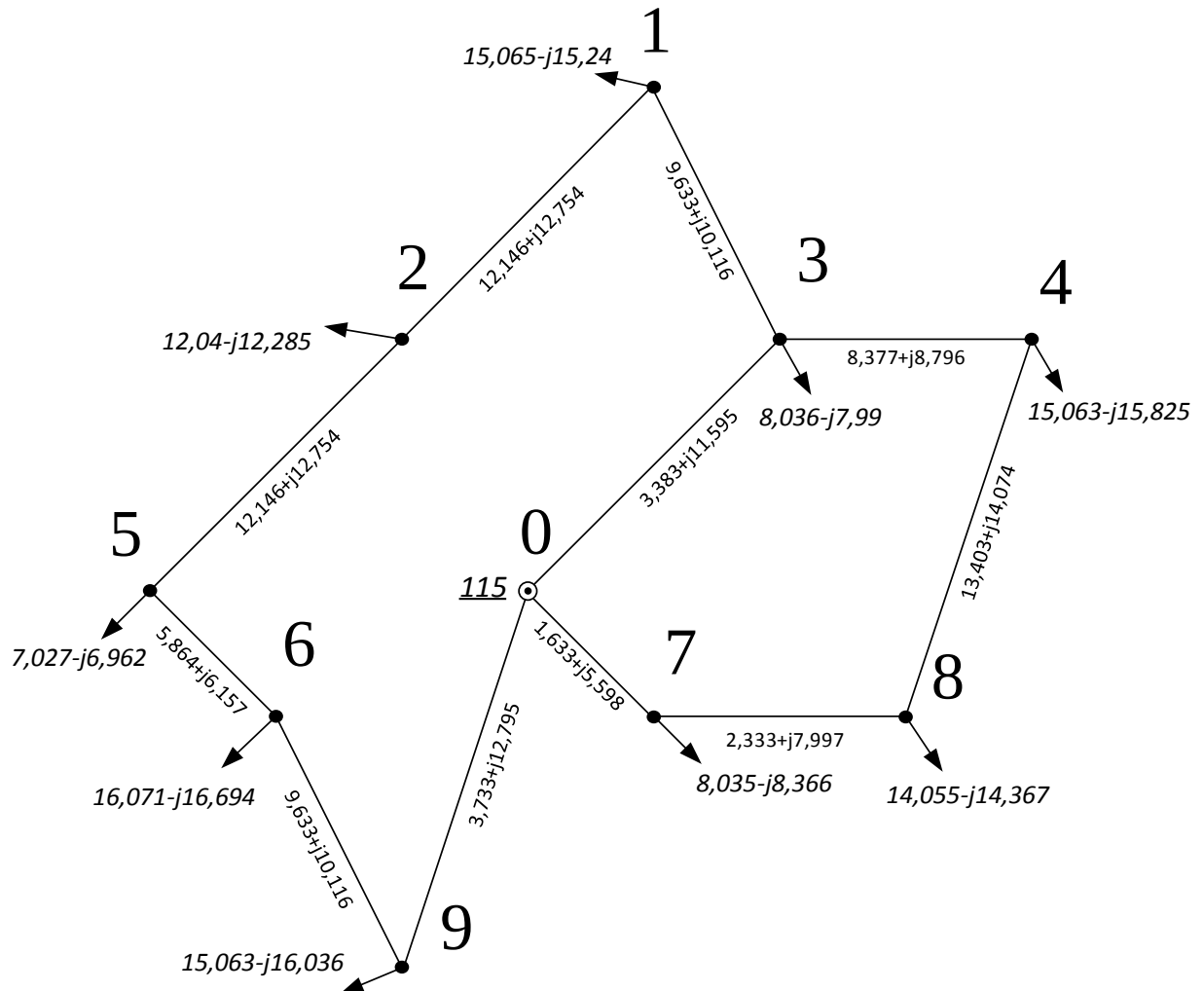


Рисунок 1.14 – Початкова схема мережі після аварійного режиму

Розрахунок для післяаварійного режиму розраховується так само як і в режиму максимальних навантажень. Результати приведемо в табл. 1.37-1.40.

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

Таблиця 1.37 – Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація №	Рівень напруги в пунктах, U_s , кВ				ε , МВА
1	1	108,507-j0,056	5	108,82-j0,06	23,64
	2	107,91-j0,084	6	108,162-j0,055	
	3	110,847-j0,752	7	112,632-j0,172	
	4	109,06-j0,489	8	110,628-j1,013	
			9	110,341-j1,21	
2	1	108,033-j0,511	5	107,297-j0,18	12,628
	2	107,056-j0,341	6	107,325-j0,586	
	3	110,426-j1,14	7	112,898-j0,585	
	4	109,029-j1,11	8	110,832-j1,505	
			9	109,998-j1,555	
3	1	107,414-j0,835	5	106,372-j0,609	10,244
	2	105,973-j0,559	6	106,611-j0,978	
	3	110,276-j1,49	7	112,982-j0,786	
	4	109,015-j1,506	8	110,907-j1,768	
			9	109,692-j1,829	
43	1	104,715-j2,95	5	102,749-j3,129	0,0015
	2	102,281-j3,051	6	103,771-j3,141	
	3	109,461-j2,85	7	112,985-j1,158	
	4	108,51-j2,671	8	110,84-j2,413	
			9	108,547-j3,212	
44	1	104,715-j2,951	5	102,749-j3,129	0,0012
	2	102,282-j3,051	6	103,771-j3,141	
	3	109,461-j2,85	7	112,985-j1,158	
	4	108,51-j2,671	8	110,84-j2,413	
			9	108,547-j3,212	
45	1	104,715-j2,951	5	102,749-j3,129	0,00096
	2	102,282-j3,051	6	103,771-j3,142	
	3	109,461-j2,85	7	112,985-j1,158	
	4	108,51-j2,671	8	110,84-j2,413	
			9	108,547-j3,212	

Таблиця 1.38 – Розрахункові значення потужності і модулі небалансів пунктів на 45-й ітерації

Пункт №	S_p , МВА	δS , МВА
1	2	3
1	15,10-j14,77	$8,743 \cdot 10^{-4}$
2	12,08-j11,76	$5,694 \cdot 10^{-4}$
3	8,07-j7,03	$2,726 \cdot 10^{-4}$

Закінчення таблиці 1.38

4	15,11-j15,32	$8,196 \cdot 10^{-5}$
5	7,06-j6,55	$9,592 \cdot 10^{-4}$
6	16,11-j16,44	$2,89 \cdot 10^{-4}$
7	8,07-j7,96	$1,967 \cdot 10^{-4}$
8	14,10-j13,81	$2,584 \cdot 10^{-6}$
9	15,11-j15,44	$7,89 \cdot 10^{-6}$

Таблиця 1.39 – Лінійні струми і модулі фазних струмів

Ділянка	Лінійний струм, А	Модуль фазного струму, А	Допустимий струм, А
0-3	354,9-j374,1	297,724	605
0-7	287,4-j276,1	230,119	605
0-9	367-j397,3	312,238	605
1-2	99,4-j96,1	79,829	265
3-1	239,6-j241,1	196,238	265
3-4	43,4-j66,9	46,012	265
8-4	92,3-j77,7	69,643	265
7-8	216,7-j205	172,221	605
9-6	232,1-j251,1	197,411	265
6-5	81,8-j88,1	69,403	265
5-2	15,1-j22,3	15,545	265

Таблиця 1.40 – Потокорозподіл потужностей у схемі мережі

Ділянка	S_{ij}^n , МВА	S_{ij}^k , МВА
0-3	40,82-j43,02	39,92-j39,94
0-7	33,05-j31,76	32,79-j30,87
0-9	42,20-j45,69	41,11-j41,94
1-2	10,69-j9,77	10,46-j9,53
3-1	26,91-j25,71	25,80-j24,54
3-4	4,94-j7,20	4,88-j7,14
8-4	10,42-j8,39	10,22-j8,18
7-8	24,73-j22,91	24,52-j22,19
9-6	26-j26,51	24,88-j25,32
6-5	8,77-j8,88	8,68-j8,79
5-2	1,63-j2,24	1,62-j2,23

Перевірку на допустимі відхилення напруги наведемо в табл 1.41.

Таблиця 1.41 – Перевірка на виконання технічних вимог режиму напруги

Пункт №	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max \text{ роб }}, \text{ кВ}$	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min}, \text{ кВ}$	$U_{\max}, \text{ кВ}$		
1	98,641	133,813	126	104,76
2	97,879	133,051		102,33
3	97,671	132,842		109,5
4	99,523	134,694		108,54
5	97,104	132,275		102,8
6	99,581	134,752		103,82
7	98,619	133,79		112,99
8	98,583	133,754		110,87
9	99,817	134,988		108,59

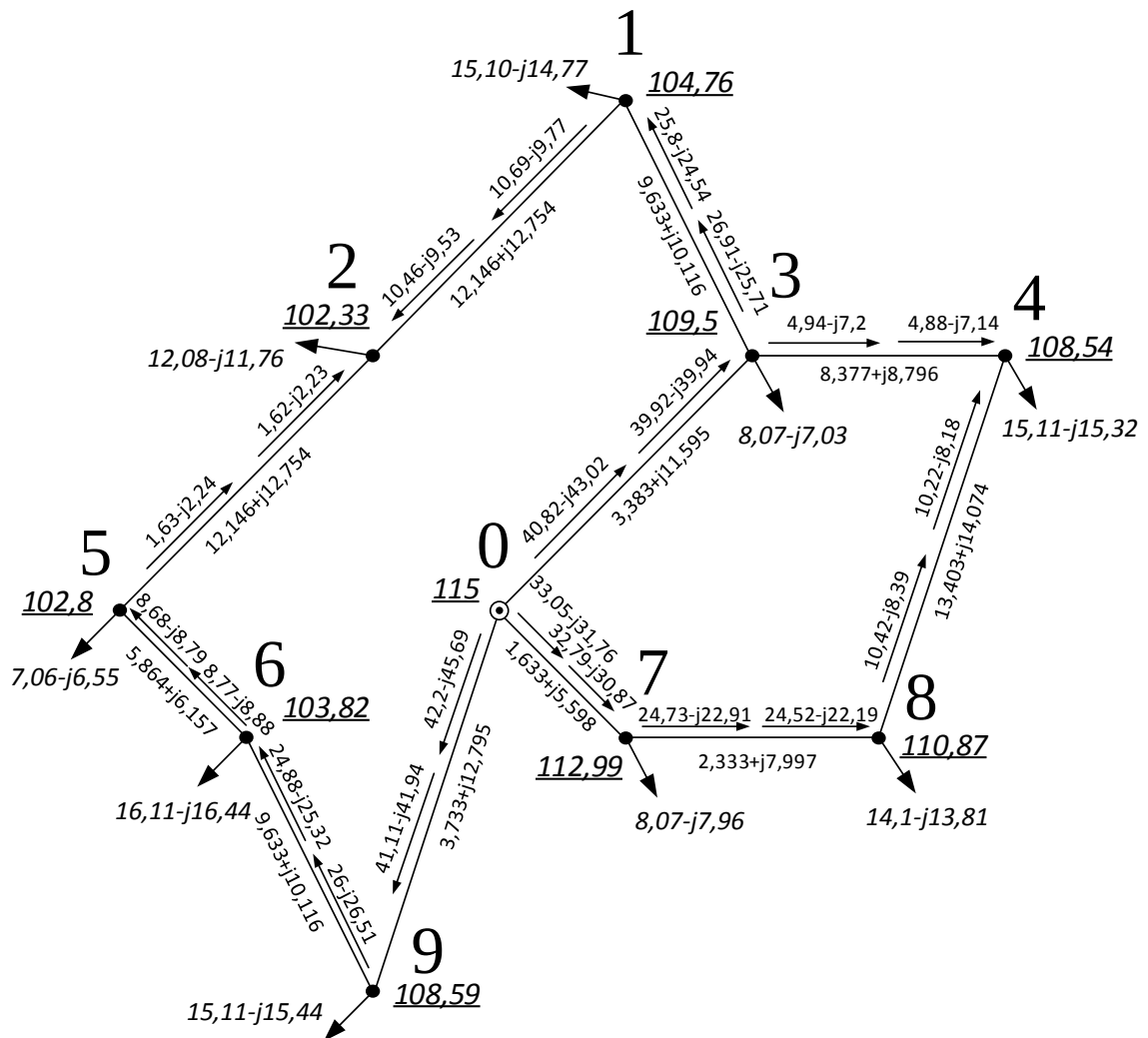


Рисунок 1.15 – Результуюча схема післяаварійного режиму мережі

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ДП5214.6.050701.009 ПЗ

Лист

60

1.11 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій

Процес отримання номеру регулювального відгалуження РПН в обмотці ВН силових трансформаторів наведемо на прикладі підстанції один в режимі максимальних навантажень.

$$\Delta U_{m\epsilon 1} = \frac{(P_{ch1} + P_{nn1} + \Delta P_{mz1} + g_{m1} \cdot U_{m1}^2) \cdot r_{\epsilon 1}}{U_{m1}} - \frac{(Q_{ch1} + Q_{nn1} + \Delta Q_{mz1} + b_{m1} \cdot U_{m1}^2) \cdot x_{m\epsilon 1}}{U_{m1}} =$$

$$= \frac{(11 + 4 + 0,065 + 3,478 \cdot 10^{-6} \cdot 110,212^2) \cdot 1,292}{110,212} -$$

$$- \frac{(-9,701 - 4,081 - 1,458 - 2,42 \cdot 10^{-5} \cdot 110,212^2) \cdot 44,428}{110,212} = 6,439 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mc1} = \frac{P_{ch1} \cdot r_{c1} - Q_{ch1} \cdot x_{mc1}}{U_{m1} - \Delta U_{m\epsilon 1}} = \frac{11 \cdot 1,292 + 9,701 \cdot 0}{110,212 - 6,439} = 0,137 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mn1} = \frac{P_{nn1} \cdot r_{n1} - Q_{nn1} \cdot x_{mn1}}{U_{m1} - \Delta U_{m\epsilon 1}} = \frac{4 \cdot 1,292 + 4,081 \cdot 25,83}{110,212 - 6,439} = 1,066 \text{ кВ}.$$

Уточнені значення для силових трансформаторів пункту один:

$$U_{nn1} = U_{m1} - \Delta U_{m\epsilon 1} - \Delta U_{mn1} = 110,212 - 6,439 - 1,066 = 102,708 \text{ кВ};$$

$$U_{nc1} = U_{m1} - \Delta U_{m\epsilon 1} - \Delta U_{mc1} = 110,212 - 6,439 - 0,137 = 103,636 \text{ кВ}.$$

Значення бажаної відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів підстанції один для режиму максимальних навантажень розраховуються таким чином:

$$\omega_{\epsilon ж1} = \frac{U_{nn1} \cdot U_{nn1}}{U_{вн1} \cdot U_{бж}} - 1 = \frac{102,708 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,064.$$

Розрахунковий ступінь РПН силових трансформаторів підстанції один для максимального режиму роботи електричної мережі визначається за таким співвідношенням:

$$N_{\epsilon 1} = \frac{\omega_{\epsilon ж1}}{\omega_{\epsilon 0}} = \frac{-0,064}{0,018} = -3,616.$$

Визначимо стандартну ступінь регулювання, шляхом округлення:

$$N_{\epsilon 1}^{cm} = -4;$$

$$\omega_{\epsilon 1}^{cm} = N_{\epsilon 1}^{cm} \cdot \omega_{\epsilon 1} = -4 \cdot 0,018 = -0,071.$$

Фактичне значення напруги на шині НН підстанції один у режимі максимального навантаження мережі за таким співвідношенням:

$$U_{нд1} = \frac{U_{нн1} \cdot U_{нн1}}{U_{вн1} \cdot (1 + \omega_{\epsilon 1}^{cm})} = \frac{102,708 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,071)} = 10,577 \text{ кВ.}$$

Бажане значення регулювальних витків ПБЗ силових трансформаторів ПС один для режиму максимальних навантажень мережі:

$$\omega_{сж1} = \frac{U_{сбж} \cdot U_{вн1} \cdot (1 + \omega_{\epsilon 1}^{cm})}{U_{нс1} \cdot U_{сн1}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,071)}{110,1 \cdot 38,5} - 1 = 0,031.$$

Розрахунковий ступінь ПБЗ трансформаторів підстанції один для максимального режиму роботи електричної мережі можна визначити:

$$N_{c1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{c0}} = \frac{0,031}{0,025} = 1,226$$

Округляємо розрахунковий ступінь ПБЗ до цілого числа та відносну кількість регулювальних витків:

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

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

Фактичне значення рівнів напруги на шині СН підстанції один у режимі роботи примаксимальному навантаженні мережі:

$$U_{сд1} = \frac{U_{нс1} \cdot U_{сн1} \cdot (1 + \omega_{c1}^{cm})}{U_{вн1} \cdot (1 + \omega_{\epsilon 1}^{cm})} = \frac{103,636 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,025)}{115 \cdot (1 - 0,071)} = 38,289 \text{ кВ.}$$

Обрані відгалуження РПН та ПБЗ для режии максимальних навантажень наведено в табл. 1.43 та в післяаварійному режимі в табл. 1.44.

Проведемо огляд допустимості використання відгалужень РПН за умовами перезбудження обмоток ВН силових триобмоткових трансформаторів для

підстанцій мережі у режимі максимальних навантажень відповідно до такої нерівності:

$$(N_{\epsilon 1}^{ct} = -4) \geq \left(\frac{U_{\text{м1}} - \Delta U_{\text{те1}}}{1,05 \cdot U_{\text{вн1}}} - 1 \right) \cdot (\omega_{\epsilon 0})^{-1} = \left(\frac{110,212 - 6,439}{1,05 \cdot 115} - 1 \right) \cdot (0,018)^{-1} = -7,899.$$

Було перевірено на допустимість обраних відгалужень в режимі максимальних навантажень та післяаварійному режимі, наведемо результати в табл. 1.42.

Таблиця 1.42 – Перевірка на допустимість обраних відгалужень в режимі максимальних навантажень та післяаварійному режимі

Пункт №	Режим максимальних навантажень		Після аварійний режим	
	N_{ϵ}^{ct}	$N_{\epsilon}^{гран}$	N_{ϵ}^{ct}	$N_{\epsilon}^{гран}$
1	-4	-8	-7	-11
2	-2	-7	-7	-11
3	-2	-7	-3	-8
4	-4	-8	-5	-9
5	-3	-8	-7	-11
6	-5	-9	-8	-11
7	-2	-6	-2	-6
8	-3	-7	-3	-7
9	-4	-8	-5	-9

Таблиця 1.43 – Результати вибору відгалуджень РПН та ПБЗ трансформаторів у макс. режимі

Пункт №	1	2	3	4	5	6	7	8	9
U_m , кВ	110,212	111,815	111,613	110,079	109,238	108,739	113,223	111,423	110,874
ΔU_{mv} , кВ	6,439	5,141	5,403	6,682	4,822	7,129	5,565	6,012	6,721
ΔU_{ms} , кВ	0,137	0,085	0,142	0,1	0,12	0,127	0,093	0,11	0,087
ΔU_{mn} , кВ	1,066	1,296	0,841	1,871	0,856	1,632	1,66	1,311	2,123
U_{nc} , кВ	103,636	106,589	106,068	103,297	104,295	101,483	107,564	105,301	104,067
U_{nn} , кВ	102,708	105,378	105,369	101,526	103,56	99,978	105,998	104,1	102,03
$\omega_{вж}$	-0,064	-0,04	-0,04	-0,075	-0,057	-0,089	-0,034	-0,052	-0,071
$\omega_{сж}$	0,031	0,041	0,046	0,034	0,044	0,032	0,031	0,034	0,026
N_e^{cm}	-4	-2	-2	-4	-3	-5	-2	-3	-4
N_c^{cm}	1	2	2	1	2	1	1	1	1
U_{cd} , кВ	38,289	38,851	38,662	38,164	38,73	38,226	38,274	38,173	38,448
$U_{нд}$, кВ	10,577	10,452	10,451	10,456	10,465	10,497	10,513	10,519	10,508

Таблиця 1.44 – Результати вибору відгалуджень РПН та ПБЗ трансформаторів у після аварійному режимі

Пункт №	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$U_{аб}, \text{кВ}$	104,756	102,327	109,499	108,543	102,797	103,819	112,991	110,866	108,595
$\Delta U_{мв}, \text{кВ}$	6,774	5,618	5,507	6,777	5,124	7,467	5,577	6,042	6,862
$\Delta U_{мс}, \text{кВ}$	0,145	0,093	0,145	0,102	0,129	0,134	0,094	0,111	0,089
$\Delta U_{мл}, \text{кВ}$	1,129	1,429	0,859	1,901	0,915	1,721	1,664	1,319	2,174
$U_{нс}, \text{кВ}$	97,837	96,616	103,847	101,644	97,544	96,218	107,321	104,713	101,644
$U_{мл}, \text{кВ}$	96,854	95,28	103,132	99,864	96,758	94,631	105,75	103,506	99,559
$\omega_{вжс}$	-0,118	-0,132	-0,06	-0,09	-0,119	-0,138	-0,037	-0,057	-0,093
$\omega_{сжс}$	0,029	0,042	0,048	0,03	0,032	0,025	0,33	0,04	0,031
N_e^{cm}	-7	-7	-3	-5	-7	-8	-2	-3	-5
N_c^{cm}	1	2	2	1	1	1	1	2	1
$U_{сд}, \text{кВ}$	38,352	38,797	38,564	38,295	38,237	38,5	38,187	38,886	38,287
$U_{нд}, \text{кВ}$	10,583	10,411	10,421	10,485	10,572	10,555	10,489	10,459	10,453

Висновки до розділу 1

У результаті порівняння п'яти конфігурацій електричних мереж було встановлено, що у варіанті №3 перевищується значення граничного моменту потужності, у подальших розрахунках він не розглядається. Серед решти варіантів, найменші довжини мають варіанти №1 та №4. Техніко-економічне порівняння другого варіанту має найменші дисконтовані втрати. Він і сприйнятий за основу для подальших розрахунків.

Виконані розрахунки в режимах максимальних навантажень та післяаварійному показали, що в даній мережі забезпечуються нормативні значення напруги в пунктах.

В усіх розрахованих режимах роботи, напруга в пунктах знаходиться в межах регульовального діапазону силових трансформаторів, а струми ділянок не перевищують свого гранично допустимого значення.

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
						66
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		

2 ЗАХИСТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ВІД ПЕРЕНАПРУГ

2.1 Перенапруги в електричних мережах та їх класифікації

У нормальному режимі напруга на ізоляції обладнання не повинна підвищуватися більше робочої напруги. Будь-яке перевищення миттєвим значенням напруги на ізоляції амплітуди найбільшої робочої напруги прийнято називати перенапругою. У більшості випадків перенапруги мають короточасний характер, так як вони виникають при швидко згасаючих перехідних процесах або в аварійних режимах, час існування яких обмежується дією релейного захисту та системної автоматики. Різні види перенапруг мають тривалість від одиниць мікросекунд до декількох годин. Навіть самі короточасні перенапруги здатні привести до пробою або перекриття ізоляції та пов'язаної з цим необхідністю подальшого відключення пошкодженого елемента мережі, тобто до перерв в електропостачанні споживачів або зниженням якості електроенергії.

Залежно від місця виникнення можна виділити різні типи перенапруг. Найбільше практичне значення мають перенапруги на фазах щодо землі. Вони впливають на ізоляцію, яка відокремлює струмопровідні частини електрообладнання від землі і заземлених конструкцій.

Залежно від причин виникнення розрізняють дві групи перенапруг: зовнішні і внутрішні.

Зовнішні перенапруги є наслідком впливу зовнішніх по відношенню до даної мережі джерел енергії (наприклад, при ударах блискавки).

Внутрішні перенапруги розвиваються за рахунок процесів, обумовлених функціонуванням електричної мережі, мають місце при несприятливому конфігурації мережі, а також внаслідок роботи комутаційних апаратів або пошкоджень ізоляції.

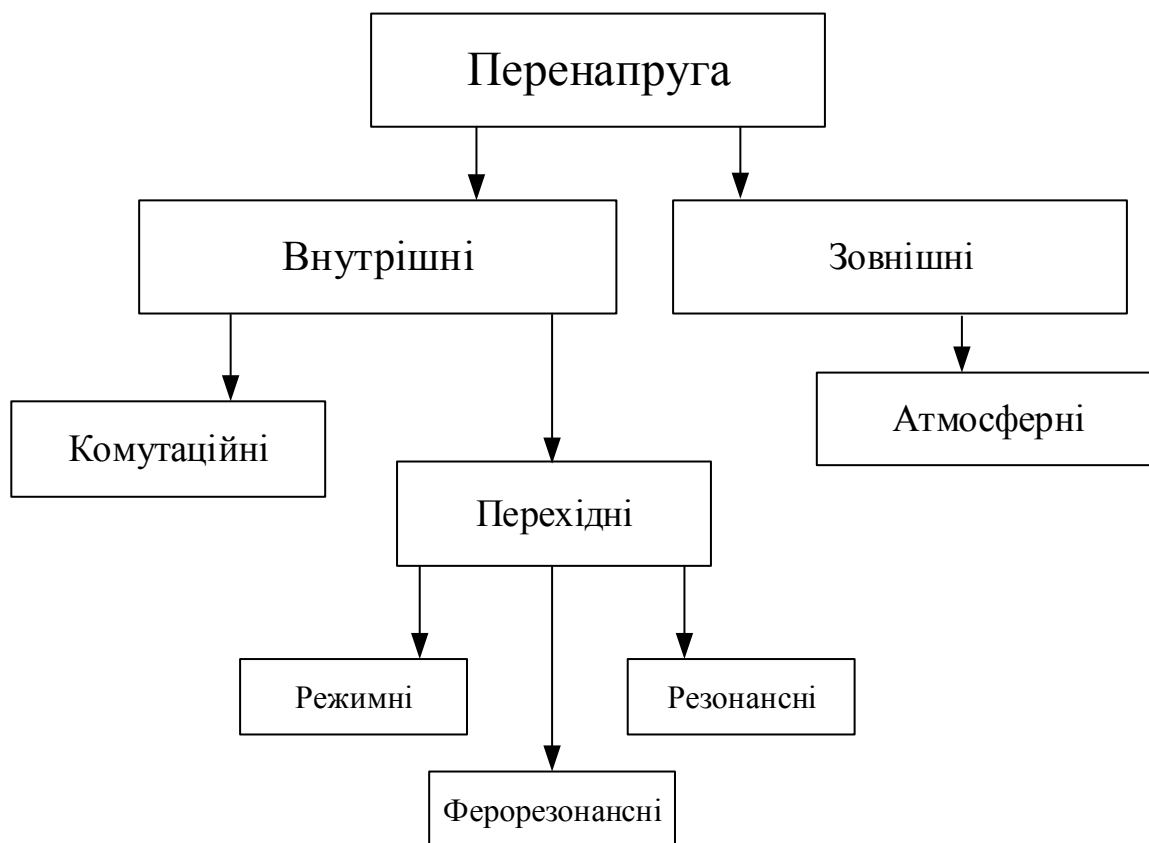


Рисунок 2.1 – Перенапруга та її класифікація

Головним джерелом зовнішніх перенапруг у високовольтних електричних мережах є розряди блискавки.

Найбільш небезпечні грозові перенапруги виникають при прямому ударі блискавки в струмопровідні елементи електричної мережі (в фазні дроти повітряних ліній, в ошинкування розподільних установок (РУ) станцій і підстанцій).

Удар блискавки в заземленні елементи конструкції (в заземленні грозозахисні троси, заземлення опори повітряних ліній, в громовідводи, встановлені в розподільчому пристрої) призводить до виникнення на них короточасних перенапруг, які можуть стати причиною зворотних перекриттів з заземлених елементів на струмопровідні.

При ударі блискавки поблизу від повітряної лінії або розподільного пристрою виникають індуктивні перенапруги, зумовлені взаємним електромагнітним (індуктивної та ємнісної) зв'язком каналу блискавки з струмоведучими і заземленими елементами мережі. Вони в більшості випадків мають меншу

величину, ніж перенапруги від прямого удару блискавки, але становлять небезпеку для ізоляції обладнання мереж з номінальною напругою до 110 кВ включно.

Імпульси грозових перенапруг можуть також впливати на ізоляцію електроустановок, розташованих на значній відстані від місця удару блискавки, так як грозові хвилі поширюються по лініях електропередач на значні відстані з малим згасанням.

Набігаючі по повітряних лініях на розподільні пристрої грозові хвилі можуть становити небезпеку для електроустаткування станцій та підстанцій, які мають менші запаси електричної міцності в порівнянні з лінійною ізоляцією.

Грозові перенапруги можуть передаватися через трансформатор в його нейтраль і на вторинну сторону як магнітним (за коефіцієнтом трансформації), так і електростатичним шляхом (через міжобмоткові ємності). Враховуючи обидва механізми, грозові перенапруги становлять небезпеку і для ізоляції заземлюючої нейтралі трансформатора, і для ізоляції вторинної обмотки трансформатора, а також приєднаного до нього обладнання.

Внутрішні перенапруги в залежності від тривалості впливу на ізоляцію підрозділяються на перехідні і комутаційні. Внутрішні перенапруги залежать від багатьох чинників, зокрема - від способу заземлення нейтралі мережі.

Спосіб заземлення нейтралі визначається різними міркуваннями, але, як правило, використовується:

в мережах 6-35 кВ:

- ізольована нейтраль;
- нейтраль, заземлена через дугогасний реактор (ДГР);
- нейтраль, заземлена через резистор;
- нейтраль, заземлена через паралельно включені ДГР і резистор;

в мережах 110-220 кВ:

- ефективно заземлена нейтраль;

в мережах 110-220 кВ і 330-750 кВ:

- глухо заземлена нейтраль.

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
						69
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		

Мережі 110-220 кВ з ефективно заземленою нейтраллю – це мережі, в яких виконано часткове заземлення нейтралей 110-220 кВ силових трансформаторів, що дозволяє обмежити струми однофазного короткого замикання (найбільш частий вид короткого замикання), а також в ряді випадків необхідне за умовами роботи релейного захисту.

Перехідні перенапруги виникають при тимчасових з точки зору експлуатації режимах роботи і несприятливих поєднаннях параметрів мережі і можуть тривати до тих пір, поки не зміниться схема або режим мережі.

Тривалість таких перенапруг (від секунд до десятків хвилин) обмежується дією релейного захисту або оперативного персоналу.

Перехідні перенапруги умовно ділять на режимні, резонансні, ферорезонансні.

Режимні перенапруження спостерігаються при несприятливих поєднаннях діючих в мережі електрорухомий сил. До них можна віднести перенапруги при несиметричному короткому замиканні (або просто замиканні) на землю, а також при збудження і розгоні генератора, які виникають у разі раптового скиду навантаження.

Резонансні перенапруги мають місце при наближенні однієї з власних частот коливань окремих ділянок мережі до частоти змушує е.р.с (як правило, 50 Гц). Вони розвиваються в контурах, що містять ємність і ненасичену індуктивність - наприклад, при односторонньому харчуванні лінії електропередачі 110-750 кВ великої протяжності; в неповнофазних режимах повітряної лінії 500-750 кВ з приєднаними до неї шунтуючими реакторами, в мережах 6-35 кВ при недокомпенсації індуктивністю ДГР ємності мережі.

Ферорезонансні перенапруги можуть розвиватися в контурах, що містять ємність і індуктивність з насиченим магнітопроводом. Такі перенапруги спостерігаються як на промисловій частоті, так і на вищих і нижчих частотах.

Нерідко ферорезонансні процеси мають місце при неповнофазному живленні силових трансформаторів, яке може бути викликане: перегоранням плавких вставок високовольтних запобіжників в одній або двох фазах, неповнофазними

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
						70
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		

комутаціями роз'єднувачів або вимикачів, обривами проводів (або шлейфів на опорах) повітряних ліній. Цей вид перенапруг становить небезпеку для всього обладнання мережі, а найбільшу небезпеку - для ОПН.

Комутаційні перенапруги виникають при всіляких швидких змінах режимів роботи мережі. Вони відбуваються внаслідок роботи комутаційних апаратів (включення і відключення елементів мережі), пробоях ізоляції, а також при різкій зміні параметрів нелінійних елементів.

Найбільше значення серед них мають перенапруги при комутаціях повітряних ліній електропередачі, кабелів, двигунів, індуктивних елементів мережі (трансформаторів, реакторів), конденсаторних батарей.

2.2 Захист від перенапруги в електричних мережах

Основними захисними апаратами (ЗА) для захисту ізоляції від грозових і комутаційних перенапруг є вентильні розрядники (РВ) та нелінійні обмежувачі перенапруги. При побудові схем захисту від перенапруги обладнання РП з допомогою ОПН і РВ необхідно вирішувати дві основні тісно пов'язані один з одним завдання:

- вибір числа, місць установки і характеристик ЗА, які забезпечать надійний захист ізоляції від грозових і комутаційних перенапруг;
- забезпечення надійної роботи самих ЗА при впливі на них робочої напруги мережі, а також при впливі квазістаціонарних перенапруг, для обмеження яких ЗА не призначені.

Захисні властивості РВ і ОПН засновані на нелінійності вольт-амперної характеристики їх робочих елементів, що забезпечує помітне зниження опору при підвищеній напрузі і повернення в початковий стан після зниження напруги до нормального робочого. Низька нелінійність вольтамперної характеристики робочих елементів в розрядниках не дозволяла забезпечити одночасно і досить глибоке обмеження перенапруг і малий струм провідності при впливі робочої напруги. Тому в конструкції розрядника були використані іскрові проміжки, що включаються

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
						71
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		

послідовно з нелінійними елементами і дозволяють уникнути впливу на них робочої напруги, що спрацьовують проте в разі виникнення перенапруг, небезпечних для обладнання, яке підлягає. Значно більша нелінійність окисно-цинкових опорів (варисторів) обмежувачів перенапруг ОПН дозволила відмовитися від використання в їх конструкції іскрових проміжків, тобто нелінійні елементи ОПН приєднані до мережі протягом всього терміну його служби.

В даний час вентиляльні розрядники практично зняті з виробництва, а в експлуатації в більшості випадків відслужили свій нормативний термін служби. Побудова схем захисту ізоляції обладнання як нових, так і модернізованих РУ, від грозових і комутаційних перенапруг тепер виявляється можливим тільки з використанням ОПН.

За загальновизнаною думкою ОПН не призначений для обмеження квазістаціонарних перенапруг і захисту обладнання від них, так як це вимагало б не виправданих витрат на паралельні елементи в конструкції ОПН.

2.3 Характеристики обмежувачів перенапруги нелінійних

На даний час ОПН є основним засобом обмеження грозових перенапруги, що виникають при ураженні блискавкою ліній електропередачі. Відмінною особливістю цих апаратів є відсутність у них іскрових проміжків, запобігаючий протіканню значного струму через варистори при робочій напрузі і забезпечують протікання струму через варистори тільки при перенапругах, так як це відбувається у розрядників. Різка нелінійність вольтамперної характеристики варисторів на основі оксиду цинку рис. 2.2 дозволяє ставити колонку варисторів безпосередньо під робочу напругу, коли протікаючий через колонку варисторів активний струм становить доли міліметра.

При цьому забезпечується тепловий баланс варисторів: тепло, яке в них виділяється - розсіюється в оточуючий простір і не відбувається його накопичення і поступового збільшення температури варисторів аж до їх руйнувань.

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		72

Мінімальна висота колонки варисторів визначаються виходячи із заданої виробником найбільшої тривало допустимої робочої напруженості варисторів $E_{в.н.р}$ і заданої виробником найбільш допустимої напруги мережі в місці встановлення обмежувача $U_{н.р}$.

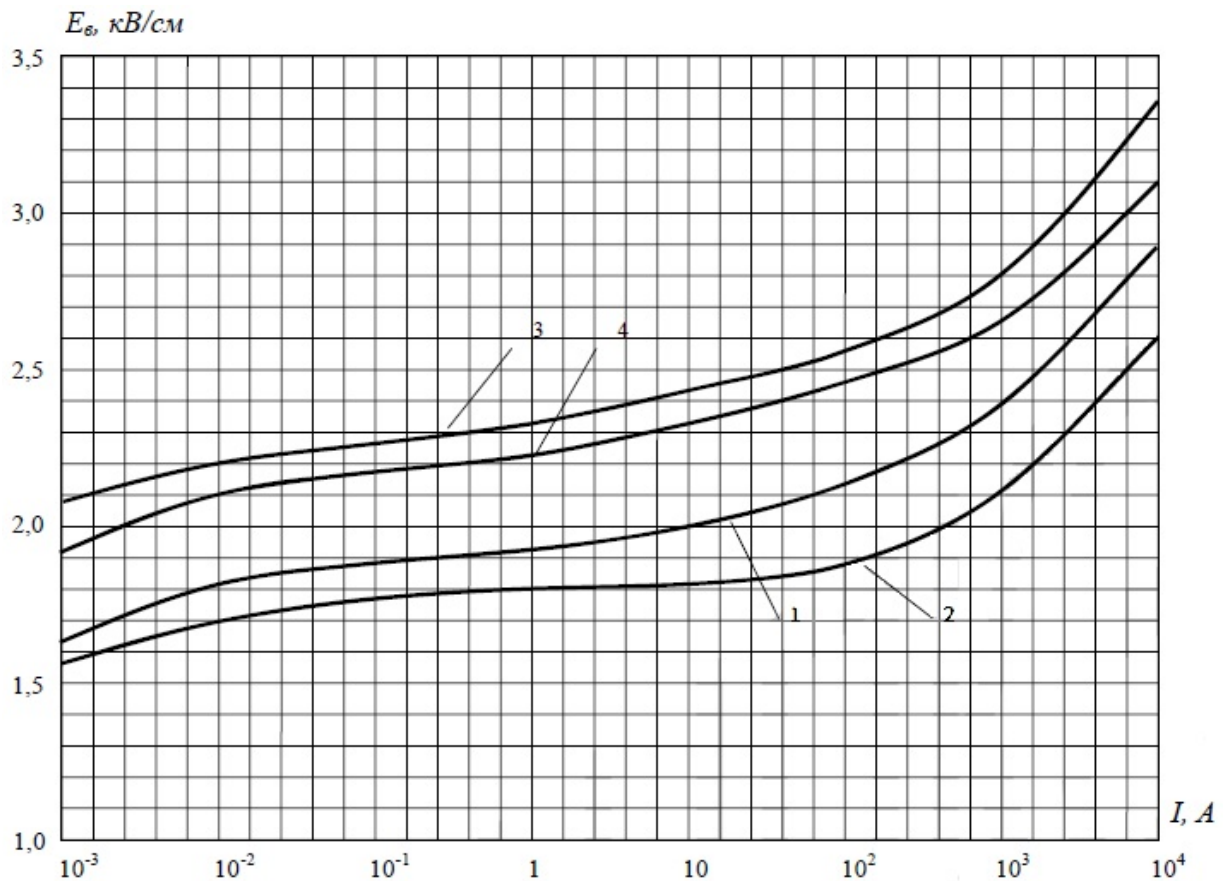


Рисунок 2.2 – Вольт-амперні характеристики варисторів різних діаметрів:
1 - діаметр 45 мм, 2 - діаметр 60 мм, 3 - діаметр 85 мм, 4 - діаметр 115 мм.

$$H_{к.хв} = \frac{U_{н.р}}{E_{в.н.р}} \cdot K_{н.р},$$

де $K_{н.р}$ – коефіцієнт нерівномірності розподілення напруги продовж колонки варисторів при найбільшій робочій напрузі.

Параметр $E_{в.н.р}$ дуже важливий для забезпечення експлуатаційної здатності обмежувача. Обично він задається виробником на рівні $E_{в.н.р} \approx 1 \div 1,05$ кВ/см. Однак, варто мати на увазі, що в залежності від конструкції обмежувача (матеріал і товщина корпусу, розмір внутрішньої порожнини між корпусом і варисторами, її

заповнення) умови теплообміну варисторів з навколишнім середовищем значно змінюються. Тому й допустиме значення $E_{в.н.р}$ має корегуватись в залежності від конструкції ОПН. Для цього передбачені випробування варисторів на старіння протягом 1000 годин в макеті, складають точну копію частин ОПН певної конструкції. При цьому позитивний результат випробувань варисторів на старіння в одній конструкції макету ОПН не може бути поширений на інші конструкції з другими розмірами і другими матеріалами.

Збільшення опору тепловому потоці від варисторів у оточуючий простір потребує зниження найбільш допустимої напруги у варисторах. Неврахування цієї обставини є одною із основних причин пошкодження ОПН в експлуатації.

По вказаній причині в ряді випадків виробник не вказує допустиму найбільшу робочу напругу, а вказує класифікаційний струм $I_{кл}$ (амплітуда активної складової струму) і відповідну йому напругу промислової частоти (амплітудне значення $U_{кл.м}$). Класифікаційний струм для варисторів діаметром до 50 мм зазвичай дорівнює 1 мА, а для варисторів більшого діаметра – 2 мА і більше. При такому струмі варистори не можуть працювати тривалий час. Тому триволо допустима робоча напруга на варисторі приймається на рівні $(0,8 \div 0,85) \cdot U_{кл.м} = (0,8 \div 0,85) \cdot U_{кл.м} / \sqrt{2}$. Це співвідношення має бути підтверджено випробуваннями макетів ОПН.

При найбільшій робочій напрузі на варисторах активна складова струму дуже мала. Через колонку варисторів протікає ємнісний струм:

$$I_{в.с} = \frac{U_{в.н.р}}{X_c} = U_{в.н.р} \cdot \omega \cdot C_{\epsilon} = U_{в.н.р} \cdot \omega \cdot \frac{\epsilon \cdot P_{\epsilon}}{H_{\epsilon}} = \omega \cdot \epsilon \cdot E_{в.н.р} \cdot P_{\epsilon} =$$

$$= \frac{\omega}{4\pi \cdot 9 \cdot 10^6} \cdot E_{в.н.р} \cdot P_{\epsilon} = \frac{E_{в.н.р} \cdot P_{\epsilon}}{36 \cdot 10^4},$$

Прохідна ємність варистора дорівнює:

$$C_{\epsilon} = \frac{\epsilon \cdot P_{\epsilon}}{H_{\epsilon}},$$

де ϵ - діелектрична проникність варисторів $\epsilon \approx 1000 \epsilon_0$; P_{ϵ} - робоча площа варисторів; H_{ϵ} - висота варисторів.

Таблиця 2.1 – Приведенні значення ємнісного струму при найбільшій робочій напрузі варисторів різних діаметрів

Діаметр варисторів, мм	28	45	60	70	85	115	138
Активна площа, см ²	6,2	16	28,3	38,5	51,4	93,7	136
I _{в.с.} , мА	0,017	0,44	0,78	1,06	1,43	2,6	3,8

При збільшенні класу напруги мережі висота колонки варисторів збільшується. При цьому ємнісний струм з поверхні варисторів на землю і з підвідного шлейфу на варистори збільшується і приводить до викривлення розподілу напруги вздовж колонки ОПН. Якщо не прийняти міри по вирівнюванню розподілу напруги вздовж колонки, спад напруги на частини варисторів колонки може збільшувати порівняно із середнім, а на частини варисторів – зменшитись. Збільшення падіння напруги на варисторах приводить до збільшенню активного струму через них і відповідно до їх перегріву і передчасного старіння. Тому ступінь нерівномірності розподілення напруги вздовж колонки варисторів має бути обмежена спеціальними мірами (наприклад, до рівня $K_{н.р} \leq 1,05$).

2.4 Конструктивні особливості ОПН

Виробництво варисторів розвивалось поступово, починаючи з малих їх діаметрів 15-30 мм і малих їх висот (до 10 мм). У зв'язку з цим ОПН комплектувалися із декількох паралельних колонок варисторів. Так вироблялися ОПН-110 кВ з чотирма паралельними колонками, а ОПН-750 кВ з 30-ма. Крім громіздкості (великого об'єма і маси) такі обмежувачі мають суттєвий недолік. Так як підібрати варистори з однаковими характеристиками у всьому діапазоні можливої зміни струму через них від долі міліампер при робочій напрузі до сотих і тисячних ампер при взаємодії перенапруження дуже важко. Через це практично струм по колонкам розділяються нерівномірно, що приводить до прискореного

старіння колонок з найбільшими струмами і в підсумку – до передчасному пошкодженню ОПН. При цьому була збільшена висота варисторів.

Таблиця 2.2 – Параметри варисторів деяких виробників

Фірма	Діаметр, мм		Висота, мм	Номінальний розрядний струм, кА	$I_{2мс}$, А	$I_{кл}$, мА	$U_{кл.м.}$, кВ
	Зовнішній	Внутрішній					
ЦЕЗА	46	-	13	10	400	1	2,15
	58	-	13	10	550	1	2,00
EPCOS	43	-	44	10	250	2	8,5
	48	-	34	10	500	2	5,6÷6,7
	59,7	-	44	10	850	3	6,7÷8
	78	-	44	20	1500	5	6,5÷8,2
	98,8	-	44	20	2100	5	6,5÷7,57
СФС	70	26	22,5	10	600	1	4,4÷4,7
	85	26	22,5	10	1000	1	4,4÷4,7
	116	42	22,5	20	2000	1	4,2÷4,5
	138	56	22,5	20	2500	1	4,1÷4,4

Спочатку колонки варисторів, комплектуючі у відповідності з заданою їх пропускною здатністю і заданою робочою напругою, поміщались у фарфорові корпуси. Чимало фірм до цих пір відають перевагу таким обмежувачам. При цьому в експлуатації виявився суттєвий недолік такого виконання ОПН: при пошкодженні варисторів в середині обмежувача виникає дуга, яка розігріває внутрішній об'єм і визиває інтенсивний витік газу. В результаті підвищення тиску в замкнутому об'ємі виникає розрив фарфорового корпусу і відбувається розлітання осколків фарфору і варисторів у всіх напрямках. При цьому пошкоджуються фарфорові ізолятори розміщені поруч високовольтного обладнання і не виключає травмування обслуговуючого персоналу. У зв'язку з цим були сформульовані вимоги до конструкцій ОПН по вибухонебезпечності, які зводять до того, щоб при пошкодженні варисторів в ОПН розлітання осколків обмежене колом радіусом 1 м.

Для задоволення цих потреб вибухонебезпечності в металеві фланці ОПН вбудовуються клапани, які скидають тиск газів і запобігають вибух ОПН. Однак для цього потрібно було забезпечити рух газів в середині ОПН від місця пошкодження варисторів до клапана. Ця вимога визначила наявність спеціальної площини по всій

висоті ОПН, яка в ряді випадків заповнюється кварцовим піском, щоб запобігти попадання вологи в середину ОПН і перекриття по внутрішній порожнині фарфорового корпусу і по поверхні стовпа варисторів. Через це проблему вибухонебезпечності ОПН в фарфорових корпусах не можна вважати вирішеною.

З кінця 1980-их початку 1990-их рр. почало активно розвиватись інше напрямлення розвитку конструкції ОПН – в полімерних корпусах. Основу полімерного корпусу становить склопластиковий циліндр, виготовлений із скловолокна або склотканини, просоченої епоксидним компаундом гарячого затвердіння (при температурі десь 150 °С). При відпрацьованих технологіях виробництва такого матеріалу його електрична міцність при напрузі промислової частоти більш 3 кВ/мм, що достатньо для виробництва ОПН, оскільки для забезпечення надійної роботи ОПН приймаються спеціальні міри для забезпечення рівномірного розподілу напруги вздовж колонки при робочій напрузі.

Як правило, найбільш робоча напруга на ОПН довжиною 1 м не перевершує 100 кВ (діюче значення). В нормальному робочому режимі напруженість поля в склопластику не перевищує 1 кВ/см. При комутаційних перенапругах ця величина може збільшитись до $1,8 \cdot \sqrt{2} = 2,54$ кВ/см (максимальне значення), а при грозових перенапругах до $2,2 \cdot \sqrt{2} = 3,1$ кВ/см. У всіх випадках забезпечується достатній запас електричної міцності.

Таблиця 2.3 – Механічна міцність склопластика при різних взаємодіях

Механічна міцність склопластика, кг/см ²	
При розтягуванні	5
При стисненні	1,5
При згинанні	5

Як видно, механічна міцність склопластику наближається до міцності сталі. Однак, модуль пружності склопластику менше ($6 \cdot 10^3$ кН/см² замість $6 \cdot 10^3$ кН/см² у сталі). Тому до руйнування при згинанні склопластику труба може суттєво

зігнутись. Цю обставину варто мати на увазі при виборі поперечних розмірів корпусу ОПН опорного виконання.

Висока механічна міцність склопластика дозволяє обмежити товщину стінки склопластикової труби величиною не більше 1 см, при цьому мала питома щільність ($\sim 1,8 \text{ г/см}^3$) визначає надзвичайно малу вагу склопластикової основи полімерного ізолятора табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Маса склопластикової основи полімерного ізолятора

Внутрішній діаметр труби, мм	Товщина стінки, мм	Маса при довжині 1м, кг
50	7	2,25
65	8	3,30
90	10	5,65
120	10	7,35
140	10	8,50

Суттєвим недоліком склопластику на епоксидній основі є його нестійкість до атмосферних взаємодій і взаємодіях часткових дугових розрядів на його поверхні при вологості. При високій якості склопластика проникнення вологи в нього обмежене ($\sim 0,1\%$), однак достатньо, щоб при коливаннях температури зруйнувати поверхневий шар сполучного (епоксидного компаунда). Часткові дугові розряди утворюються при зволоженні поверхні ізолятора внаслідок протікання по ній струмів витоку. При цьому виділяється тепло, достатнє для підсушування окремих плям на поверхні ізолятора. Ці підсушені плями швидко перетворюються в підсушені кільця, так як струм витоку, обходячи пляму, концентрується в прилеглих до плями областях в поперечному до лінії струмів напрямленні. Підсушена кільцева зона відразу перекривається, так як до неї виявляються всі напруги, які взаємодіють на ізолятор (при одній підсушеній кільцевій зоні). Після перекриття виникає дуга з падаючою вольтамперною характеристикою і з температурою в стволі приблизно 4000°C . При цьому температура опорних точок дуг не може бути більше 100°C , так як вони розташовуються по краям розірваного шару вологи. Бистра підсушка вологи в опорних точка дуги змушує постійно переміщатись вздовж підсушеної

кільцевої зони. А тонкий шар повітря між стволом дуги і сухої поверхні склопластика захищає його від швидкого згорання.

Однак, висока температура в стволі дуг при приводить до дисоціації молекул газів, складових повітря. Молекули кисню розпадаються на атоми, а атомарний кисень є активним окиснювачем. В з'єднанні з молекулами кисню атомарний кисень досягає поверхні склопластику в складі молекул озону (O_3), який легко відає лишній атом поверхні склопластику. А той в свою чергу руйнує епоксидний компаунд з виділенням на поверхні склопластику вуглецю. Поступове накопичення на поверхні склопластику який проводить вуглець в кінцевому рахунку до різкій зміні умов горіння дуги: її опорні точки зміщаються з вологого шару на провідну поверхню склопластику і фіксується на ньому, визиває розігрів склопластику і відповідно його руйнування. Ця завершальна частина процесу руйнування поверхні склопластику розвивається надзвичайно швидко, утворюючи науглероженні доріжки (треки). Тому стійкість матеріалів до поверхневих часткових розрядів отримала назву трекінгостійкості. Не дивлячись на надзвичайні зусилля провідних дослідницьких центрів світу отримати трекінгостійкий, не вдалось. Успіхом закінчились лише розробки склопластику із захисним трекінгоерозостійким покриттям з кремнійорганічною гумою. В цьому матеріалі вуглець повністю заміщений кремнієм. При його частковому руйнуванні під взаємодією агресивної середи на поверхні випадає непровідний білий порошок, який легко зносить вітром. При товщині захисного шару 5 мм протягом 30 років зберігаються його захистні властивості.

Зв'язок двох різнорідних матеріалів (кремнійорганічної гуми і склопластику) забезпечується за допомогою спеціально розроблених адгезивів, які мають хімічну спорідненість як із склопластиком (с епоксидним компаундом), так і з кремнійорганічною гумою. В результаті виходить монолітний матеріал з високими механічними, електричними і кліматичними властивостями. Наявність такого матеріалу дозволило створити вельми економічну конструкцію ОПН, яка задовольняє всі експлуатаційні потреби. Колонка варисторів поміщується в середину склопластикового циліндра з зазором між внутрішньою поверхнею

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
						79
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		

циліндра і варисторами, забезпечуючи можливість заливки в утворену площину герметика. На обох кінцях ізоляційної труби (склопластик з захисним ребристим покриттям із кремнійорганічної гуми) закріплюється металеві наконечники. Між верхнім наконечником і колонкою варисторів установлюється пружина, розвиваюча зусилля, не менше 1 кг на 1 см² поверхні варисторів для забезпечення достатнього контакту між варисторами.

Заземлений кінець колонки варисторів опирається на дюралюмінієву шайбу, яка в свою чергу опирається на дюралюмінієву втулку, розпираючу із внутрішньої сторони склопластиковий циліндр. Ця втулка опирається у внутрішню поверхню наконечника і забезпечує електричний контакт колонки варисторів з наконечником і далі – з заземленим електродом рис. 2.3.

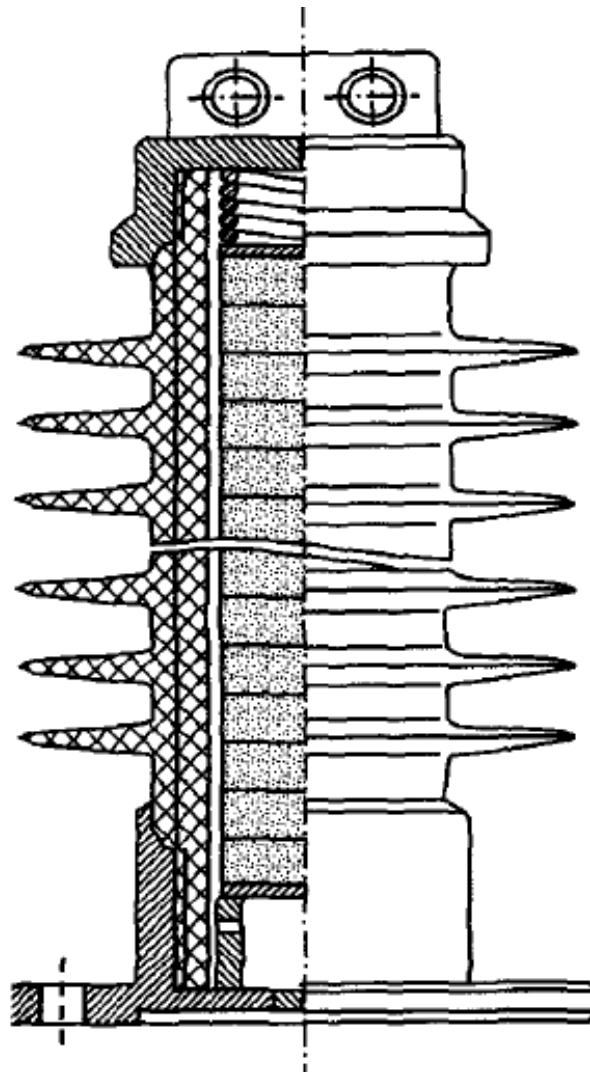


Рисунок 2.3 – Схема конструкції одномодульного ОПН

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ДП5214.6.050701.009 ПЗ

Лист

80

Опорна шайба земляного кінця колонки варисторів з'єднується з контактним виводом з ізоляційною оболонкою, яка проходить через центральний отвір в наконечнику. Ізольований від наконечника вивід дає можливість змінювати струм через колонку варисторів в процесі експлуатації. У випадку опорного виконання ОПН для організації виводу кабелю з під нижнього фланцю останній кріпиться до заземленої основи болтами з надітими на них втулками висотою приблизно 50 мм. В підвісному варіанті проблем з виводом вимірювального кабелю немає.

Після зборки і перевірки характеристик колонки варисторів проводиться заливка внутрішньої порожнини ОПН герметиком під вакуумом. Герметик має бути достатньо еластичним, щоб при всіх температурних змінах не відбулось його відшарування від внутрішньої поверхні склопластикового корпусу і від поверхні варисторів.

Друга дуже суттєва вимога до герметика – малий його об'єм, при змінах температури герметика не створились великі механічні напруги в склопластиковому циліндрі. В конструкції ОПН ЦЕЗА товщина шару герметика між варисторами і склопластиковим циліндром становить 2- 2,5 мм.

В процесі експлуатації ОПН можливе пошкодження варисторів, хоча цей випадок можна віднести до дуже рідких. При руйнуванні варисторів відбувається електрична дуга, яка визиває швидке збільшення температури в середині ОПН до декількох тисяч градусів і, відповідно, до різкого збільшення тиску в середині ОПН. Щоб скинути цей тиск в склопластикових циліндрах передбачені круглі отвори, заповнені в процесі пресування гуми гумовими пробками. Підвищений тиск герметика приводить до видавлювання цих пробок, утворення отворів, через які скидається надлишковий тиск без руйнування корпусу в ОПН.

При збільшенні класу напруги ОПН його висота збільшується, що приводить до значного ускладнення монтажу виробів. В цьому випадку цілеспрямовано перейти до модульного принципу виконання ОПНп, як це роблять практично всі виробники ОПНп, коли ОПНп складається із двох або декількох модулів в залежності від класу напруги.

2.5 Механічні характеристики ОПН в полімерних корпусах

Обмежувачі перенапруги в полімерних корпусах використовуються як в опорному рис. 2.4, так і в підвісному виконанні рис. 2.5.

В підвісному виконанні на обмежувач діє тільки розтягуюче навантаження. Оцінити руйнівне навантаження підвісного ОПН можна по механічній міцності склопластикових циліндрів.

Перетин циліндрів дорівнює:

$$S = \frac{\pi}{4} (d_2^2 - d_1^2) = \frac{\pi}{4} (d_2 - d_1)(d_2 + d_1) = \pi d_{cp} \Delta,$$

Середній діаметр циліндра:

$$d_{cp} = \frac{1}{2} (d_1 + d_2),$$

Товщина стінки циліндра:

$$\Delta = \frac{1}{2} (d_2 - d_1),$$

d_1 і d_2 - внутрішній і зовнішній діаметр циліндра.

Руйнівна розтягуюча навантаження дорівнює:

$$F = \sigma S = \sigma \pi d_{cp} \Delta.$$

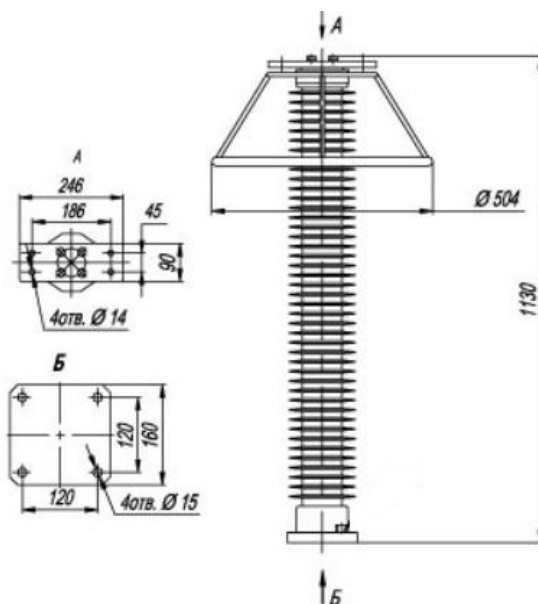


Рисунок 2.4 – Нелінійний обмежувач перенапруги в полімерному корпусі опорного виконання

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ДП5214.6.050701.009 ПЗ

Лист

82

Таблиця 2.5 – Руйнівні розтягуючі навантаження для застосованих в ЦЕЗА склопластикових циліндрів.

Внутрішній діаметр d_1 циліндра, мм	50	65	90	122	140
Зовнішній діаметр d_2 циліндра, мм	64	80	110	142	160
Товщина стінки Δ , мм	7	7,5	10	10	10
Площа поперечного перерізу, см^2	12,5	17,1	31,4	41,4	47,1
Руйнівне навантаження, т	62,7	85,4	157	207	236
Тривало допустиме навантаження, т	12,5	17,1	31,4	41,4	47,1

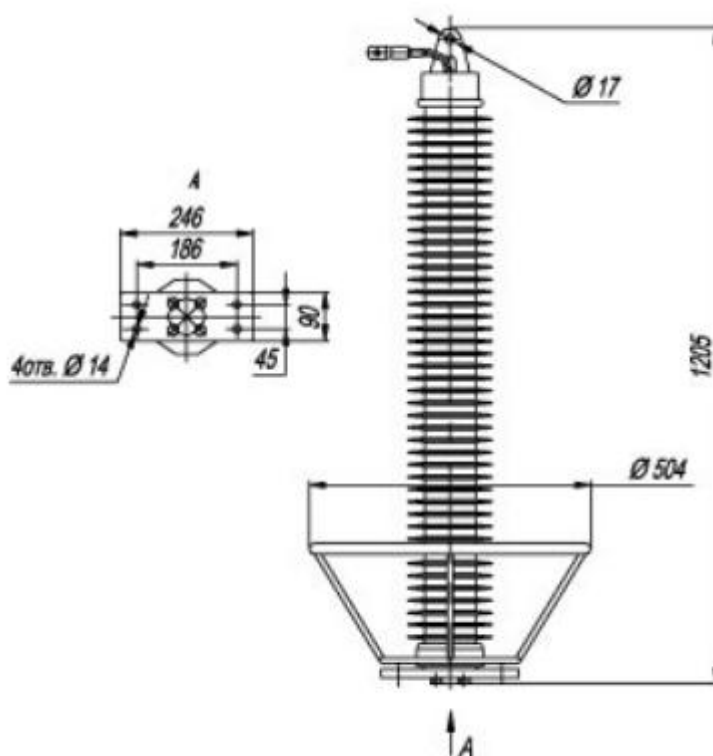


Рисунок 2.5 – Загальний вигляд ОПНп-110 підвісного виконання

Для зрівняння приведу маси ОПН різних класів напруги на найбільші пропускні спроможності і, відповідно, з найбільш важкими варисторами табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – ОПН різних класів напруги та їх характеристики

Клас напруги мережі, кВ	110	150	220	330	500	750
Число модулів	1	1,5	2	3	4	6
Висота колонки варисторів, м	0,7	1,0	1,4	2,0	3,03	4,3
Зовнішній діаметр варисторів, мм	45	45	60	85	115	115
Площа варисторів, см ²	15,9	15,9	28,2	51,7	87,2	87,2
Маса варисторів, кг	6,7	9,5	23,6	61,6	158	225
Маса ОПН, кг	13,4	19	47,2	123,2	316	450

Як впливає із табл. 2.5 і 2.6, механічна міцність труб з великим запасом забезпечує надійну роботу підвісних ОПН.

Для ОПНп опорного виконання визначальною є вигинаюче навантаження від підвідних проводів і від ожеледно-вітрових навантажень.

Таблиця 2.7 – Нормовані навантаження на згин для ОПН різних класів напруги

Найбільш тривало допустима напруга, кВ	Нормоване навантаження на згин, Н
3,6-60	300
73-156	500
210-333	1000
455-475	1500

Руйнівне горизонтальне навантаження опорних конструкцій ОПН визначаються виходячи з рівності максимального взаємодіючого моменту від нормованого горизонтального навантаження моменту опору опорної колонки. В конструкції ОПН ЦЕЗА використовується корпус із склопластикового циліндра з захисним покриттям із кремнійорганічної гуми К-69Тр. Механічне навантаження несе склопластикова труба із внутрішнім діаметром d_1 і зовнішнім діаметром d_2 .

Момент опору вигинаючого навантаження для такої труби дорівнює:

$$W = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{d_2^4 - d_1^4}{d_2}.$$

Момент в основі колонки від горизонтального навантаження F дорівнює:

$$M = F \cdot H,$$

де H – висота колонки.

Виходячи з рівності:

$$F \cdot H = \sigma_u W = \frac{\sigma_u \pi}{32} \cdot \frac{d_2^4 - d_1^4}{d_2},$$

де σ_u – руйнівна механічна напруга на вигин, отримуємо руйнівне горизонтальне зусилля:

$$F_p = \frac{\sigma_u \pi}{32H} \cdot \frac{d_2^4 - d_1^4}{d_2}.$$

Результати розрахунків по цій формулі для ОПН різних класів напруги, які випускаються ЦЕЗА, при $\sigma_u = 5000 \text{ кг} / \text{см}^2$ приведені в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Результати розрахунків для ОПН різних класів напруг

Клас напруги мережі, кВ	H , см	d_1 , см	d_2 , см	F_p , кГ	$F_{\text{норм}}$, кГ	F_v , кГ	F_Σ , кГ	$K_3 = \frac{F_p}{F_\Sigma}$
110	100	5	6,4	860	50	5	55	15,6
150	150	6,5	8,0	573	50	8	58	8,8
220	200	6,5	8,0	709	50	10	60	11,8
330	300	9,0	11,0	1202	100	15	115	10,4
500	400	9,0	11,0	901	100	25	125	7,2
750	800	12,2	14,4	1183	150	50	200	6,0

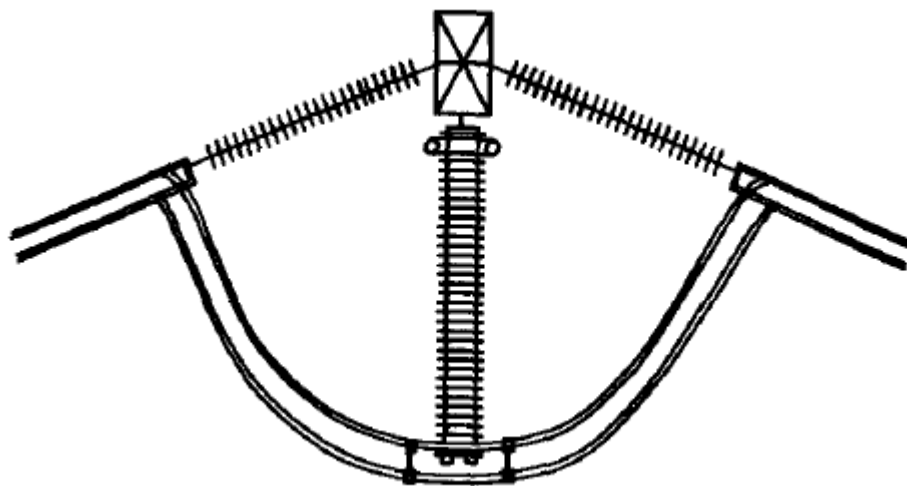


Рисунок 2.6 – Розташування ОПН між ригелем і шлейфом

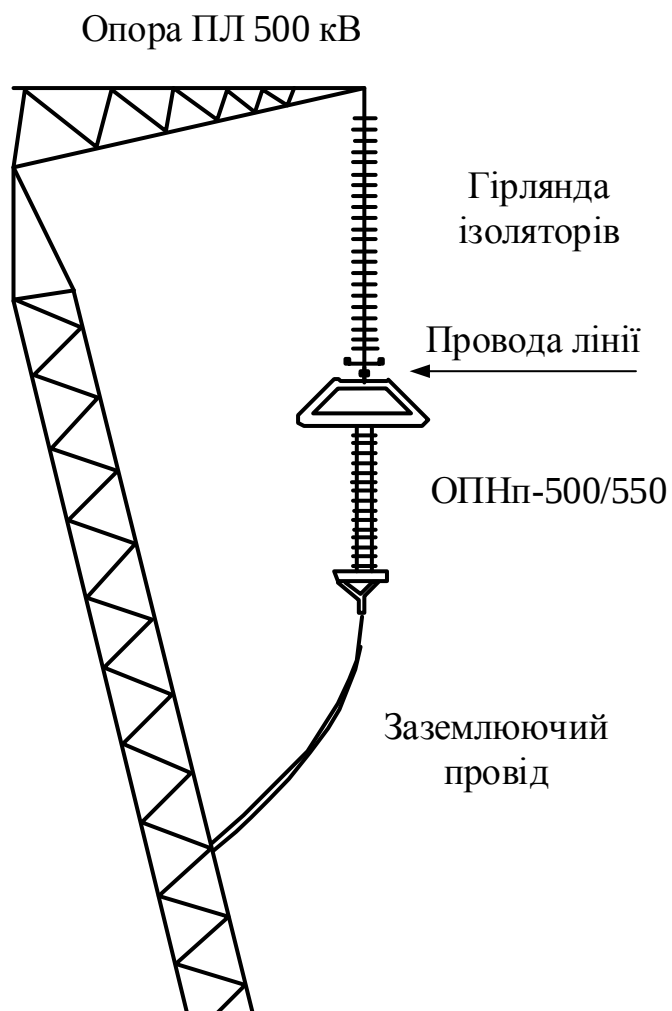


Рисунок 2.7 – Приклад встановлення ОПН на проміжних опорах ліній електропередачі

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ДП5214.6.050701.009 ПЗ

Лист

86

При встановленні ОПН на проміжній опорі рис 2.7 найбільш доцільно його підвішувати до арматури проводів. При цьому високовольтне закінчення ОПН виявляється зверху і екрановано проводом, а заземлене закінчення ОПН – знизу, як у випадку опорного виконання. Заземлене закінчення ОПН – з'єднується гнучким шлейфом (проводом невеликого діаметру) зі стійкою опори. При цьому заземлене закінчення ОПН екранується тороїдальним екраном для уникнення збільшення напруженості електричного поля в товщі варисторів більше середнього значення. До проводів підвішуються додаткові шлейфи для забезпечення рівномірного розподілення напруженості електричного поля у верхній частині ОПН аналогічно випадку встановлення ОПН на анкерній опорі рис. 2.6.

2.6 Мультиградієнтний ОПН

Серйозною проблемою, що потребує вирішення при створенні і експлуатації ОПН, є усунення нерівномірності розподілу температури вздовж колонки варисторів, викликаной:

- для ОПН 6-35 кВ нерівномірністю охолодження колонки варисторів, обумовленої різної тепловіддачею в радіальному (через бічну поверхню) і аксіальному (через металеві фланці) напрямках;
- для ОПН 110-750 кВ нерівномірністю розподілу напруги вздовж колонки варисторів, обумовленої різкою нерівномірністю електричного поля, в яке поміщається ОПН.

Вирівнювання розподілу температури вздовж колонки варисторів 6-750 кВ реалізовано в унікальному захисному безаналоговому апараті нового покоління - мультиградієнтному обмежувачі перенапруги нелінійний МОПН 6-750 кВ, захищеному Патентом РФ.

Вирівнювання розподілу температури вздовж колонки варисторів обмежувачів 6-35 кВ в даний час досягнуто лише в конструкції МОПН виробництва ЗАТ «Завод енергозахисних пристроїв» .

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		87

Вирівнювання розподілу температури вздовж колонки варисторів 110-750 кВ різних виробників в певній мірі досягається застосуванням традиційних тороїдальних екранів, установка яких спрямована на усунення причини виникають нерівномірності, тобто заснована на забезпеченні рівномірності електричного поля вздовж колонки варисторів за рахунок перерозподілу величин ємностей варисторів на землю і на фазний провід. Разом з тим, наявність екранів помітно знижує відстань від верхнього фланця ОПН до заземлених конструкцій. Зниження зазначеного габариту ще допустимо на висоті до 1000 метрів над рівнем моря, але вже небезпечно на більш піднесених територіях, для яких характерне зниження тиску, а значить - зниження розрядних характеристик ізоляції і збільшення ризику перекриття ОПН (з екраном) по поверхні. У компактизованих закритих розподільних пристроях в більшості випадків застосування екранів типової конструкції і зовсім неможливо. Разом з тим, конструкція мультиградієнтного обмежувача перенапруг нелінійного МОПН 110-750 кВ дозволяє ефективно вирішувати завдання вирівнювання розподілу температури вздовж колонки варисторів навіть при відмові від тороїдальних екранів.

МОПН 6-750 кВ, розроблений як захисний апарат для особливо важких умов роботи, може бути ефективно використаний в звичайних умовах з істотним збільшенням надійності.

Висновки до розділу 2

У процесі експлуатації електричні мережі зазнають зовнішніх та внутрішніх перенапруг. Основними захисними апаратами для захисту ізоляції від перенапруг є вентильні розрядники та нелінійні обмежувачі перенапруг. Захисні властивості вентильних розрядників і обмежувачів перенапруг засновані на нелінійності вольт-амперної характеристики їх робочих елементів, що забезпечує помітне зниження опору при підвищеній напрузі і повернення в початковий стан після зниження напруги до нормального робочого. В даний час вентильні розрядники практично зняті з виробництва.

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		88

Перевагами нелінійного обмежувача перенапруг є:

- глибокий діапазон обмеження всіх видів перенапруг;
- розсіювання великих енергій;
- стійкість до старіння та стабільність характеристик;
- висока надійність експліатації та простота конструкції;
- малі габарити та вага;
- висока вибухобезпечність при використанні полімерних корпусів;
- стійкість до зовнішніх забруднень ізоляційного корпусу.

На даний час обмежувачі перенапруг є найефективнішими пристроями захисту від перенапруг.

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
						89
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		

ВИСНОВКИ

Встановлено, що серед п'яти конфігурацій електричних мереж найбільш доцільними для реалізації є варіанти один та чотири. Техніко-економічне порівняння показало, що найменші сумарні дисконтовані втрати має другий варіант, який і прийнятий для подальших розрахунків. Аналіз результату розрахунків режиму максимальних навантажень та післяаварійного режиму засвідчив, що рівні напруги у вузлах відповідають нормативним значенням, а струми ділянок є меншими за максимально допустимі значення вибраних перерізів.

Обмежувачі перенапруг нелінійні – на даний час найефективніші пристрої захисту від перенапруг, їх перевагами є:

- глибокий діапазон обмеження всіх видів перенапруг;
- розсіювання великих енергій;
- стійкість до старіння та стабільність характеристик;
- висока надійність експліатації та простота конструкції;
- малі габарити та вага;
- висока вибухобезпечність при використанні полімерних корпусів;
- стійкість до зовнішніх забруднень ізоляційного корпусу.

В зв'язку із цим вони широко використовуються в енергетиці.

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
						90
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Районні електричні мережі: Методичні вказівки до виконання дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців з напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, 2009. – 100 с.

2. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем: Навч. посібник / В.М. Сулейманов. – К.: НМК ВО, 1992. – 216с.

3. Молния и молниезащита / Г.Н. Александров ; [отв. ред. В.Н. Козлов]: Ин-т электрофизики и электроэнергетики РАН. – М. : Наука, 2008. – 274 с. – ISBN 978-5-02-036613-8.

4. Ограничение перенапряжений в электрических сетях: Учебное пособие / Александров Г. Н. Санкт-Петербург 2003. – 192 с.

5. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ / ЗАО «Завод энергозащитных устройств», Дмитриев М.В. Санкт-Петербург 2007. – 57 с. – ISBN 5-86456-081-2.

					ДП5214.6.050701.009 ПЗ	Лист
						91
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		

Сидор
12.06.2019

Відновлювальний за перевірку дипломних
робіт на предмет за керованню електричних
мерех та систем, к.т.н. Чижовський В.В

База даних

84.62% Оригінальність	15.38% Схожість	325 Джерела
-----------------------	-----------------	-------------

Джерела з База даних : 54 джерела знайдено

- Year: 2018 Speciality Code: EC 10.58%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Дмитренко_Олег_Миколайович/01 Готовый диплом Олег.pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 10.48%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Дмитренко_Руслан_Вікторович/01 дмитренко диплом.pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 10.43%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Мисник_Андрій_Володимирович/Мисник повний.pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 9.78%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Курилик_Олександр_Володимирович/Диплом Курилик_О.В..pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 7.66%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Омельчук_Юлія_Олегівна/Омельчук.pdf
- Year: 2017 Name: Ярослав Surname: Тарнавський Speciality Code: EC 7.45%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Тарнавський_Ярослав_Валерійович/Тарнавський Я.В. гр EC-31.pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 4.92%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Пашкевич_Igor_Юрійович/дп повний.pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 4.25%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Рябенко_Юрій_Сергійович/alldiplom.pdf
- Year: 2018 Speciality Code: EC 4.07%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Цебрій_Дмитро_Олегович/Цебрій Д.О. дипломний проект.pdf
- Year: 2017 Name: Денис Surname: Руденко Speciality Code: EC 3.12%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Руденко_Денис_Ігорович/Руденко Д.І. EC-31 ДП.pdf
- Year: 2017 Name: Сергій Surname: Шупіло Speciality Code: EC 2.61%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Шупіло_Сергій_Володимирович/tttttttt.pdf
- Year: 2016 Name: Олексій Surname: Батан Speciality Code: EC 2.15%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Бакалавр_Батан_Олексій_Анатолійович
- Year: 2016 Name: Олексій Surname: Батан Speciality Code: EC 2.15%
File path: /EC/2016/Бакалавр_Батан_Олексій_Анатолійович/ПС.БАТАН.docx
- Year: 2012 Name: Роман Surname: Марченко Speciality Code: EC 1.96%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2012/Бакалавр_Марченко_Роман_Валерійович
- Year: 2012 Name: Роман Surname: Марченко Speciality Code: EC 1.96%
File path: /EC/2012/Бакалавр_Марченко_Роман_Валерійович/Бакалавр(Марченко)_версія для др
- Year: 2017 Name: Володимир Surname: Передерій Speciality Code: EC 1.87%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Передерій_Володимир_Васильович/Передерій_пояснювальна запи
- Year: 2012 Name: Євгеній Surname: Козубенко Speciality Code: EC 1.8%
File path: /EC/2012/Бакалавр_Козубенко_Євгеній_Васильович/Димломная Работа1.docx

☐ Схожість

☐ Цитата

☐ Схожість з обраним джерелом

☐ Посилання

☐ abc Заміна літер абетки

Сидор