

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

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Валерій.Кирик

“ ____ ” _____ 2021р.

**Дипломний проект
на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
спеціальності 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”
на тему: «Електрична мережа напругою 110 кВ та аналіз засобів
регулювання напруги»**

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-71
(шифр групи)

Вітюк Євгеній Сергійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проекту: ст. викл. Янковська Олена Максимівна
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант: доцент, Кацадзе Теймураз Луарсабович
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент: доцент, Денисюк Петро Левкович
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

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

Студент _____
(підпис)

Київ – 2021 року

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

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

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

«__» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Вітюку Євгену Сергійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Електрична мережа напругою 110 кВ та аналіз засобів регулювання напруги»
керівник проекту Янковська Олена Максимівна, ст. викл.
затверджені наказом по університету від 21 травня 2021 р. №1246-с.
2. Строк подання студентом проекту 10 червня 2021 р.
3. Вихідні дані до проекту: Номінальна напруга мережі $U_n=110$ кВ; балансуєчий пункт у точці БП; відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів Р (МВт) за ситуаційним планом; $\cos\varphi_{сн}=0,79$; $\cos\varphi_{нн}=0,82$; $T_{max}=4700$ год/рік; до пунктів підключені споживачі 1-ї та 2-ї категорій; географічний район спорудження мережі: Україна; район за ожеледдю: І-ІІ; $M_{ГРАН}=4100$ МВт.км.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік завдань, які потрібно розробити) _____
Вибір розрахунку електричної мережі 110кв
Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі
Розрахунок режиму максимальних навантажень та післяаварійного
Аналіз засобів регулювання напруги

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

5.1. Вибір варіантів конфігурації електричної мережі.

5.2. Розрахунок режимів та вибір відгалуджень РПН та ПБЗ.

5.3. Сучасні засоби регулювання напруги.

6. Консультанти розділів проекту

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

7. Дата видачі завдання 25 квітня 2021 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Синтез варіантів спорудження електричної мережі	29.04.2021	
2	Вибір двох найбільш доцільних варіантів спорудження РЕМ	03.05.2021	
3	Вибір типу, числа та потужності трансформаторів на підстанціях	10.05.2021	
4	Розрахунок L-схеми двох варіантів спорудження районної електричної мережі	14.05.2021	
5	Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів ділянок РЕМ	18.05.2021	
6	Електричний розрахунок режимів роботи мережі	24.05.2021	
7	Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі	27.05.2021	
8	Аналіз засобів регулювання напруги	01.06.2021	
9	Оформлення графічного матеріалу	03.06.2021	

Студент

(підпис)

Вітюк Є.С.

Керівник проекту

(підпис)

Янковська О.М.

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Електрична мережа напругою 110 кВ та аналіз засобів регулювання напруги»

Київ – 2021 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП7102.141.002 ПЗ	Пояснювальна записка	67	
3	A1	ДП7102.141.01.002 ТК	Вибір конфігурації електричної мережі напругою 110 кВ	1	
4	A1	ДП7102.141.02.002 ТК	Розрахунок електричної мережі напругою 110 кВ	1	
5	A1	ДП7102.141.03.002 ТК	Аналіз засобів регулювання напруги	1	

					ДП7102.141.002ПЗ				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	«Електрична мережа напругою 110 кВ та аналіз засобів регулювання напруги»	Літ.	Арк.	Аркушів	
Розроб.		Вітюк Є.С.							
Перевір.		Янковська О.М.					6		
						КП ім. Ігоря Сікорського, ФЕА. ЕС-71			
Н. Контр.		Кацадзе Т.Л.							
Затв.		Кирик В.В.							

РЕФЕРАТ

Обсяг – 67 сторінок машинописного тексту.

Рисунків – 18. Таблиць – 26.

В даному дипломному проекті проводиться аналіз електричної мережі напругою 110 кВ. На основі моментів потужностей зроблено вибір конфігурації електричної мережі, вибір типу, кількості та потужності трансформаторів підстанцій, вибрані перерізи ділянок мережі. Фінальний варіант схеми перевірений на схожість з обмеженнями першої категорії післяаварійних режимів роботи. Було розраховано та проаналізовано два режими електричної мережі, такі як режим максимальних навантажень та післяаварійний. Також було проведено розрахунок для вибору відгалуження РПН та ПБЗ на силових трансформаторах електропідстанцій для регулювання напруги в порахованих режимах мережі на сторонах середньої і низької напруги.

У наступній частині дипломного проекту було проведено детальний аналіз засобів регулювання напруги. Серед таких засобів були розглянуті трансформаторні засоби регулювання напруги, засоби повздовжньої та поперечної компенсації та метод посилення ділянок схеми.

Дипломний проект містить пояснювальну записку та графічну частину, що включає в себе 3 креслення.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РЕЖИМИ РОБОТИ МЕРЕЖІ, СХЕМИ
ЗАМІЩЕННЯ, ПЕРЕРІЗИ, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, ТРАНСФОРМАТОР,
КОМПЕНСАЦІЙНІ УСТАНОВКИ

					ДП7102.141.002ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

ABSTRACT

Size – 67 of typewritten text.

Figures – 18. Tables – 26.

In this diploma project the analysis of an electric network with a voltage of 110 kV is carried out. On the basis of moments of capacities the choice of a configuration of an electric network, a choice of quantity, capacity and type of transformers at substations, a choice of sections of sections of a network is made. The final version of the scheme is tested for similarity with the limitations of the first category of post-emergency modes of operation. Two modes of the electrical network were calculated and analyzed, such as the maximum load mode and the post-emergency mode. The calculation was also performed for the selection of the on-load tap-changer and PBZ branches on the power transformers of power substations for voltage regulation in the calculated network modes on the medium and low voltage sides.

In the next part of the diploma project the detailed analysis of means of voltage regulation was carried out, namely: transformer means of voltage regulation, means of longitudinal and cross compensation and a method of strengthening of sections of the scheme.

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

ELECTRICAL NETWORK, MODES OF NETWORK OPERATION,
SUBSTITUTION SCHEMES, SECTIONS, VOLTAGE REGULATION,
TRANSFORMER, COMPENSATION INSTALLATIONS.

					<i>ДП7102.141.002ПЗ</i>	Лист
						8
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	11
ВСТУП.....	12
1 ВИБІР РОЗРАХУНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110КВ	13
1.1 Синтез варіантів спорудження електричної мережі.....	13
1.2 Вибір числа, типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях	17
1.3.1 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей за довжинами ділянок та розрахунок L-схеми мережі.....	22
1.3.2 Вибір перерізів проводів ділянок електричної мережі	26
1.3.3 Перевірка допустимості нагрівання проводів вибраних перерізів	29
Висновок до розділу 1	33
2 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ДЛЯ Z-СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ	34
2.1 Розрахунок параметрів схем заміщення мережі	34
2.2 Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів.....	35
Висновок до розділу 2	38
3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	39
3.1 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальному навантаженні.....	39
3.2 Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБВ на силових трансформаторах вузлових підстанцій в режимі максимальних навантажень	49
Висновок до розділу 3	51
4 РОЗРАХУНОК ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ МЕРЕЖІ	52
4.1 Електричний розрахунок після аварійного режиму роботи мережі	52
4.2 Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБВ на силових трансформаторах вузлових підстанцій в післяаварійному режимі роботи. ..	56
Висновки до розділу 4	57

5 АНАЛІЗ ОСНОВНИХ ЗАСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	58
5.1 Короткі відомості про регулювання напруги в електромережі та методи регулювання.....	58
5.2 Регулювання напруги за допомогою трансформаторів	58
5.3 Посилення головних ділянок електричної мережі за рахунок збільшення перерізу проводів	59
5.4 Пристрої РПН та ПБЗ	60
5.5 Застосування установок поперечної та поздовжньої компенсації.....	61
Висновок до розділу 5	63
ВИСНОВКИ.....	64
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	65
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат	66

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

СН – обмотка середньої напруги

ВН – обмотка вищої напруги

НН – обмотка низької напруги

КЗ – коротке замикання

ПЛ – повітряна лінія

ПБЗ – перемикання без збудження

ПРПН – пристрій регулювання під навантаженням

РПН – регулювання під навантаженням

КУ – компенсаційна установка

БСК – батарея статичних конденсаторів

УПК –установки поздовжньої компенсації

					ДП7102.141.002ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

ВСТУП

В цьому дипломному проекті проводиться аналіз електричної мережі напругою 110 кВ.

Для досягнення поставленої мети дипломного проекту вирішено наступні завдання:

- 1) Вибір розрахунку електричної мережі 110кВ
- 2) Розрахунок параметрів z-схеми заміщення електричної мережі
- 3) Розрахунок режиму максимальних навантажень та післяаварійного
- 4) Аналіз основних засобів регулювання напруги

Оптимальна схема електричної мережі була визначена за допомогою розрахунку моментів потужностей, після чого було вибрано 2 найкращі варіанти схеми за техніко-економічними показниками. Для визначених перерізів проводів проведена перевірка технічними обмеженнями першої групи після аварійних режимів роботи.

Після розрахунку Z-схеми заміщення електричної мережі, виконується розрахунки, такі як режим максимальних навантажень і післяаварійний режим. Далі виконується вибір відгалужень РПН і ПБЗ силових трансформаторів, що розташовані на підстанціях, для режимів, які розраховували раніше.

Регулювання напруги – одна з важливіших складових керування режимами роботи мережі. Контроль рівня напруги має позитивний вплив на показники якості електроенергії. Крім того вона поліпшує технічні та економічні показники роботи енергетичних систем.

При встановленні різних засобів регулювання напруги в мережу, виконується підбір підходящого місця встановлення установки та зіставлення варіантів з техніко економічними вимогами пов'язаних з нормою для напруг щоб вибрати найкращий варіант за собівартістю.

					ДП7102.141.002ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

1 ВИБІР РОЗРАХУНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110КВ

1.1 Синтез варіантів спорудження електричної мережі

Вибір конфігурації районної мережі на пряму залежить від взаємного розташування БП та вузлових підстанцій, а також від прийнятої системи забезпечення резервування електропостачання. Проектування електропостачальних систем залежить від вибору оптимальної конфігурації мережі. Головна задача такого вибору є порівняння техніко-економічних показників усіх вибраних варіантів схеми електричної мережі, після чого залишається найвигідніший. Всі вибрані варіанти для дослідження зображені на рисунку 1.1. Конфігурацію проектованої районної мережі побудовано на основі граничних електричних моментів потужностей: $M = P \cdot l$, (МВт·км). Значення граничного моменту та номінальної напруги для відповідних класів номінальних напруг становлять: $U_n = 110$ кВ, $M_{\text{гран}} = 4 \cdot 100$ МВт·км. Ситуаційний план масштабу 1 см : 10 км присутній у додатку до завдання дипломного проекту.

Довжини ділянок мережі та сумарні навантаження пунктів на обмотках СН, НН записані в таблиці 1.1 та 1.2

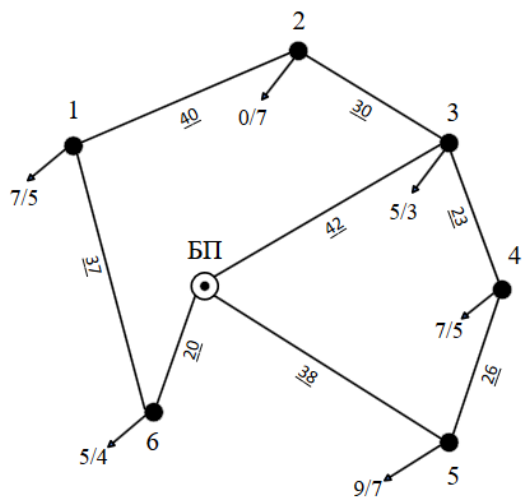
Таблиця 1.1 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	0-3	0-5	0-1	3-4	4-5	0-2	0-4	0-6	6-7	1-6	5-6	1-2	2-3
Довжини ділянок, км	42	38	32	23	26	44	40	20	30	37	44	40	23

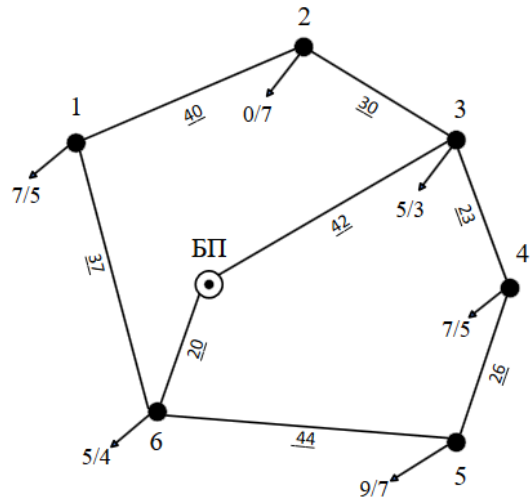
Таблиця 1.2 – Сумарні навантаження пунктів на обмотках СН та НН

№ пункту	1	2	3	4	5	6
Навантаження пунктів, МВт	11	7	8	12	10	9

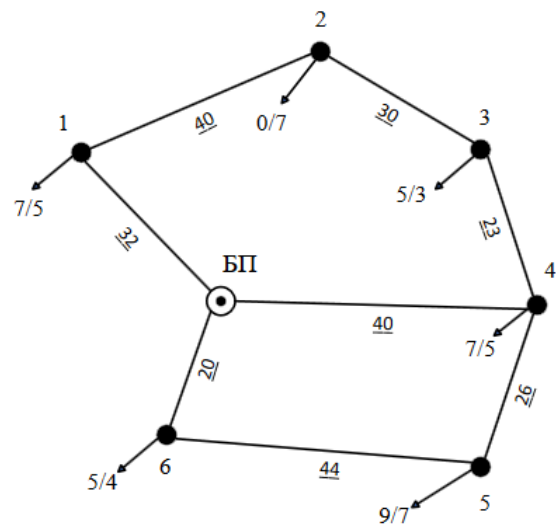
Варіант 1



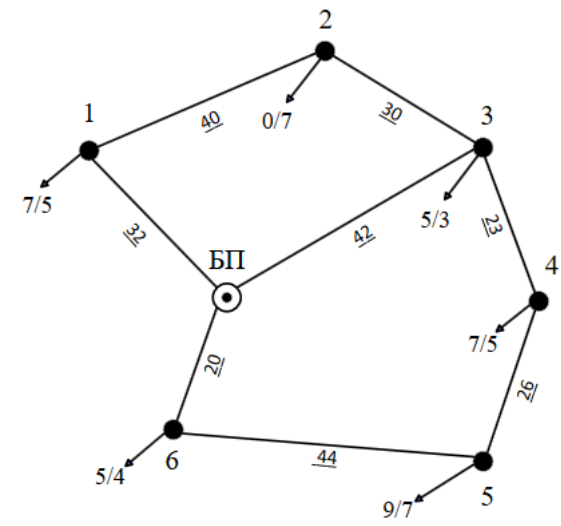
Варіант 2



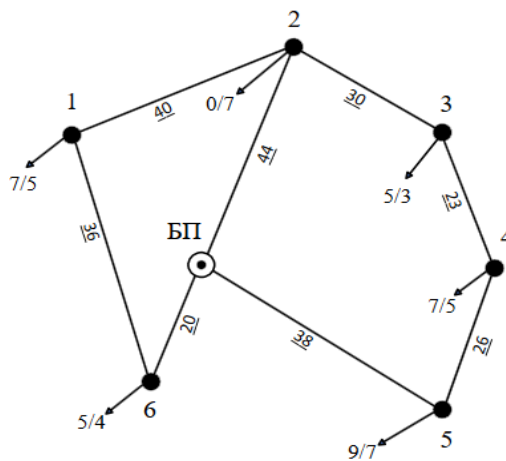
Варіант 3



Варіант 4



Варіант 5



Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

ДП7102.141.002ПЗ

Лист

14

Рис. 1.1 – Конфігурації схем електричної мережі

Проведемо розрахунок методу моментів потужності для обраних схем.

Схема №1

Початкова ділянка обходу – ділянка 06.

Знаходимо моменти потужностей за контурами.

I контур за годинниковою стрілкою:

$$M_{I+} = P_6 \cdot l_{06} = 9 \cdot 20 = 180 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{I+}' = M_{I+} + P_1 \cdot (l_{06} + l_{16}) = 180 + 11 \cdot (20 + 37) = 807 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{I+}'' = M_{I+}' + P_2 \cdot (l_{06} + l_{12} + l_{16}) = 807 + 7 \cdot (20 + 37 + 40) = 1486 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{I+}''' = M_{I+}'' + P_3 \cdot (l_{06} + l_{12} + l_{23} + l_{16}) = 1486 + 8 \cdot (20 + 37 + 40 + 30) = 2502 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

I контур проти годинникової стрілки:

$$M_{I-} = P_3 \cdot l_{03} = 8 \cdot 42 = 336 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{I-}' = M_{I-} + P_2 \cdot (l_{03} + l_{23}) = 336 + 7 \cdot (44 + 30) = 840 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{I-}'' = M_{I-}' + P_1 \cdot (l_{03} + l_{12} + l_{23}) = 840 + 7 \cdot (44 + 40 + 30) = 2072 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_{I-}''' = M_{I-}'' + P_6 \cdot (l_{03} + l_{16} + l_{23} + l_{12}) = 2072 + 9 \cdot (42 + 37 + 30 + 40) = 3413 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

Далі розраховуємо II контур за та проти годинникової стрілки. Всі значення розрахунків занесені до таблиці 1.3

Таблиця 1.3 – Моменти потужностей II контуру

Напрямок обходу контуру / Момент	За год. стрілкою, МВт·км	Проти год. стрілки, МВт·км
M_{II}	336	608
M_{II}'	1116	1376
M_{II}''	2572	2072

Сумарна довжина всіх ЛЕП, які входять в дану схему дорівнює $\Sigma l = 256 \text{ км}$.

Аналогічний розрахунок проводимо для інших схем, порашовані моменти потужностей показані в табл. 1.4. Після порівняння розрахунків найкращими варіантами схеми виявились саме 1 та 3. Вони зображені на рис. 1.2.

Таблиця 1.4 – Моменти потужностей варіантів схем електричної мережі

№ схеми	Контурний напрямок	Моменти потужностей першого контуру, МВт·км	Моменти потужностей другого контуру, МВт·км	Сумарна довжина, км
1	за	2502	2572	256
	проти	3413	2072	
2	за	2502	3787	262
	проти	3413	3616	
3	за	3172	2526	255
	проти	1635	2284	
4	за	1672	3787	257
	проти	2072	3188	
5	за	1486	4032	258
	проти	2321	2891	

Розглянуті варіанти виявились дуже схожі за сумарною довжиною ЛЕП, але серед усіх п'яти варіантів схеми найменшу мають №1 та №3. Дані варіанти підлягають подальшому розгляду. Жодна схема не вийшла за допустимі межі граничного моменту, але схема №5 є дуже близькою до нього.

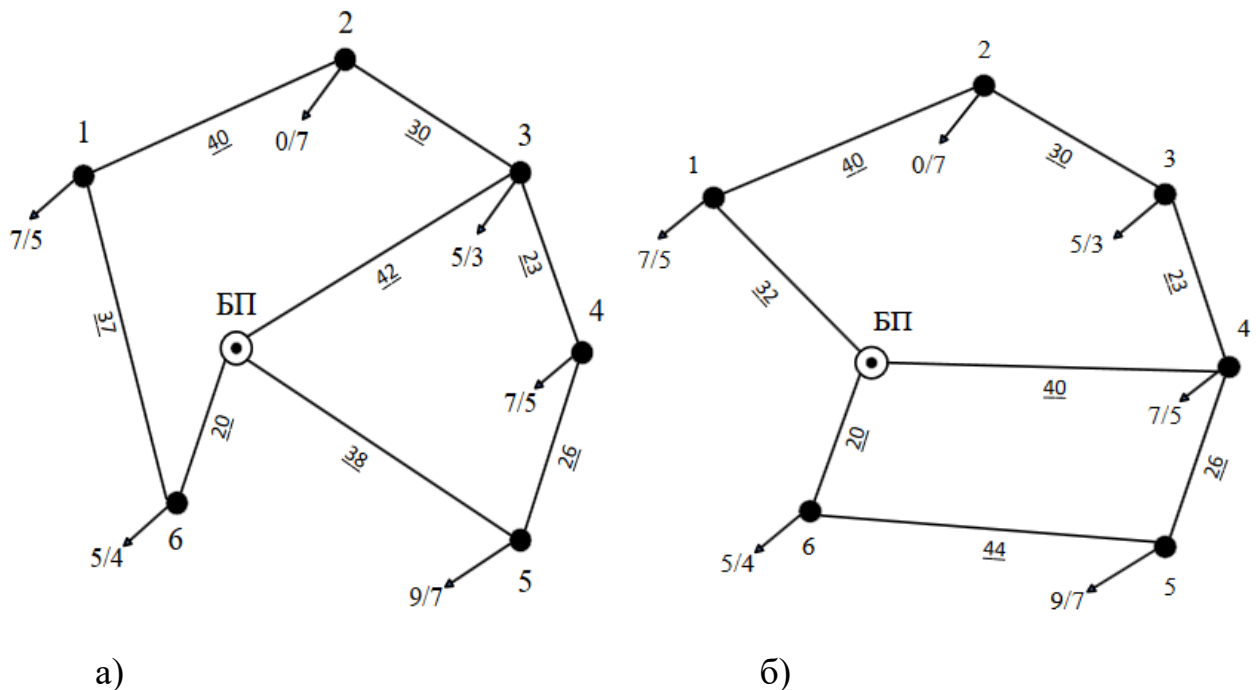


Рис. 1.2 – Схеми електричної мережі, які підійшли: а) – варіант схеми №1; б) – варіант схеми №3

1.2 Вибір числа, типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях

В даному розділі необхідно розрахувати модулі заданих сумарних потужностей для режиму максимальних навантажень $S_{\max}$, МВА, для всіх наявних підстанцій:

$$S_{\max} = \sqrt{(P_{\text{сн}} + P_{\text{нн}})^2 + (Q_{\text{сн}} + Q_{\text{нн}})^2} = \sqrt{(6+5)^2 - (4.657+3.49)^2} = 13.688 \text{ МВА}$$

де $P_{\text{сн}}$, $P_{\text{нн}}$ - активні та реактивні потужності навантаження на шинах СН і НН вузлових підстанцій (вказані в завданні), МВт,

$Q_{\text{сн}}$, $Q_{\text{нн}}$ - реактивні потужності навантаження на шинах СН і НН вузлових підстанцій (вказані в завданні), МВАр.

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

ДП7102.141.002ПЗ

Лист

17

Значення величин кута на сторонах НН та СН φ_{CH} та φ_{HH} :

$$\varphi_{HH} = 34,915^\circ ; \varphi_{CH} = 37,814^\circ .$$

Реактивні потужності навантажень на шинах СН і НН підстанцій у вузлах рахують за виразами:

$$Q_{CH} = -P_{CH} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CH} = -6 \cdot \operatorname{tg} (37,814) = -4,657 \text{ МВАр};$$

$$Q_{HH} = -P_{HH} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{HH} = -5 \cdot \operatorname{tg} (34,915) = -3,49 \text{ МВАр}$$

Потужність індивідуально для кожного трансформатора обирають за таким принципом, що у разі вилучення одного з трансформаторів, інший, що працює, мав змогу передати відповідну потужність споживання без перевантаження.

Сумарне навантаження понижуючої підстанції споживача у максимальному режимі роботи електричної мережі розташованої в першому пункті складе:

$$\dot{S}_{\max_1} = P_{CH} + P_{HH} + j(Q_{CH} + Q_{HH}) = 6 + 5 - j(4,657 + 3,49) = 11 - j8.147 \text{ МВА}.$$

Модуль сумарного навантаження дорівнює:

$$\left| \dot{S}_{\max_1} \right| = 13.688 \text{ МВА}$$

Реактивна потужність підстанції, розміщеної в пункті 1 дорівнює:

$$Q_{HH_1} = -P_{HH_1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{HH} = -8 \cdot \operatorname{tg} (37,814) = -6,209 \text{ МВАр}.$$

Результати розрахунку для інших підстанцій наведені в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Результати розрахунку повних потужностей вузлових підстанцій

Пункт	Активні потужності Р, МВт		Реактивні потужності Q, МВАр		Повна потужність Smax, МВА	Модуль повної потужності Smax, МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	6	5	-4,657	-3,49	11-8,147i	13,688

Продовження таблиці 1.5

2	0	7	0	-4,886	7-4,886i	8,537
3	5	3	-3,88	-2,094	8-5,974i	9,985
4	7	5	-5,433	-3,49	12-8,923i	14,954
5	9	7	-6,985	-4,886	16-11,871i	19,923
6	5	4	-3,88	-2,792	9-6,672i	11,204

Значення розрахункової номінальної потужності понижуючого трансформатора підстанції першого пункту буде дорівнювати:

$$S_{T_1} = 0,7 \cdot |\dot{S}_{\max_1}| = 0,7 \cdot 13,688 = 9,58 \text{ МВА}.$$

Вибір потужності силових трансформаторів для інших підстанцій роблять аналогічним способом. Результати вибору зведені до табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Результати визначеної потужності силових трансформаторів на підстанціях

Пункт схеми	Модуль повної потужності $S_{\max}$, МВА	Розрахункова потужність S_T , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	13,688	9,581	3	2×ТДТН-10000/110
2	8,537	5,975	2	2×ТМН-6300/110
3	9,985	6,989	3	2×ТДТН-10000/110
4	14,954	10,467	3	2×ТДТН-16000/110
5	19,923	13,95	3	2×ТДТН-16000/110
6	11,204	7,842	3	2×ТДТН-10000/110

Перелік даних вибраних трансформаторів представлений в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Дані силових трансформаторів вузлових підстанцій з каталогу

Пункт схеми	Тип трансформаторів	Потужність S_n , МВА	У _{ном} обмоток, кВ			U _к , %			Р _к , кВт	Р _х , кВт	I _х , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	2×ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
2	2×ТДТН-6300/110	6,3	115	-	11	-	10,5	-	44	11,5	0,8
3	2×ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
4	2×ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1,0
5	2×ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1,0
6	2×ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1

Порахуємо діапазони допустимих рівнів напруги шин ВН на підстанціях, при яких установки РПН силових трансформаторів будуть у нормальному режимі регулювати напруги:

-трансформатор в пункті 1:

Результати розрахунку фіктивних значень напруг КЗ в першому пункті показані в таблиці 1.8:

Таблиця 1.8 – Результати фіктивних значень напруг КЗ

Напруга КЗ	$U_{кв1}$	$U_{кс1}$	$U_{кн1}$
Значення, %	10,75	0	6,25

Величини втрат напруги в обмотках трансформаторів записані в таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 – Результати величини втрат напруги в обмотках трансформаторів

Втрати напруги в обмотках	ΔU_{TB1}	ΔU_{TC1}	ΔU_{TH1}
Значення, кВ	5,276	0,131	1,363

Діапазон допустимих рівнів напруги на шинах ВН на першій підстанції:

$$U_{\min 1} = \frac{U_{ндж} U_{m\phi 1}}{U_{mn1}} \cdot (1 - \omega_{\epsilon}) + \Delta U_{m\phi 1} + \Delta U_{mn1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 9 \cdot 0,0178) + 5,275 + 1,363 = 98,827 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{ндж} U_{m\phi 1}}{U_{mn1}} \cdot (1 + \omega_{\epsilon}) + \Delta U_{m\phi 1} + \Delta U_{mn1} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 9 \cdot 0,0178) + 5,275 + 1,363 = 133,998 \text{ кВ};$$

Аналогічним чином визначаються всі інші діапазони допустимих рівнів напруг на шинах ВН підстанцій електричної мережі. Границі допустимих значень напруг для всіх підстанцій занесені до табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Границі допустимих рівнів напруг на шинах ВН підстанцій

№ пункту	Тип трансформатора	Мін. можливий рівень напруги, кВ	Макс. можливий рівень напруги, кВ
1	2×ТДТН-10000/110	98,827	133,998
2	2×ТДН-6300/110	97,458	132,629
3	2×ТДТН-10000/110	96,873	132,044
4	2×ТДТН-16000/110	96,609	131,78
5	2×ТДТН-16000/110	98,129	133,3
6	2×ТДТН-10000/110	97,599	132,77

Отже, за результатами таблиці 1.10 можна стверджувати, що пристрої РПН трансформаторів будуть підтримувати потрібний рівень напруг на шинах НН при будь-яких коливаннях рівнів напруг на шинах ВН підстанцій.

1.3.1 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей за довжинами ділянок та розрахунок L-схеми мережі

Розрахунок проводимо для схеми №1.

Перетворюємо схему №1 у розімкнуту, відключивши перемички 1-2, 3-4. Отримаємо розімкнену схему, яка зображена на рис. 1.3.

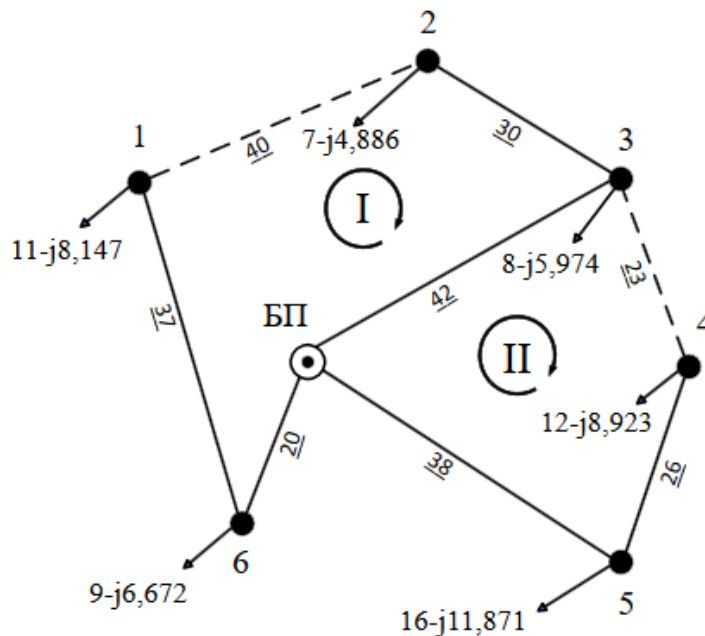


Рис. 1.3 – Умовно розімкнена схема електричної мережі конфігурації №1

Повні навантаження пунктів:

$$\dot{S}_1 = 11 - j8,147 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_2 = 7 - j4,886 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_3 = 8 - j5,974 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_4 = 12 - j8,923 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_5 = 16 - j11,871 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_6 = 9 - j6,672 \text{ МВА};$$

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

ДП7102.141.002ПЗ

Лист

22

Потокорозподіл в умовно розімкненій схемі:

$$\dot{S}_{61} = \dot{S}_1 = 11 - j8,147 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{06} = \dot{S}_6 + \dot{S}_{16} = 9 - j6,672 + 11 - j8,147 = 20 - j14,819 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{32} = \dot{S}_3 = 7 - j4,886 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{03} = \dot{S}_3 + \dot{S}_{23} = 8 - j5,974 + 7 - j4,886 = 15 - j10,86 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{54} = \dot{S}_4 = 12 - j8,923 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{05} = \dot{S}_5 + \dot{S}_{45} = 16 - j11,871 + 12 - j8,923 = 28 - j20,793 \text{ MBA};$$

Покорозподіл в умовно розімкненої схеми зображений на рис. 1.4.

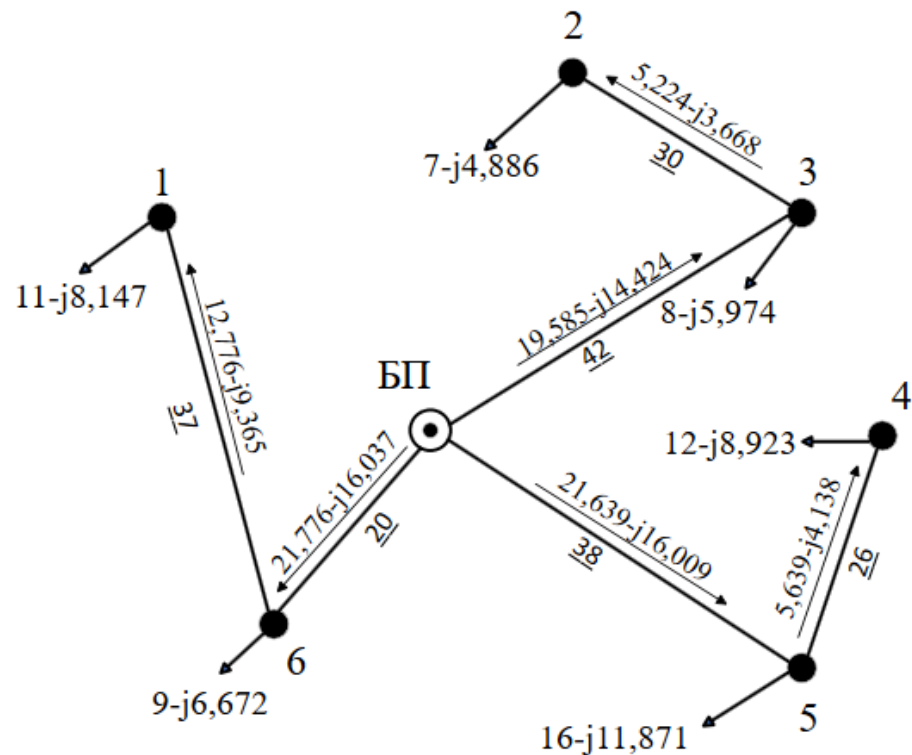


Рис. 1.4 – Потокорозподіл в умовно розімкненій схемі

Складаємо систему контурних рівнянь для мережі рис. 1.3. Напрямки контурів показані на рис. 1.3.

I контур:

$$(S_{\kappa I} + S_{61}) \cdot l_{61} + (S_{\kappa I} - S_{32}) \cdot l_{32} + (S_{\kappa I} + S_{06}) \cdot l_{06} + (S_{\kappa I} - S_{\kappa II} - S_{03}) \cdot l_{03} + S_{\kappa I} \cdot l_{12} = 0$$

II контур:

$$(S_{\kappa II} - S_{\kappa I} + S_{03}) \cdot l_{03} + (S_{\kappa II} - S_{54}) \cdot l_{54} + (S_{\kappa II} - S_{05}) \cdot l_{05} + S_{\kappa II} \cdot l_{34} = 0$$

Після обрахунку даної системи отримаємо такі значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_{\kappa I} = 1,776 + j1,218 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{\kappa II} = 6,361 - j4,784 \text{ MBA};$$

Складаємо потокорозподіл замкненої схеми електричної мережі включно зі зрівняльними контурними потужностями:

$$S'_{12} = S_{\kappa I} = 1,776 - j1,218 \text{ MBA};$$

$$S'_{32} = S_{32} - S_{\kappa I} = 7 - j4,886 - (1,776 - j1,218) = 5,224 - j3,668 \text{ MBA};$$

$$S'_{03} = S_{03} + S_{\kappa II} - S_{\kappa I} = 6,361 - j4,784 + 15 - j10,86 - (1,776 - j1,218) = 19,585 - j14,427 \text{ MBA};$$

$$S'_{61} = S_{61} + S_{\kappa I} = 11 - j8,147 + 1,776 - j1,218 \text{ MBA};$$

$$S'_{34} = S_{\kappa II} = 6,361 - j4,784 \text{ MBA};$$

$$S'_{54} = S_{54} - S_{\kappa II} = 12 - j8,923 - (6,361 - j4,784) = 5,639 - j4,138 \text{ MBA};$$

$$S'_{05} = S_{05} - S_{\kappa II} = 28 - j20,793 - (6,361 - j4,784) = 21,639 - j16,009 \text{ MBA};$$

$$S'_{06} = S_{06} + S_{\kappa I} = 20 - j14,818 + 1,776 - j1,218 = 21,776 - j16,037 \text{ MBA};$$

Робимо перевірку за другим законом Кірхгофа:

I та II контур:

$$S'_{12}l_{12} + S'_{61}l_{61} - S'_{23}l_{23} + S'_{06}l_{06} - S'_{03}l_{03} = (1,776 - j1,218) \cdot 40 - (5,224 - j3,668) \cdot 30 + (21,776 - j16,037) \cdot 20 - (19,585 - j14,427) \cdot 42 + (12,776 + j9,365) \cdot 37 = 0$$

$$S'_{03}l_{03} - S'_{05}l_{05} - S'_{54}l_{54} + S'_{34}l_{34} = (19,585 - j14,427) \cdot 42 - (5,639 - j4,138) \cdot 26 - (6,361 - j4,784) \cdot 23 + (21,639 - j16,009) \cdot 38 = 0$$

Потокорозподіл L-схеми електричної мережі зображений на рис. 1.5.

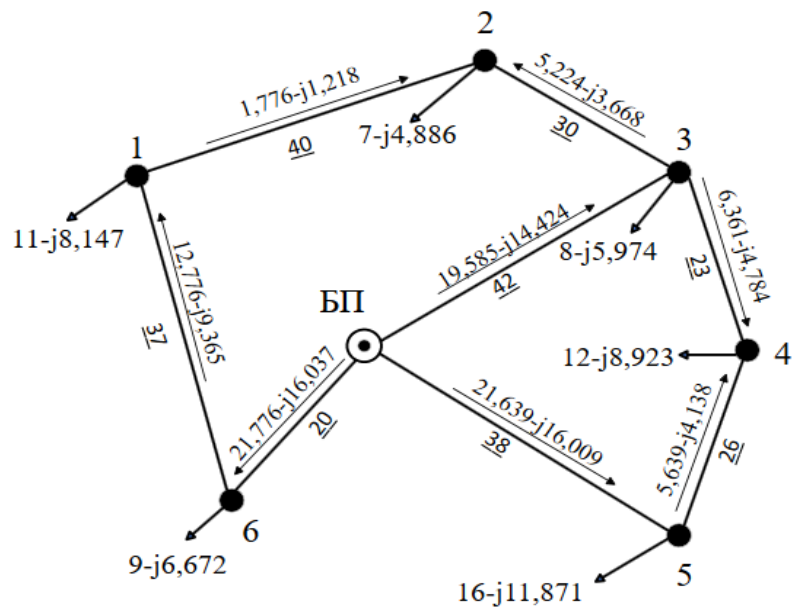


Рис. 1.5 – Потокорозподіл схеми №1

Аналогічний розрахунок проводимо для схеми №3. Результат зображено на рисунку 1.6

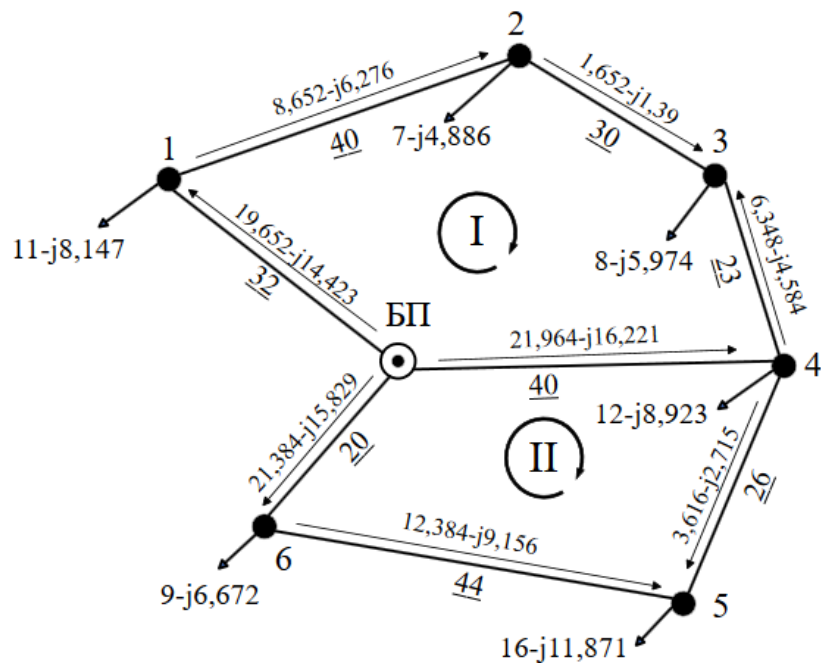


Рис. 1.6 – Потокорозподіл схеми №3

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

ДП7102.141.002ПЗ

Лист

25

1.3.2 Вибір перерізів проводів ділянок електричної мережі

Розраховуємо значення струмів ділянки 0-6 електричної мережі:

$$I_{06} = \frac{\sqrt{P_{06}^2 + Q_{06}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_L} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{21,776^2 + (-16,037)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 142 \text{ А.}$$

Визначимо оптимальне значення перерізу ЛЕП для ділянки 0-6:

$$F_{opt06} = \frac{1}{n} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_{06}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{ex} \cdot 10^{-5}}{k_{nut \text{ зм110}} \cdot (0,01 \cdot H_E + E)}} = \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 142^2 \cdot 28,5 \cdot 3090 \cdot 39,41 \cdot 10^{-5}}{450(0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 204,1 \text{ мм}^2;$$

Виконаємо техніко-економічне порівняння варіантів використання двох перерізів ПЛ для ділянки 0-6.

Перший варіант:

Розглянемо провід марки АС-120/19.

Тривалість роботи лінії впродовж року: $T_{вкл}=8760$ год.

Середньорічні питомі втрати потужності на корону: $\Delta P_k=0,08$ кВт/км.

Коефіцієнт корекції: $k_{xx}=0,8$.

Щоб провести техніко-економічне порівняння, розраховуємо питомі втрати на відшкодування постійних і змінних втрат активної енергії, питомий опір проводу, вартість спорудження 1 км ПЛ, капіталовкладення в спорудження ПЛ, втрати активної потужності на ділянці 0-6, Також рахуємо час для максимальних втрат, постійні та змінні втрати енергії, компенсації втрат на передачу електроенергії, затрати на обслуговування та ремонт, сумарні щорічні витрати, а також сумарні дисконтовані витрати

Всі вище перераховані розрахунки занесені до таблиці 1.11.

Другий варіант:

Розглянемо провід марки АС-240/32.

Розрахунок для даного варіанту проводу аналогічний першому варіанту.

Результати розрахунку занесені до таблиці 1.11

					ДП7102.141.002ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Таблиця 1.11 – техніко-економічне порівняння варіантів використання двох перерізів ПЛ для ділянки 0-6

Марка проводу ділянки	АС-120/19	АС-240/32
Розрахований параметр		
$Z'_e, \text{ коп} / \text{ кВт} \cdot \text{год}$	31,5	31,5
$Z''_e, \text{ коп} / \text{ кВт} \cdot \text{год}$	39,41	39,41
$r_0, \text{ Ом/км}$	0,244	0,122
$K_{\text{АС-120}}, \text{ тис.грн/км}$	295	350
$K_{\text{ПЛ}_06}, \text{ тис.грн.}$	5900	7000
$\Delta P_{06}, \text{ кВт}$	295	147
$\tau, \text{ год} / \text{ рік}$	3090	3090
$\Delta A_{\text{пост}06}, \text{ кВт} \cdot \text{год}$	14015	14015
$\Delta A_{\text{зм}06}, \text{ кВт} \cdot \text{год}$	$0,911 \cdot 10^6$	$0,454 \cdot 10^6$
$I_{\text{втр}06}, \text{ тис.грн} / \text{ рік}$	363,57	183,38
$I_{e06}, \text{ тис.грн} / \text{ рік}$	70,8	84
$I_{\text{сум}}, \text{ тис.грн} / \text{ рік}$	434,37	267,38
$Z_{06}, \text{ тис.грн} / \text{ рік}$	10240	9673,8

Порівнявши сумарні дисконтовані витрати, обираємо до встановлення провід марки відповідно до їх найменшого значення. Таким чином, на ділянці 0-6 обираємо до встановлення проводу марки АС-240/32. Аналогічним чином порівнюємо варіанти розрахованих проводів для інших ділянок схеми електричної мережі. Результати розрахунків варіантів та їх техніко-економічне порівняння наведене в таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 – Результати техніко-економічного зіставлення варіантів вибору перерізів ПЛ для схеми 1

Ділянка	I_L, A	$F_{опт}, мм^2$	Пер. $мм^2$	$K, тис.грн$	$I_{втр}, тис.грн/рік$	$I_e, тис.грн/рік$	$З, тис.грн/рік$	$F_{дійсн}, мм^2$
0-6	142	204,1	240	7000	183,38	84	9673,8	240
			120	5900	363,57	70,8	10240	
0-3	127,7	183,5	240	14700	314,85	176,4	19612,5	240
			120	12390	619,97	148,68	20076	
6-1	16,21	119,5	120	10915,0	235,83	130,98	14583,1	120
			70	10175,0	402,17	122,1	15417,7	
3-2	33,5	48,15	70	8250,0	58,486	99	9824,9	70
			-	-	-	-	-	
1-2	11,3	16,24	70	11000	16,707	132	12487,1	70
			-	-	-	-	-	
3-4	41,8	60,08	70	6325	66,924	75,9	7753,2	70
			-	-	-	-	-	
5-4	36,7	52,75	70	7150,0	59,794	85,8	8605,9	70
			-	-	-	-	-	
0-5	141	202,7	240	13300,0	346,84	159,6	18364,4	240
			120	11210,0	682,13	134,52	19376,5	

Аналогічний розрахунок для вибору перерізів виконуємо до схеми 3. Результати вказані в таблиці 1.13.

Таблиця 1.13 – Результати техніко-економічного зіставлення варіантів вибору перерізів ПЛ для схеми 3

Ділянка	I_L, A	$F_{опт}, мм^2$	Пер. $мм^2$	$K, тис.грн$	$I_{втр}, тис.грн/рік$	$I_e, тис.грн/рік$	$З, тис.грн/рік$	$F_{дійсн}, мм^2$
0-6	140	201,2	240	7000	178,51	84	9625,1	240
			120	5900	351,39	70,8	10121	

Продовження таблиці 1.13

0-4	143	205,5	240	14000	375,29	168	19432,9	240
			120	11800	741,67	141,6	20632,7	
0-1	128	184	120	9440	471,98	113,28	15292,6	240
			240	11200	240,82	134,4	14952,2	
6-5	33,5	116,1	70	12100	450,99	145,2	18061,9	120
			120	12980	266,6	155,76	17203,6	
1-2	56,1	80,63	120	11800	121,08	141	14426,8	70
			70	11000	202,41	132	14344,1	
4-5	23,7	34,06	70	7150	28,262	85,8	8290,6	70
			-	-	-	-	-	
4-3	41,1	59,07	70	6325	64,976	75,9	7733,8	70
			-	-	-	-	-	
2-3	11,3	16,28	70	8250	12,563	99	9365,6	70

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку щорічних витрат на утримання ПЛ

Схема	Сума вкладень в утримання ПЛ за рік, $I_{\Sigma \text{ПЛ}2}$, тис. грн.
1	100904
3	100947

Оскільки, дивлячись на таблицю 1.14, сума вкладень в утримання ПЛ за рік для другого варіанту схеми більша, ніж для першого, то обираємо перший. Наразі, він буде брати участь у наступних розрахунках режимів електричної мережі.

1.3.3 Перевірка допустимості нагрівання проводів вибраних перерізів

Перевірка по допустимому нагріванню проводів здійснюється за розрахунком післяаварійного режиму роботи L-схеми мережі.

Відключаємо найбільш завантажену ділянку: 0-6. Схема мережі з відключеною ділянкою 0-6 зображена на рис. 1.7.

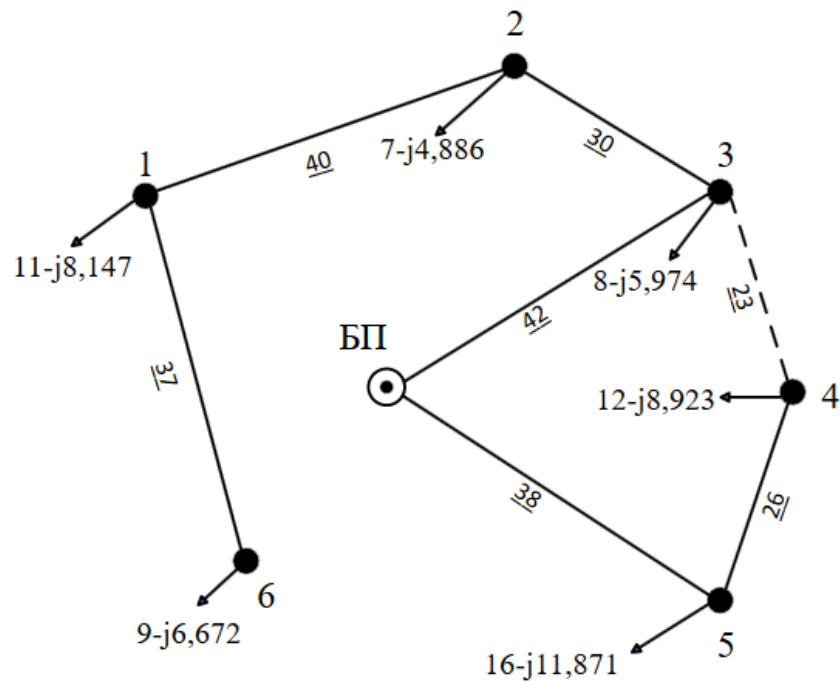


Рис. 1.7 – L-схема мережі в післяаварійному режимі роботи

Розмикаємо перемичку 3-4. Потокорозподіл в умовно розімкненій схемі:

$$S_{ав16} = S_6 = 9 - j6,672 \text{ МВА};$$

$$S_{ав21} = S_1 + S_{ав16} = 20 - j14,819 \text{ МВА};$$

$$S_{ав32} = S_{ав21} + S_2 = 20 - j14,819 + 7 - j4,886 = 27 - j19,705 \text{ МВА};$$

$$S_{ав03} = S_{ав32} + S_3 = 27 - j19,705 + 8 - j5,974 = 35 - j25,679 \text{ МВА};$$

$$S_{ав54} = S_4 = 12 - j8,923 \text{ МВА};$$

$$S_{ав05} = S_{ав54} + S_5 = 12 - j8,923 + 16 - j11,871 = 28 - j20,793 \text{ МВА};$$

Потокорозподіл умовно розімкненої L-схеми в післяаварійному режимі роботи зображений на рис. 1.8.

Складаємо контурні рівняння мережі. Обхід контурів – за годинниковою стрілкою. Розраховуємо контур:

$$S_{кIав} = \frac{S_{03ав} \cdot l_{03} + S_{54ав} \cdot l_{54} + S_{05ав} \cdot l_{05}}{l_{05} + l_{54} + l_{03} + l_{34}} = 0,729 - j0,437$$

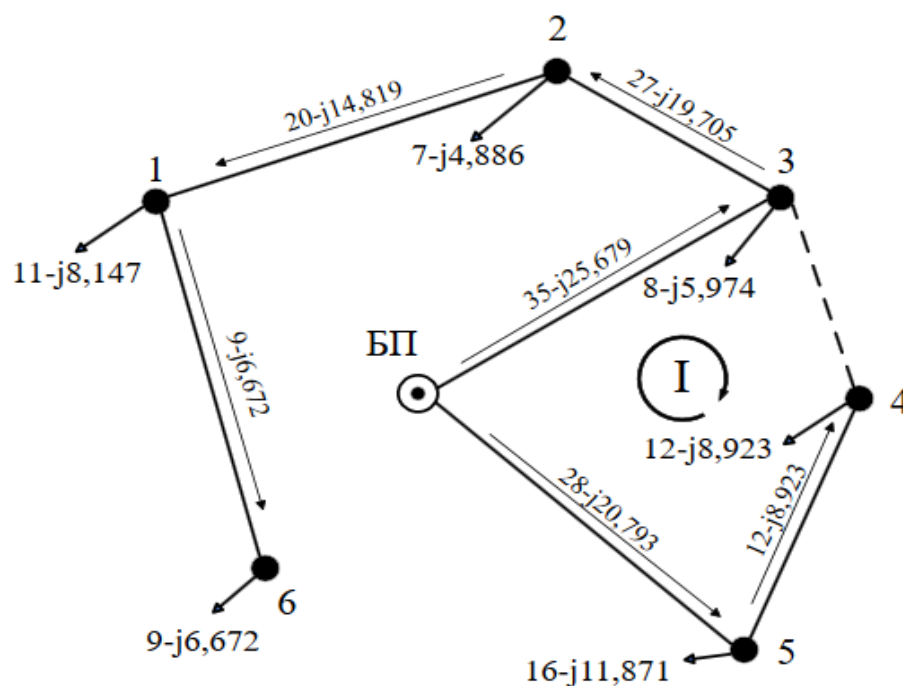


Рис. 1.8 – Потокорозподіл L-схеми в післяаварійному режимі роботи з умовно розімкнутою ділянкою

Накладаємо контурні потужності на основний потокорозподіл.
Результуючий потокорозподіл в схемі:

$$S'_{ав34} = S_{авI} = 0,729 - j0,437 \text{ МВА};$$

$$S'_{ав54} = S_{ав54} - S_{авI} = 12 - j8,922 - 0,729 - j0,437 = 11,271 - j8,485 \text{ МВА};$$

$$S'_{ав05} = S_{ав05} - S_{авI} = 28 - j20,793 - 0,729 - j0,437 = 27,271 + j20,356 \text{ МВА};$$

$$S'_{ав03} = S_{ав03} + S_{авI} = 35 - j25,679 + 0,729 - j0,437 = 35,729 - j26,117 \text{ МВА};$$

$$S'_{ав32} = S_{ав32} = 27 - j19,705 \text{ МВА};$$

$$S'_{ав16} = S_{ав16} = 9 - j6,672 \text{ МВА};$$

$$S'_{ав21} = S_{ав21} = 20 - j14,818 \text{ МВА};$$

Потокорозподіл L-схеми електричної мережі в післяаварійному режимі роботи нанесений на рис. 1.9.

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

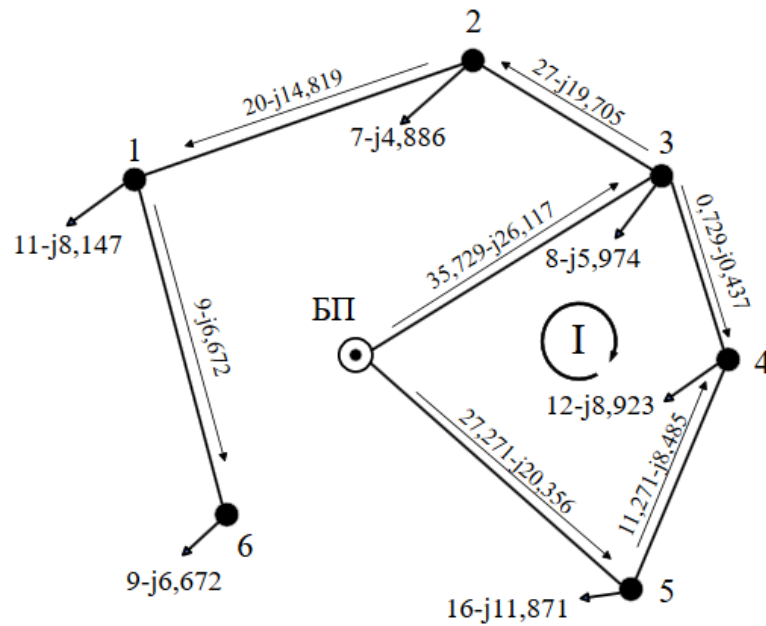


Рис. 1.9 – Потокорозподіл L-схеми в післяаварійному режимі роботи

Струм ділянки 0-3:

$$I_{03} = \left| \frac{S'_{03ав}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \right| \cdot 10^3 = \left| \frac{35,729 - j26,117}{\sqrt{3} \cdot 110} \right| \cdot 10^3 = 232,285 \text{ А.}$$

Аналогічно робимо для інших струмів, результати в таблиці 1.15:

Таблиця 1.15 – Зіставлення струмів післяаварійного режиму з гранично-допустимими

вітка	0-3	0-5	3-2	5-4	2-1	1-6	3-4	0-6
Гранично-допустимий струм провoda, А	610	610	265	265	265	390	265	610
Струм після аварійного режиму, А	232,285	178,616	175,44	74,05	130,648	58,804	4,46	-

Висновок до розділу 1

У синтезі варіантів спорудження електричної мережі серед усіх п'яти варіантів схеми найменшу сумарну довжину ЛЕП мали №1 та №3.

При виборі числа, типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях прийнято до встановлення в усіх пунктах, крім 2, по два три обмоткові трансформатори. В другому пункті вибрано два двохобмоткові трансформатори ТМН-6300/110 із-за відсутності активного навантаження на стороні СН. Пристрої РПН трансформаторів забезпечать бажаний рівень напруг на шинах НН в разі відхилень напруг на шинах ВН.

В L-схемі мережі для рівномірного розподілення поточкорозподілу, на схемі №1 було розімкнуто ділянки 1-2 та 3-4. Для схеми №3 це були ділянки 2-3 та 4-5. Всі перевірки зійшлись. Далі були вибрані перерізи проводів ділянок для обох схем та виконано техніко-економічне порівняння.

В результаті була вибрана схема №1 по найменшим сумарним щорічним витратам. Струми в післяаварійному режимі роботи не перевищували гранично допустимих струмів відповідних марок проводів. Перерізи обрані правильно.

					ДП7102.141.002ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

2 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ДЛЯ Z-СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

2.1 Розрахунок параметрів схем заміщення мережі

Розраховуємо активний опір ділянки 0-3 за значеннями погонного опору:

$$R_{03} = r_0 \cdot l_{03} = 0,121 \cdot 42 = 5,123 \text{ Ом.}$$

Для кожної ЛЕП встановлюємо залізобетонні опори типу ПБ-110-1. Зображення даної опори є на рисунку 2.1.

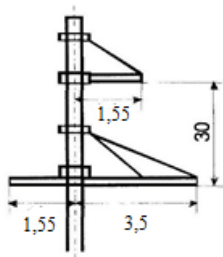


Рис. 2.1 – Опора типу ПБ-110-1

Відстані між фазами дорівнюють:

$$D_{1-2} = 4,61 \text{ м}; D_{2-3} = 3,82 \text{ м}; D_{1-3} = 3,37 \text{ м.}$$

Середньо-геометрична відстань між фазами:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{13}} = \sqrt[3]{1,46 \cdot 3,82 \cdot 3,37 \cdot 10^3} = 3905,816 \text{ мм.}$$

Діаметр проводу на ділянці 0-3:

$$D_{03} = 15,2 \text{ см.}$$

Погонний індуктивний опір ділянки 0-3:

$$x_{03} = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp03}}{d_{03}}\right) + 0,016 \mu = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 3905,816}{21,6}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,384 \text{ Ом / км.}$$

Індуктивний опір ділянки 0-3:

$$X_{03} = x_{0(03)} \cdot l_{03} = 0,384 \cdot 42 = 16,145 \text{ Ом.}$$

Далі обчислюємо повний опір, ємнісну реактивну провідність та погонну ємнісну провідність ділянки 0-3. Всі дані занесені до таблиці 2.1.

Аналогічно розраховуємо параметри схеми заміщення ліній електропередачі для інших гілок схеми. Отримані результати розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП ділянок записані в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри схем заміщення ЛЕП

Ділянка	Переріз, F, мм ²	Довжин а ЛЕП, км	Опір ЛЕП, Ом			Провідність ЛЕП, См		
			r_l	x_l	Z_l	g_l	$b_l \cdot 10^{-6}$	$B_l \cdot 10^{-5}$
0-3	1x240	42	5.124	16.145	5.124+j16.145	0	j2,963	j 12,44
0-5	1x240	38	4.636	14.607	4.636+j14.607	0	j 2,963	j 11,26
0-6	1x240	20	2.44	7.688	2.44+j7.688	0	j 2,963	j 5,926
6-1	1x120	37	9.028	15.036	9.028+j15.036	0	j 2,796	j 10,35
1-2	1x70	40	16.88	16.974	16.88+j16.974	0	j 2,673	j 10,69
3-2	1x70	30	12.66	12.731	12.66+j12.731	0	j 2,673	j 8,019
3-4	1x70	23	9.706	9.76	9.706+j9.76	0	j 2,673	j 6,148
5-4	1x70	26	10.97	11.033	10.97+j11.033	0	j 2,673	j 6,95

2.2 Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів

Розрахуємо параметри схеми заміщення силових трансформаторів на прикладі підстанції у пункті 1 електричної мережі.

Визначаємо у першому пункті активний опір на обмотках силових триобмоткових трансформаторів в кількості 2 штук, встановлених на підстанції.

Після розраховуємо індуктивний опір на обмотках силових триобмоткових трансформаторів, встановлених на підстанції першого пункту:

$$X_{TH1} = \frac{10 \cdot U_{KH1} \cdot U_{ог1}^2}{n \cdot S_{H1} \cdot 10^3} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 10 \cdot 10^3} = 41,328 \text{ Ом.}$$

$$X_{TB1} = \frac{10 \cdot U_{KB1} \cdot U_{ог1}^2}{n \cdot S_{H1} \cdot 10^3} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 10 \cdot 10^3} = 71,084 \text{ Ом;}$$

$$X_{TC1} = \frac{10 \cdot U_{KC1} \cdot U_{ог1}^2}{n \cdot S_{H1} \cdot 10^3} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 10 \cdot 10^3} = 0 \text{ Ом;}$$

Проводимо розрахунок активної та індуктивної провідності блочних обмоток з двох силових триобмоткових трансформаторів у першому пункті. Визначаємо повну провідність обмоток силових трансформаторів, встановлених на підстанції першого пункту.

Результати розрахунку параметрів схем заміщення для всіх блоків трансформаторів записані в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення блоків трансформаторів в електричній мережі

№, ПС	Опір обмоток трансформатора, Ом						Провідність силових трансформаторів, См		
	активний			реактивний			активна, $g_m \cdot 10^{-6}$	реактивна, $b_m \cdot 10^{-5}$	Повна, $Y_T \cdot 10^{-6}$
	r_g	r_c	r_n	x_g	x_c	x_n			
1	2,513	2,513	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-2,42	2,571- j 16,64
2	4,832	4,832	4,832	110,208	0	25,83	2,117	-2,42	2,117- j 11,43
3	2,513	2,513	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-1,664	2,571- j 16,64
4	1,292	1,292	1,292	44,428	0	41,328	3,478	-2,42	3,478- j 24,2
5	1,292	1,292	1,292	44,428	0	41,328	2,571	-1,664	3,478- j 24,2
6	2,513	2,513	2,513	71,084	0	25,83	2,117	-1,143	2,571- j 16,64

Виконуємо розрахунок наведених навантажень всіх пунктів електричної мережі. Для цього необхідно розрахувати коефіцієнти завантажень обмоток блоків двообмоткових та триобмоткових силових трансформаторів β , β_i . Результат розрахунків занесено в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Коефіцієнти завантажень обмоток трансформаторів

β_{B1}	β_{C1}	β_{H1}
0,684	0,38	0,305

Далі рахуємо втрати активної та реактивної потужності в опорах блоку трансформаторів, приведені навантаження та провідності пунктів.

Результати розрахунків представлені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4. – Результати розрахунку приведених навантажень пунктів

№ пункту	Задана потужність S_{max} , МВА	Втрати потужності в опорах силових трансформаторів		Приведена потужність пункту $S_{пр}$, МВА
		ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , кВар	
1	11-j8,147	53,624	-1123,28	11.054-j9,27
2	7-j4,886	53,246	-607,277	7.053-j5,493
3	8-j5,974	29,096	-577,682	8.029-j6,552
4	12-j8,923	33,135	-823,818	12.033-j9,746
5	16-j11,871	58,552	-1475,719	16.059-j13,347
6	9-j6,672	35,981	-749,038	9.036-j7,421

Провідності всіх пунктів схеми записані до таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Провідності пунктів схеми електричної мережі

Назва пункту	Провідність пункту, Y , См
1	$2,571 \cdot 10^{-6} + j8,855 \cdot 10^{-5}$
2	$2,117 \cdot 10^{-6} + j8,212 \cdot 10^{-5}$
3	$2,571 \cdot 10^{-6} + j1,164 \cdot 10^{-5}$
4	$3,478 \cdot 10^{-6} + j4,129 \cdot 10^{-5}$
5	$3,478 \cdot 10^{-6} + j6,685 \cdot 10^{-5}$
6	$3,478 \cdot 10^{-6} + j6,472 \cdot 10^{-5}$

Висновок до розділу 2

Були розраховані параметри Z-схеми та параметри схеми заміщення блоків трансформаторів в електричній мережі. Були вибрано опори типу ПБ-110-1.

Також пораховані опори ділянок схеми відносно вибраних перерізів проводів ділянок схеми та їх довжин. Проведено розрахунок навантажень та коефіцієнтів навантажень обмоток для блоків одного двообмоткового силового трансформатора та інших блоків триобмоткових силових трансформаторів. Всі необхідні пораховані значення відповідають нормі. Потокорозподіл в умовно розімкненій схемі пройшов перевірку за другим законом Кірхгофа.

3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

3.1 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальному навантаженні

Для виконання розрахунку основного поточкорозподілу потужностей, беремо за основу метод контурних рівнянь Z-схеми. Перетворюємо схему №1 у розімкнуту, відключивши перемички 1-2 і 3-4. Отримаємо розімкнену схему, яка зображена на рисунку 3.1.

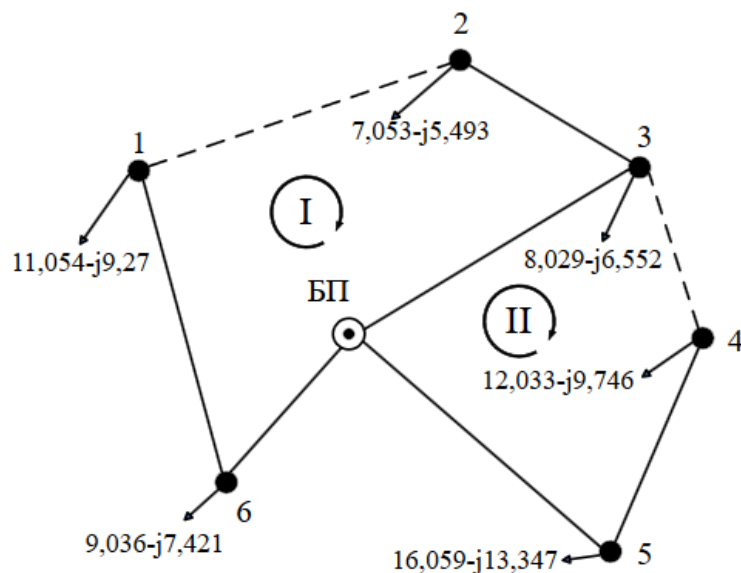


Рис. 3.1 – Умовно розімкнена схема електричної мережі

Далі виконуємо розрахунок поточкорозподілу в умовно розімкненій схемі, складаємо систему контурних рівнянь для мережі, розраховуємо поточкорозподіл у замкненій схемі електромережі з введенням зрівняльних контурних потужностей та робимо перевірку за другим законом Кірхгофа. Результати після проведення даних операцій нанесені на рисунку основного поточкорозподілу в замкнутій схемі мережі 2.3.

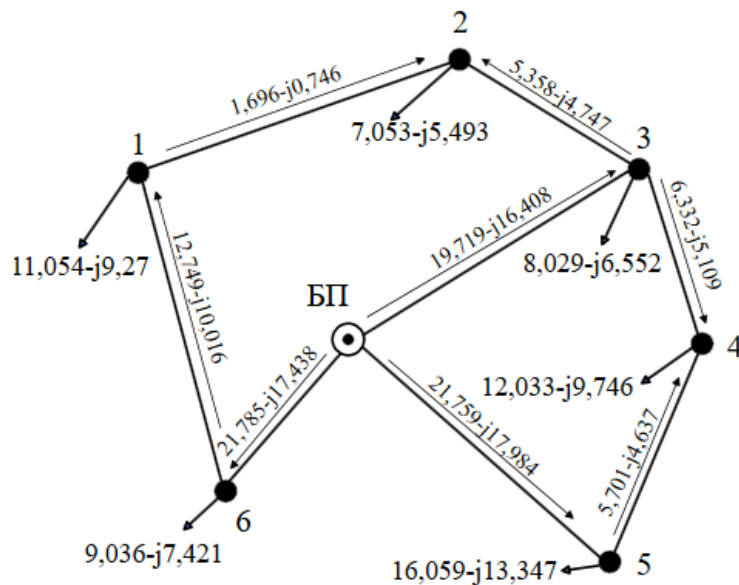


Рис. 3.2 – Основний потокорозподіл в замкнутій схемі мережі

Розпочинаємо розрахунок першої ітерації режиму максимальних навантажень роботи електричної мережі.

Задаємо початкові наближення напруг пунктів, які рівні номінальній напрузі мережі:

$$U_0 = 115 \text{ кВ.}$$

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

$$U_{c03}^{(0)} = U_{c06}^{(0)} = U_{c05}^{(0)} = U_{c61}^{(0)} = U_{c12}^{(0)} = U_{c32}^{(0)} = U_{c34}^{(0)} = U_{c54}^{(0)} = 110 \text{ кВ.}$$

1 ітерація. Визначаємо втрати потужності в опорах ділянок ΔS_z , МВА, за основним потокорозподілом потужностей та початковими наближеннями рівнів напруги в пунктах. Для ділянки 0-3 матимемо:

$$\Delta S_{03}^{(1)} = \frac{P_{осн03}^2 + Q_{осн03}^2}{(U_{c03}^{(0)})^2} \cdot (r_{л03} - jx_{л03}) = \frac{19,718^2 + (-16,408)^2}{(110)^2} \cdot (5,124 - j16,144) = 0,279 - j0,878 \text{ МВА.}$$

Втрати потужності в опорах решти ділянок розраховуються аналогічно. Результати розрахунків представлені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку втрат потужності в опорах ділянок на першій ітерації розрахунку

Назва ділянки	Втрати потужності в ділянках, $\Delta S_z^{(1)}$, МВА
0-3	0,279-j0,878
0-6	0,157-j 0,495
3-2	0,054-j 0,054
0-5	0,305-j0,962
6-1	0,196-j0,327
1-2	0,004-j0,004
3-4	0,053-j0,053
5-4	0,049-j0,049

Знайдемо втрати потужності в провідностях пунктів $\Delta S_y^{(1)}$, МВА, за початковим наближенням рівнів напруги в пунктах.

В першому пункті схеми отримаємо:

$$\Delta S_{y1}^{(1)} = Y_1 \cdot (U_1^{(0)})^2 = (2,57 \cdot 10^{-6} + j8,855 \cdot 10^{-5}) \cdot 110^2 = 0,031 + j1,071 \text{ МВА.}$$

Втрати потужності у решти пунктів розраховуються аналогічно. Результати розрахунків записані в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Втрати потужності в провідностях пунктів на 1 ітерації розрахунку

Назва пункту	Втрати потужностей в провідностях пунктів, $\Delta S_y^{(1)}$, МВА
1	0,031+j1,071

Продовження таблиці 3.2

2	0,026+j0,994
3	0,031+j1,409
4	0,042+j0,5
5	0,042+j0,809
6	0,031+j0,783

Далі рахуємо додаткові навантаження пунктів за втратами потужності. Для пункту 1 матимемо:

$$S_{\text{доп1}}^{(1)} = \Delta S_{y1}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta S_{z12}^{(1)} + \Delta S_{z16}^{(1)}) = 0,031 + j1,071 + 0,5 \cdot ((0,004 - j0,004) + (0,196 - j0,327)) = 0,132 - j0,906 \text{ МВА.}$$

Додаткові навантаження решти пунктів розраховуються аналогічно. Результати розрахунків зведені до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку додаткових навантажень пунктів на першій ітерації розрахунку

Назва пункту	Додаткові навантаження від втрат потужності, $S_{\text{доп}}^{(1)}$, МВА
1	0,132+j0,906
2	0,055+j 0,964
3	0,224-j 0,916
4	0,093+j 0,448
5	0,219+j 0,303
6	0,208+j 0,372

Визначаємо потокорозподіл від втрат потужності в пунктах схеми.

Потокорозподіл в умовно розімкненій схемі:

$$\dot{S}_{\partial\partial\partial 61}^{(1)} = \dot{S}_{\partial\partial\partial 1}^{(1)} = 0,132 + j0,906 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{\partial\partial\partial 06}^{(1)} = \dot{S}_{\partial\partial\partial 6}^{(1)} + \dot{S}_{\partial\partial\partial 61}^{(1)} = 9,244 + j7,049 + 0,132 + j0,906 = 0,339 + j1,278 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{\partial\partial\partial 32}^{(1)} = \dot{S}_{\partial\partial\partial 2}^{(1)} = 0,055 + j0,964 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{\partial\partial\partial 03}^{(1)} = \dot{S}_{\partial\partial\partial 3}^{(1)} + \dot{S}_{\partial\partial\partial 32}^{(1)} = 0,055 + j0,964 + 8,253 + j5,636 = 0,279 + j1,88 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{\partial\partial\partial 54}^{(1)} = \dot{S}_{\partial\partial\partial 4}^{(1)} = 0,093 + j0,448 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{\partial\partial\partial 05}^{(1)} = \dot{S}_{\partial\partial\partial 5}^{(1)} + \dot{S}_{\partial\partial\partial 54}^{(1)} = 16,278 + j13,043 + 0,093 + j0,448 = 0,312 + j0,752 \text{ MBA};$$

Складаємо систему контурних рівнянь.

I контур:

$$(\dot{S}_{\kappa I}^{(1)} + \dot{S}_{\partial\partial\partial 61}^{(1)}) \cdot Z_{61} + (\dot{S}_{\kappa I}^{(1)} - \dot{S}_{\kappa III}^{(1)} + \dot{S}_{\partial\partial\partial 03}^{(1)}) \cdot Z_{03} + (\dot{S}_{\kappa I}^{(1)} - \dot{S}_{\partial\partial\partial 32}^{(1)}) \cdot Z_{32} + (\dot{S}_{\kappa I}^{(1)} + \dot{S}_{\partial\partial\partial 06}^{(1)}) \cdot Z_{06} + \dot{S}_{\kappa I}^{(1)} \cdot Z_{12} = 0$$

II контур

$$(\dot{S}_{\kappa II}^{(1)} - \dot{S}_{\partial\partial\partial 05}^{(1)}) \cdot Z_{05} + (\dot{S}_{\kappa II}^{(1)} - \dot{S}_{\partial\partial\partial 54}^{(1)}) \cdot Z_{54} + (\dot{S}_{\kappa II}^{(1)} - \dot{S}_{\kappa I}^{(1)} - \dot{S}_{\partial\partial\partial 03}^{(1)}) \cdot Z_{03} + \dot{S}_{\kappa II}^{(1)} \cdot Z_{34} = 0$$

В отримаємо такі значення контурних потужностей:

$$\dot{S}_{\kappa I} = -0,0153 - j0,243 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}_{\kappa II} = 0,118 + j0,1557 \text{ MBA};$$

Потокорозподіл від втрат потужності у замкненій схемі електричної мережі з урахуванням зрівняльних контурних потужностей буде дорівнювати:

$$\dot{S}'_{\text{дод}12} = -\dot{S}_{\kappa I}^{(1)} = 0,015 + j0,243 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}'_{\text{дод}32} = \dot{S}_{\text{дод}32}^{(1)} - \dot{S}_{\kappa I}^{(1)} = 0,054 + j0,964 + 0,015 + j0,243 = 0,039 + j0,721 \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}'_{\text{дод}03} &= \dot{S}_{\text{дод}03}^{(1)} + \dot{S}_{\kappa II}^{(1)} - \dot{S}_{\kappa I}^{(1)} = 0,278 + j1,88 + 0,118 + j0,155 - (0,015 + j0,243) = \\ &= 0,381 + j1,481 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}'_{\text{дод}61} = \dot{S}_{\text{дод}61}^{(1)} + \dot{S}_{\kappa I}^{(1)} = 0,131 + j0,905 + 0,015 + j0,243 = 0,147 + j1,149 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}'_{\text{дод}34} = \dot{S}_{\kappa II}^{(1)} = 0,118 + j0,156 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}'_{\text{дод}54} = \dot{S}_{\text{дод}54}^{(1)} - \dot{S}_{\kappa II}^{(1)} = 0,093 + j0,448 - (0,118 - j0,155) = 0,025 + j0,604 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}'_{\text{дод}05} = \dot{S}_{\text{дод}05}^{(1)} - \dot{S}_{\kappa II}^{(1)} = 0,312 + j0,751 - (0,118 - j0,155) = 0,194 + j0,907 \text{ MBA};$$

$$\dot{S}'_{\text{дод}06} = \dot{S}_{\text{дод}06}^{(1)} + \dot{S}_{\kappa I}^{(1)} = 0,339 + j1,278 + 0,153 - j0,243 = 0,355 + j1,521 \text{ MBA};$$

Перевірка за 2-м законом Кірхгофа:

I контур:

$$S'_{\text{дод12}}^{(1)} Z_{12} + S'_{\text{дод32}}^{(1)} Z_{32} - S'_{\text{дод03}}^{(1)} Z_{03} - S'_{\text{дод06}}^{(1)} Z_{06} + S'_{\text{дод61}}^{(1)} Z_{61} = (0,015 + j0,243) \cdot (16,88 + j16,974) + (0,039 + j0,721) \cdot (12,66 + j12,731) - (0,381 + j1,481) \cdot (5,124 + j16,145) - (2,44 + j7,688) \cdot (0,355 + j1,521) + (9,028 + j15,036) \cdot (0,147 + j1,149) = 0.$$

II контур:

$$S'_{\text{дод34}}^{(1)} Z_{34} + S'_{\text{дод03}}^{(1)} Z_{03} - S'_{\text{дод05}}^{(1)} Z_{05} - S'_{\text{дод54}}^{(1)} Z_{54} = (0,118 + j0,156) \times (9,706 + j9,76) + (0,381 + j1,481) \cdot (5,124 + j16,145) - (0,194 + j0,907) \times (4,636 + j14,607) + (0,025 - j0,604) \cdot (10,97 + j11,033) = 0.$$

Маємо такий результуючий поточкорозподіл на першій ітерації :

$$S_{\text{рез12}}^{(1)} = S_{12} + S'_{\text{дод12}}^{(1)} = 1,695 - j0,746 + 0,153 + j0,243 = 1,711 - j0,503 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез32}}^{(1)} = S_{32} + S'_{\text{дод32}}^{(1)} = 5,357 - j4,747 + 0,039 + j0,721 = 5,397 - j4,026 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез03}}^{(1)} = S_{03} + S'_{\text{дод03}}^{(1)} = 19,718 - j16,408 - 0,381 + j1,48 = 20,1 - j14,927 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез61}}^{(1)} = S_{61} + S'_{\text{дод61}}^{(1)} = 12,749 - j10,016 + 0,14 + j1,488 = 12,896 - j8,867 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез34}}^{(1)} = S_{34} + S'_{\text{дод34}}^{(1)} = 6,332 - j5,109 + 0,118 + j0,155 = 6,45 - j5,265 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез54}}^{(1)} = S_{54} + S'_{\text{дод54}}^{(1)} = 5,7 - j4,673 + 0,025 - j0,604 = 5,676 - j4,03 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез05}}^{(1)} = S_{05} + S'_{\text{дод05}}^{(1)} = 21,759 - j17,983 + 0,194 + j0,907 = 21,954 - j17,077 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{рез06}}^{(1)} = S_{06} + S'_{\text{дод06}}^{(1)} = 21,785 - j17,437 + 0,354 + j1,521 = 22,14 - j15,916 \text{ МВА};$$

Результуючий поточкорозподіл потужностей на першій ітерації нанесений на схему мережі на рисунку 3.3.

Визначимо режим напруги в пункті 5:

$$U_5^{(1)} = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез05}}^{(1)} \cdot r_{05} - Q_{\text{рез05}}^{(1)} \cdot x_{05})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (21,953 \cdot 4,636 - (-17,076 \cdot 14,607))} = 111,904 \text{ кВ}$$

Рівні напруг в інших пунктах схеми мережі наведені в табл. 3.4.

					ДП7102.141.002ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		44

Середньолінійна напруга ділянки 0-5:

$$U_{c05}^{(1)} = \sqrt{U_0^2 - (P_{рез05}^{(1)} \cdot r_{05} - Q_{рез05}^{(1)} \cdot x_{05})} = \sqrt{115^2 - (21,953 \cdot 4,636 - (-17,076 \cdot 14,607))} = 113,463 \text{ кВ.}$$

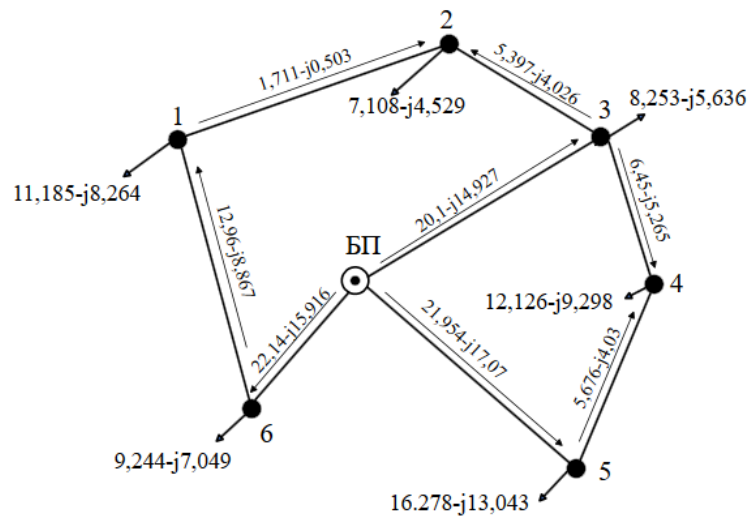


Рис. 3.3 – Результуючий поточкорозподіл на першій ітерації

Рівні середньолінійних напруг інших ділянок схеми наведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.4 – Рівні напруг в пунктах мережі в режимі максимальних навантажень першої ітерації

Назва пункту	Рівень напруги, $U_i^{(1)}$, кВ
1	111,233
2	110,896
3	111,233
4	110,946
5	111,904
6	113,456

Таблиця 3.5 – Середньолінійні напруги ділянок мережі в режимі максимальних навантажень першої ітерації

Ділянка	Рівень напруги, $U_{cij}^{(1)}$, кВ
0-5	113,463
0-6	114,231
0-3	113,495
6-1	112,35
3-2	111,434
5-4	111,426
1-2	111,064
3-4	111,459

Знаходимо сумарні втрати потужності в мережі. Для цього розрахуємо потужності початків головних ділянок електричної мережі:

$$S_{поч03}^{(1)} = S_{рез03}^{(1)} + 0,5 \cdot \Delta S_{03}^{(1)} = 30,388 - j22,916 + 0,5 \cdot (0,576 - j0,959) = 30,675 - j23,396 \text{ МВА};$$

$$S_{поч04}^{(1)} = S_{рез04}^{(1)} + 0,5 \cdot \Delta S_{04}^{(1)} = 18,485 - j13,42 + 0,5 \cdot (0,359 - j0,598) = 18,664 - j13,719 \text{ МВА};$$

$$S_{поч05}^{(1)} = S_{рез05}^{(1)} + 0,5 \cdot \Delta S_{05}^{(1)} = 27,533 - j20,252 + 0,5 \cdot (0,71 - j1,183) = 27,888 - j20,844 \text{ МВА};$$

$$S_{поч06}^{(1)} = S_{рез06}^{(1)} + 0,5 \cdot \Delta S_{06}^{(1)} = 25,147 - j17,004 + 0,5 \cdot (0,438 - j0,729) = 25,366 - j17,369 \text{ МВА}.$$

Знаходимо сумарні втрати потужності в мережі, як різницю між потужністю БП та навантаженнями пунктів мережі:

$$\Delta S_{\Sigma}^{(1)} = S_{поч03}^{(1)} + S_{поч05}^{(1)} + S_{поч06}^{(1)} + Y_0 \cdot U_0^2 - S_{прив1} - S_{прив2} - S_{прив3} - S_{прив4} - S_{прив5} - S_{прив6} = 20,24 - j15,366 + 22,106 - j17,558 + 22,218 - j16,164 + j1,481 \cdot 10^{-4} \cdot 115^2 -$$

$$-11,054 - j9,27 + 7,053 - j5,493 - 8,029 - 6,552i - 12,033 - j9,746 - 16,059 - \\ -j13,347 - 9,036 - j7,421 = 1,301 + j4,702 \text{ MBA.}$$

Точність не досягнута. Необхідно проведення другої ітерації. Результати ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі в режимі максимальних навантажень зведені в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Результати ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі в режимі максимальних навантажень

№ ітерації	Ділянка	$\Delta S_{ij}, \text{MBA}$	$S_{\text{дооij}}, \text{MBA}$	$S_{\text{резij}}, \text{MBA}$	$U_{cij}, \text{кВ}$	$\Delta S_{\Sigma}, \text{MBA}$	ε
1	0-3	0,279- j0,878	0,381+ j1,481	20,1- j14,927	113,463	1,301+ j4,702	-
	0-6	0,157-j 0,495	0,355+ j1,521	22,14- j15,916	114,231		
	3-2	0,054-j 0,054	0,039+ j0,721	5,397- j4,026	113,495		
	0-5	0,305- j0,962	0,194+ j0,907	21,954- j17,077	112,35		
	6-1	0,196- j0,327	0,147+ j1,49	12,896- 8,867j	111,434		
	1-2	0,004- j0,004	0,015+ j0,243	6,45- j5,265	111,426		
	3-4	0,053- j0,053	0,118- j0,156	5,676- j4,033	111,064		
	5-4	0,049- j0,049	-0,025+ j0,604	11,59- j7,806	111,459		
2	0-3	0,262- j0,825	0,376+ j1,567	20,095- j14,841	113,501	1,248+ j5,046	0,347
	0-6	0,146- j0,459	0,343+ j1,632	22,128- j15,806	114,234		
	3-2	0,052- j0,053	0,04+ j0,733	5,398- j4,014	111,447		
	0-5	0,287- j0,904	0,183+ j0,981	21,942- j17,003	113,468		
	6-1	0,188- j0,313	0,143+ j1,185	12,892- j8,831	112,36		
	1-2	0,0046- j0,0047	0,014+ j0,248	1,71- j0,498	111,078		
	3-4	0,052- j0,052	0,121- j0,161	6,453- j5,271	111,471		
	5-4	0,048- j0,048	-0,028+ j0,62	5,673- j4,018	111,437		

Продовження таблиці 3.6

3	0-3	0,262- j0,825	0,376+ j1,567	20,095- j14,841	113,566	1,248+ 5,046j	0,00015
	0-6	0,146- j0,459	0,343+ j1,632	22,128- j15,805	114,234		
	3-2	0,052- j0,053	0,04+ j0,733	5,398- j4,014	111,926		
	0-5	0,287- j0,904	0,183+ j0,981	21,942- j17,003	113,468		
	6-1	0,188- j0,313	0,143+ j1,185	12,892- j8,831	113,539		
	1-2	0,004- j0,0047	0,014+ j0,248	1,71- j0,498	111,078		
	3-4	0,052- j0,052	0,121- j0,161	6,453- j5,271	111,471		
	5-4	0,048- j0,048	-0,028+ j0,62	5,673- j4,017	111,437		

Результуючий потікорозподіл та рівні напруг в пунктах мережі зображений на рисунку 3.4.

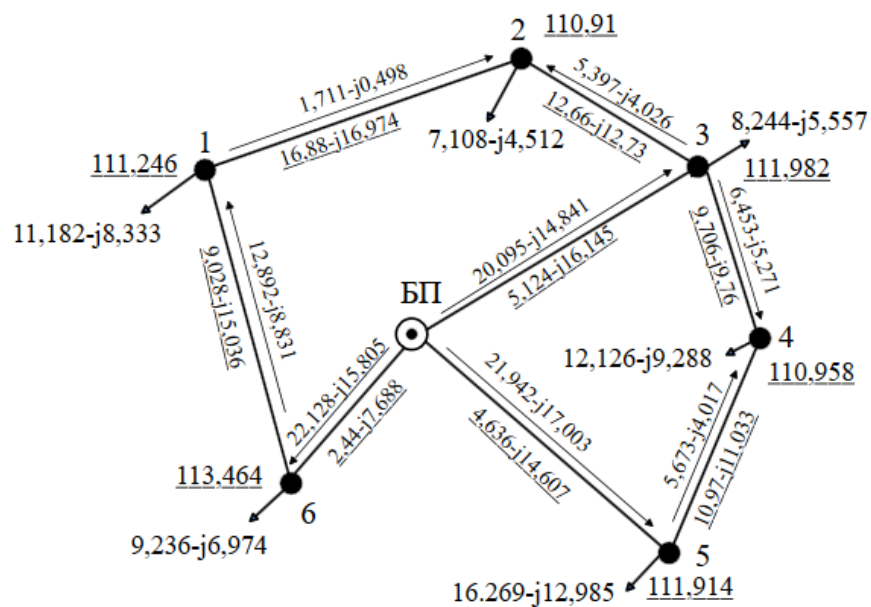


Рис. 3.4 – Результуючий потікорозподіл та рівні напруг в пунктах мережі в режимі максимальних навантажень

Таким чином, на третій ітерації розрахунок режиму максимальних навантажень мережі можна вважати завершеним.

$$|\Delta S_{\Sigma}^{(2)} - \Delta S_{\Sigma}^{(1)}| = |1,24815 + j5,046 - 1,248 + j5,046| = 0,00015 < 0,001.$$

3.2 Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБВ на силових трансформаторах вузлових підстанцій в режимі максимальних навантажень

Пристрої РПН та ПБВ на силових трансформаторах призначені для забезпечення бажаних рівнів напруг регулювання на шинах СН та НН підстанцій. Зазначимо, що за умовами зустрічного регулювання напруги значення $U_{НЖ}$ для режиму максимального навантаження та післяаварійного режиму приймають рівним 10,5 кВ, а $U_{СЖ}$ рівними 38,5 кВ.

Розрахуємо як приклад трансформатор першого пункту.

Рівень напруги на шинах НН, приведений до вищої напруги дорівнює:

$$U_{ПН1} = U_1 - \Delta U_{ТВ1} - \Delta U_{ТН1} = 111,245 - 5,275 - 1,363 = 104,607 \text{ кВ};$$

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН:

$$w_{вж1} = \frac{U_{ПН1} \cdot U_{ТН1}}{U_{ТВ1} \cdot U_{НЖ1}} - 1 = \frac{104,606 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,047;$$

Розрахункова ступінь регулювання РПН N_B дорівнює:

$$N_{B1} = \frac{w_{вж1}}{w_{B0}} = \frac{-0,047}{0,0178} = -2,644 \rightarrow -3;$$

Визначаємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_{B1}^{CT} = N_{B1} \cdot \omega_{B0} = -3 \cdot (0,0178) = -0,053;$$

Фактичне значення напруги на шинах НН:

$$U_{HD1} = \frac{U_{PH1} \cdot U_{TH1}}{U_{TB1} \cdot (1 + \omega_{B1}^{CT})} = \frac{104,606 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,0534)} = 10,57 \text{ кВ};$$

Визначимо бажане положення відгалужень ПБВ в обмотці СН:

$$\omega_{сж1} = \frac{U_{сж1} \cdot U_{TB1} (1 + \omega_{B1}^{CT})}{U_1 \cdot U_{TC1}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 (1 - 0,0534)}{105,83 \cdot 38,5} - 1 = 0,029;$$

$$N_{C1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{c0}} = \frac{0,029}{0,025} = 1,141 \rightarrow 1;$$

$$\omega_{C1}^{CT} = N_{C1} \cdot \omega_{c0} = 1 \cdot (0,025) = 0,025.$$

Фактичне значення рівня напруги на шинах СН блоку трьохобмоткових силових трансформаторів пункту 1:

$$U_{CD1} = \frac{U_{PC1} \cdot U_{TC1} \cdot (1 + \omega_{C1}^{CT})}{U_{TB1} \cdot (1 + \omega_{B1}^{CT})} = \frac{105,83 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,025)}{115 \cdot (1 - 0,0534)} = 38,368 \text{ кВ};$$

Для інших пунктів схеми розрахунки виконуємо аналогічно, результати зводимо до табл. 3.7 та 3.8.

Таблиця 3.7 – Результати розрахунку відгалужень РПН та ПБВ в режимі максимальних навантажень

П-т схеми	U _S , кВ	ΔU _{ТВ} кВ	ΔU _{ТС} кВ	ΔU _{ТН} кВ	U _{пс} кВ	U _{пн} кВ	ω _{вж}	ω _В ^{СТ}	ω _{сж}	ω _С ^{СТ}
1	111,246	5,276	0,131	1,363	105,839	104,607	-0,047	-0,053	0,029	0,025
2	110,91	-	-	-	-	105,63	-0,038	-0,036	-	-
3	111,982	3,868	0,109	0,818	108,005	107,296	-0,023	-0,018	0,46	0,05
4	110,958	3,582	0,079	0,84	107,298	106,536	-0,029	-0,036	0,034	0,025
5	111,914	4,766	0,101	1,176	107,048	105,973	-0,035	-0,036	0,036	0,025

Продовження таблиці 3.8

6	113,464	4,321	0,109	1,091	109,033	108,052	-0,016	-0,01 78	0,036	0,02 5
---	---------	-------	-------	-------	---------	---------	--------	-------------	-------	-----------

Таблиця 3.8 – Ступінь регулювання РПН та фактичне значення напруги

№ П-та	$N_{в}^{ст}$	$U_{нд}$ кВ	$N_{с}^{ст}$	$U_{сд}$ кВ
1	-3	10,57	1	38,368
2	-2	10,478	-	-
3	-1	10,449	2	38,654
4	-2	10,567	1	38,179
5	-2	10,511	1	38,09
6	-1	10,523	1	38,093

Висновок до розділу 3

В режимі максимальних навантажень ми провели ітераційний розрахунок та визначили потоки потужностей для ділянок мережі, рівні напруги у пунктах схеми і сумарні втрати потужностей. Необхідна точність була досягнута на третій ітерації. Оцінюючи отримані результати, ми можемо стверджувати, що рівні напруг входять у діапазон допустимих значень. Вибір положень відгалужень РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень виконано вірно.

4 РОЗРАХУНОК ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ МЕРЕЖІ

4.1 Електричний розрахунок після аварійного режиму роботи мережі

Розрахунок після аварійного режиму роботи виконуємо аналогічно до п. 3.1.

Відключаємо найбільш завантажену ділянку: 0-3. Виконуємо типовий розрахунок поточкорозподілу, складаємо систему контурних рівнянь для електричній мережі в післяаварійному режимі роботи, визначаємо поточкорозподіл у схемі з урахуванням зрівняльних контурних потужностей та робимо перевірку за другим законом Кірхгофа.

Основний поточкорозподіл потужностей в електричній мережі в післяаварійному режимі роботи нанесений на схемі рис. 4.1.

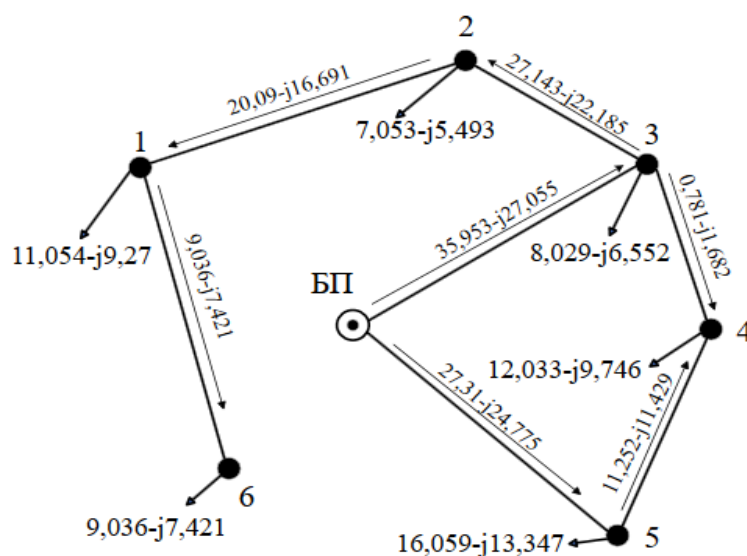


Рис. 4.1 – Основний поточкорозподіл схеми в післяаварійному режимі роботи до ітераційного розрахунку

Результати розрахунку втрат потужності ділянок та рівня напруги ділянок для першої ітерації записані в таблиці 4.1.

Результати розрахунку додаткових навантажень, додаткових втрат потужностей та напруг пунктів на першій ітерації записані в таблиці 4.1 та 4.2.

Таблиця 4.1 – Результати розрахунку на першій ітерації розрахунку

Назва ділянки	2-1	3-2	0-5	0-3	3-4	5-4	1-6
Втрати потужності ділянок, $\Delta S_z^{(1)}$, МВА	0,952-j0,957	1,286-j1,293	0,521-j1,641i	0,857-j2,701	0,002-j0,002	0,233-j0,235	0,102-j0,17
Рівень напруги $U_{cij}^{(1)}$, кВ	103,04	106,363	112,87	112,2	109,343	99,043	109,606

Таблиця 4.2 – Результати розрахунку додаткових навантажень, втрат потужностей та напруг пунктів на першій ітерації розрахунку

Назва пункту	Додаткові навантаження втрат потужності, $S_{\partial\partial\partial}^{(1)}$, МВА	Втрати потужностей провідностей пунктів, $\Delta S_y^{(1)}$, МВА	Рівень напруги, $U_i^{(1)}$, кВ
1	0,558-j0,508	0.031+1.071i	99,99
2	1,144-j1,31	0.026+0.994i	106,1
3	1,104+j 0,59	0.031+1.409i	109,328
4	0,16+j 0,381	0.042+0.5i	109,74
5	0,419-j 0,129	0.042+0.809i	110,7
6	0,082+j 0,34	0.031+0.425i	98,08

Отже, було проведено всього 3 ітерації. Результати розрахунку ітераційного процесу для режиму роботи електричної мережі в післяаварійному режимі записані в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Ітераційний розрахунок режиму роботи електричної мережі в післяаварійному режимі роботи.

№ ітерації	Ділянка	$\Delta S_{ij}, MBA$	$S_{дооij}, MBA$	$S_{резij}, MBA$	$U_{cij}, кВ$	$\Delta S_{\Sigma}, MBA$	ε
1	2-1	0,952-j0,957	0,64+j0,848	20,73-j15,844	103,04	4,157-j0,226	-
	3-2	1,286-j1,293	1,784+j0,716	28,927-j21,468	106,089		
	0-5	0,521-j1,641i	-0,014+j0,216	27,296-j24,56	112,87		
	0-3	0,857-j2,701	3,482+j0,163	39,435-j26,892	112,2		
	3-4	0,002-j0,002	0,594+j0,036	1,375+j1,718	109,343		
	5-4	0,233-j0,235	-0,434+j0,345	10,818-j11,084	109,606		
	1-6	0,102-j0,17	0,082+j0,34	9,118-j7,082	99,043		
2	2-1	0,986-j0,991	0,653+j0,736	20,743-j15,955	103,208	4,144-j0,263	0,039
	3-2	1,307-j1,315	1,824+j0,508	28,967-j21,676	106,193		
	0-5	0,495-j1,559i	-0,059+j0,329	27,251-j24,446	112,885		
	0-3	0,824-j2,596	3,544-j0,082	39,497-j27,136	112,141		
	3-4	0,0026-j0,0026	0,622-j0,024	1,403+j1,658	109,211		
	5-4	0,23-j0,231	-0,464+j0,405	10,788-j11,024	109,647		
	1-6	0,101-j0,169	0,081+j0,337	9,117-j7,085	99,17		

Продовження таблиці 4.3

3	2-1	0,986- j0,991	0,654+ j0,736	20,743- j15,955	103,208	4,145- j0,266	0,00028
	3-2	1,308- j1,315	1,824+ j0,507	28,967- j21,678	106,194		
	0-5	0,495- j1,559i	-0,06+ j0,33	27,251- j24,445	112,885		
	0-3	0,824- j2,597	3,544- j0,082	39,497- j27,136	112,141		
	3-4	0,0026- j0,0026	0,622- j0,025	1,404+ j1,657	109,211		
	5-4	0,23-j0,231	-0,464+ j0,406	10,788- j11,024	109,648		
	1-6	0,101- j0,169	0,081+ j0,337	9,117- j7,085	99,18		

Підводимо підсумок розрахунку аварійного режиму. На третій ітерації розрахунок післяаварійного режиму роботи завершився. Потокорозподіл та рівні напруг післяаварійного режиму роботи зображені на рисунку 4.2.

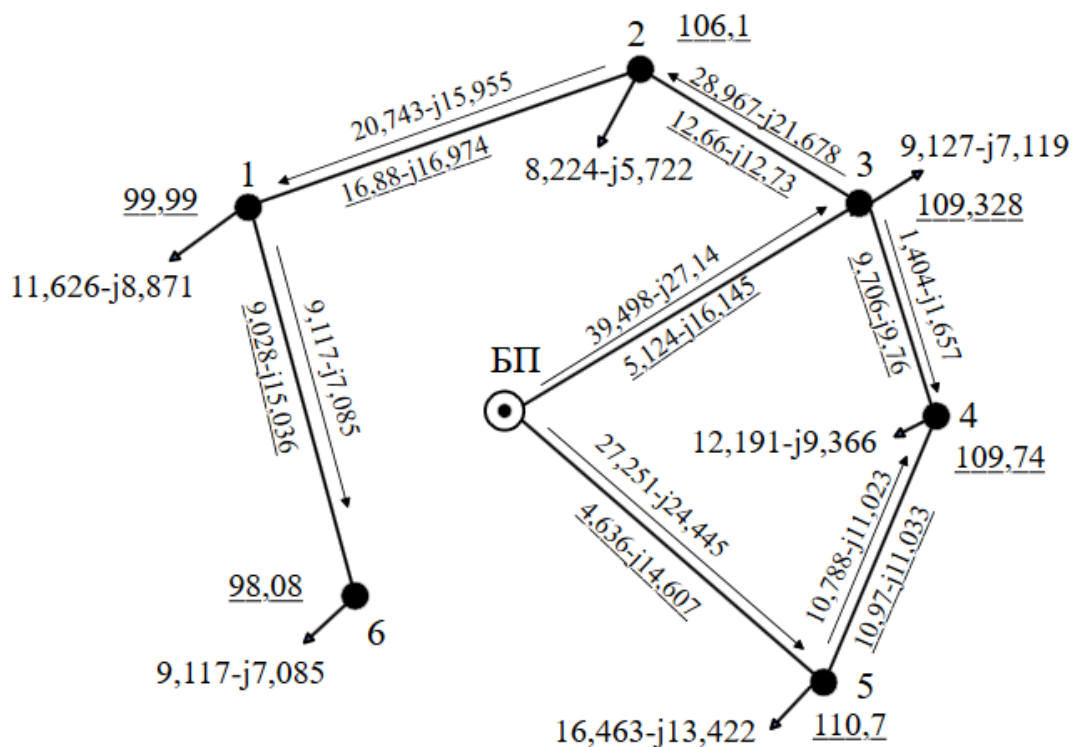


Рис. 4.2 – Результуюча схема у післяаварійному режимі роботи

4.2 Вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБВ на силових трансформаторах вузлових підстанцій в післяаварійному режимі роботи.

Розрахунок регулювальних відгалужень РПН та ПБВ аналогічний режиму максимальних навантажень

Результати зводимо до табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Результати розрахунку відгалужень РПН та ПБВ в післяаварійному режимі роботи.

П-т схеми	U_S , кВ	$\Delta U_{ТВ}$ кВ	$\Delta U_{ТС}$ кВ	$\Delta U_{ТН}$ кВ	$U_{ПС}$ кВ	$U_{ПН}$ кВ	$\omega_{ВЖ}$	$\omega_B^{СТ}$	$\omega_{СЖ}$	$\omega_C^{СТ}$
1	100,233	5,276	0,131	1,363	94,826	92,903	-0,147	-0,142	0,04	0,05
2	106,3	-	-	-	-	101,02	-0,08	-0,089	-	-
3	109,207	3,868	0,109	0,818	105,23	104,52	-0,048	-0,053	0,034	0,025
4	108,555	3,582	0,079	0,84	104,89	104,13	-0,051	-0,036	0,057	0,05
5	110,729	4,766	0,101	1,176	105,86	104,78	-0,045	-0,053	0,028	0,025
6	98,315	4,321	0,109	1,091	93,885	92,903	-0,054	-0,0534	0,059	0,025

Таблиця 4.5 – Ступінь регулювання РПН та фактичне значення напруги

П-т схеми	$N_B^{СТ}$	$U_{нд}$ кВ	$N_C^{СТ}$	$U_{сд}$ кВ
1	-8	10,439	2	38,868
2	-5	10,608	-	-
3	-3	10,562	1	38,147
4	-2	10,328	2	38,234
5	-3	10,589	1	38,376
6	-3	10,521	2	38,185

Результати розрахунку показали, що засоби регулювання трансформаторів (РПН і ПБЗ) можуть забезпечити бажані рівні напруги в обмотках НН і СН.

Висновки до розділу 4

Аварійний режим було пораховано аналогічно режиму максимальних навантажень, але за повного відключення головної гілки схеми, що підключена до БП. В даному режимі відключають найбільш завантажену ділянку. В нашому випадку це гілка 0-6. На третій ітерації розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі завершився. Результати розрахунку відгалужень РПН та ПБВ на силових трансформаторах вузлових підстанцій в післяаварійному режимі роботи показали, що засоби регулювання трансформаторів можуть забезпечити бажані рівні напруги в обмотках НН і СН.

					ДП7102.141.002ПЗ	Лист
						57
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

5 АНАЛІЗ ОСНОВНИХ ЗАСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

5.1 Короткі відомості про регулювання напруги в електромережі та методи регулювання

Напруга у вузлах електричної мережі напряму залежить від графіку навантаження споживачів та режиму роботи на електростанціях. Режим напруги в мережі повинен бути таким, щоб виконувались вимоги допустимих відхилень напруги на шинах підстанцій, однак такі відхилення дуже часто виникають після підключення нових вузлів навантаження. Регулювання необхідне для забезпечення необхідних рівнів напруги у вузлах мережі.

Серед основних методів регулювання напруги можна зазначити посилення головних ділянок внаслідок зміни перерізу ділянки, використання понижувальних трансформаторів з наявністю пристроїв РПН (регулювання під напругою) та ПБЗ (регулювання без збудження), використання установок поздовжньої та поперечної компенсації, застосування плавного регулювання напруги в автотрансформаторах, вольтододаткових пристроїв та інші.

5.2 Регулювання напруги за допомогою трансформаторів

Найкращім коефіцієнтом трансформації є тот коефіцієнт, за якого трансформатор підтримує якомога менше відхилення по напрузі від номінального показника споживача. Коефіцієнт трансформації при постійній напрузі трансформатора прямопропорційно залежить від напруги на виводах НН і може змінюватись в межах $\pm 2 \times 2,5\%$.

					ДП7102.141.002ПЗ	Лист
						58
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Щоб змінити коефіцієнта трансформації, необхідно повністю відключити трансформатор. Дана процедура виконується або при зміні параметрів мережі 1 або 2 рази на рік.

5.3 Посилення головних ділянок електричної мережі за рахунок збільшення перерізу проводів

Посилення головних ділянок в схемі робиться з метою забезпечення доцільних рівнів напруги у вузлах схеми. Для цього необхідно збільшити переріз проводів ділянки, тобто вибрати переріз наступний у списку.

Рекомендується застосовувати розширену номенклатуру перерізів проводів для проведення даної процедури. Для мережі номінальною напругою 110 кВ потрібно посилювати перерізи проводів у наступній послідовності: 120 – 150 – 185 – 240 – 2х150 – 2х185 – 2х240 мм².

До того, як розпочати посилення, робиться порівняння ділянок та вибір найбільш завантаженої. При наявності двох та більше схожих по завантаженню головних ділянок, слід вибирати ділянку з найбільшим повним опором.

Спочатку збільшують фактичний переріз на одну позицію. Далі у Z-схемі мережі розраховують поточкорозподіл потужностей для режиму максимальних навантажень. В кінці визначають значення рівнів напруг та порівнюють їх з доцільними. У випадку, якщо напруги не відповідають бажаним рівням, то процедура посилення повторюється і переріз ділянки підвищують ще на одну позицію. Продовжуватись така процедура буде до того моменту, поки не будуть забезпечені бажані рівні напруг у балансуєчих вузлах схеми.

Якщо жоден з вибраних перерізів не забезпечив бажану напругу в точках вибраної ділянки, то переходять до наступної головної ділянки, роблять її посилення та повторюють всі вище зазначені процедури.

5.4 Пристрої РПН та ПБЗ

РПН виконує дуже важливу роль у парі з трансформатором, а саме підтримує необхідну для споживача напругу, корегуючи коефіцієнт трансформації не відключаючи трансформатор від мережі, тобто відбувається регулювання під напругою.

Відносно елемента, що обмежує струм, існують реакторні та резисторні пристрої регулювання під навантаженням (ПРПН). Вони зображені на рисунку 5.1.

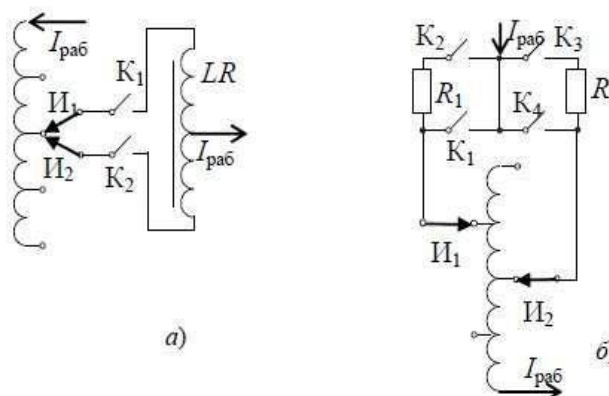


Рисунок 5.1 – Схеми пристроїв перемикання РПН: а – з реактором; б – з резисторами.

Регульовальні відгалуження з РПН, які виходять з трансформатора, з'єднані напряму з обмоткою вищої напруги на перемикач з боку нейтралі. Управління відгалуженнями може бути ручним, дистанційним та автоматизованим.

Пристрій ПБЗ має таку назву тому, що перемикання відбувається не тільки без струму та в комутованому ланцюзі, але й без напруги на обмотках трансформатора. Використовується для управління обмотками ВН в розподільчих трансформаторах малої та середньої потужності.

ПБЗ мають ручний привід, який розташований на кришці трансформатора у формі рукоятки. Така форма приводу надійно фіксує пристрій ПБЗ у всіх позиції.

Основними складовими пристрою ПБЗ є перемикач відгалужень та привод. Пристрій, відповідальний за перемикання має вигляд кругового реле, принципова

однофазна схема обмоток і перемикача трансформатора з ПБЗ зображена на рис. 2.1.

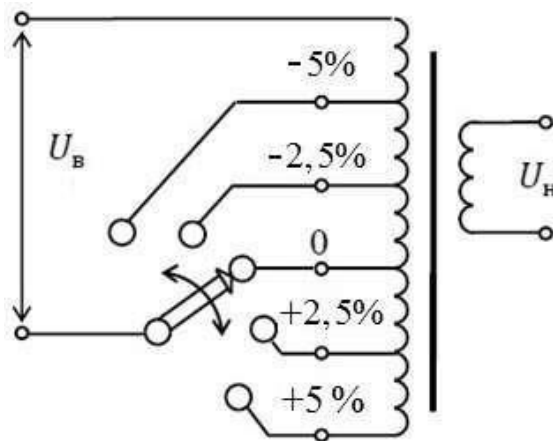


Рисунок 2.1 – Трансформатор з пристроєм ПБЗ з основним 0-им відгалуженням та додатковими на $\pm 2,5\%$ і $\pm 5\%$.

Якщо живлення віддючене на короткий час і це є допустимим рішенням технологічного процесу, то застосування пристрою ПБЗ є кращим ніж застосування більш складних і дорогих пристроїв РПН

Використання пристрою ПБЗ є вигіднішим за використання РПН, коли тимчасове відключення живлення є припустимим.

5.5 Застосування установок поперечної та поздовжньої компенсації

Використання компенсуючих установок (КУ) поперечної компенсації може бути економічно вигіднішим, ніж заміна ланцюгів на головних ділянках мережі.

Вони бувають таких типів: синхронні компенсатори та батареї статичних конденсаторів (для підстанцій від 35 до 220 кВ).

Бажаний рівень напруги $U_{fж}$ на шинах ВН є основою визначення потужності компенсуючого пристрою $Q_{КУ}$ поперечної компенсації, МВАр, який виставляють у точці f потокорозділу потужностей.

Розраховують потужність КУ $Q_{f_{\text{КУ}}}$ МВАр, за формулою:

$$Q_{f_{\text{КУ}}} = \frac{(U_{f_{\text{ж}}} - U_f) \cdot U_{f_{\text{ж}}}}{x_{\Sigma 0-f}},$$

де $U_{f_{\text{ж}}}$ - доцільний рівень напруги на шинах ВН у точці f потокорозділу потужностей, кВ; U_f - фактичний рівень напруги у точці f , кВ; $x_{\Sigma 0-f}$ - еквівалентний результуючий опір від джерела до точки f .

Визначену для системи потужність батареї БСК $Q_{\text{БСК}}^{\text{уст}}$, МВАр, рахують за виразом:

$$Q_{\text{БСК}}^{\text{уст}} = 1.1 \cdot \left(\frac{U_n}{U_{f_{\text{ж}}}} \right)^2 \cdot Q_{\text{БСК}}^{\text{расч}},$$

Для регулювання напруги у контрольних пунктах мережі за рахунок установок поздовжньої компенсації (УПК), необхідно встановити установки УПК у розрив регульованої ділянки, яка пов'язана з найвіддаленішим від БП пунктом схеми, який в той же час буде точкою потокорозділу потужностей.

Основою визначення ємнісного опору компенсуючого установки УПК $x_{\text{упк}}$ Ом, є бажаний рівень напруги $U_{f_{\text{ж}}}$ на шинах ВН у точці f . Вмикати конденсатори в мережу с достньо великими перетинами проводів послідовно для підвищення рівня напруги варто при не завищених коефіцієнтах потужності. Так виходить через те, що при відносно малих перетинах втрата напруги в лінії визначається переважно через активний опорів підключення, що не сильно вплине на зміну рівня напруги у споживача.

При установці конденсаторних батарей в розтин лінії, їх необхідно розраховувати на підходящу потужність в лінії, тому що напруга між їх обкладинками визначається добутком струму на опір.

					ДП7102.141.002ПЗ	Лист
						62
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Висновок до розділу 5

Розглянуті методи регулювання напруги, такі як посилення головних ділянок внаслідок зміни перерізу ділянки, використання трансформаторного методу, використання пристроїв РПН та ПБЗ, застосування установок поздовжньої та поперечної компенсації.

Порівнявши всі методи між собою, можна стверджувати, що кожен метод регулювання напруги має свої як позитивні сторони, так і недоліки. Наприклад, використання компенсуючих установок поперечної компенсації може бути економічно вигіднішим, ніж заміна ланцюгів на головних ділянках мережі. У звичайних трансформаторів щоб змінити коефіцієнт трансформації, необхідно повністю відключити трансформатор. РПН регулює коефіцієнт трансформації не відключаючи трансформатор від мережі. Використання пристрою ПБЗ для регулювання коефіцієнта трансформації виділяється тим, що це просто та відносно дешево, але за умови перемикання відгалуджень тільки при відключеному навантаженні.

					ДП7102.141.002ПЗ	Лист
						63
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

ВИСНОВКИ

У даному дипломному проекті було досліджено оптимальний варіант електричної мережі 110 кВ, підбрано перерізи проводів та трансформатори, обчислено режим максимальних навантажень і післяаварійний режим роботи для конкретної конфігурації електричної мережі.

У синтезі варіантів спорудження електричної мережі серед усіх п'яти варіантів схеми найменшу сумарну довжину ЛЕП мали №1 та №3. В розрахунку L-схеми мережі на схемі №1 було умовно розімкнуто ділянки 1-2 та 3-4. Для схеми №3 це були ділянки 2-3 та 4-5. Були вибрані перерізи проводів ділянок для обох схем та виконано техніко-економічне порівняння. Була вибрана схема №1 по найменшим сумарним щорічним витратам. В перевірці на нагрівання струми не перевищували гранично допустимих струмів відповідних марок проводів. Розраховані параметри Z-схеми та параметри схеми заміщення блоків трансформаторів в електричній мережі. Вибрано опори типу ПБ-110-1.

В режимах максимальних навантажень та аварійному ми провели ітераційний розрахунок та визначили потоки потужностей для ділянок мережі, рівні напруги у пунктах схеми і сумарні втрати потужностей. Необхідна точність була досягнута на третій ітерації в обох випадках. Рівні напруг входять у діапазон допустимих значень. Вибір положень відгалужень РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень виконано вірно.

Розглянуті методи регулювання напруги, такі як посилення головних ділянок внаслідок зміни перерізу ділянки, використання трансформаторного методу, використання пристроїв РПН та ПБЗ, застосування установок поздовжньої та поперечної компенсації.

					ДП7102.141.002ПЗ	Лист
						64
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Ананичева С. С. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах: учебное пособие / С. С. Ананичева, А. А. Алексеев, А. Л. Мызин. – Екатеринбург : УрФУ. – 2012. – 93 с.

2. Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – М. : КНОРУС. – 2014. – 648 с.

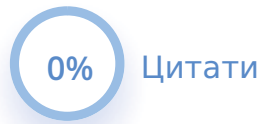
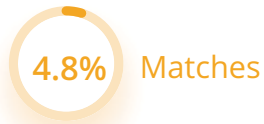
3. Герасимов С. Е. Регулирование напряжения в распределительных сетях: учебное пособие / С. Е. Герасимов, А. Г. Меркур'ев. – С-Пб. : «ГВЦ Энергетики». – 1998. – 84 с.

4. Лыкин А. В. Электрические системы и сети : учебное пособие / А. В. Лыкин. – М. : Логос. – 2008. – 254 с.

					ДП7102.141.002ПЗ	Лист
						65
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

ДОДАТОК А.
Результати перевірки на плагіат

					<i>ДП7102.141.002ПЗ</i>	Лист
						66
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		



Matches

Веб джерела

180

1	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28488/1/Lopuga_bakalavr.pdf	2.05%
2	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/25737/1/Shupilo_magistr.pdf	1.49%
3	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28487/1/Kotomov_bakalavr%20.pdf	1.47%
4	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28422/1/Samsonov_bakalavr.pdf	1.36%
5	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28442/1/Hmarskyi_bakalavr.pdf	1.27%
6	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/25747/1/Chuzhma_magistr.pdf	1.26%
7	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/jspui/bitstream/123456789/25730/1/Sokolov_magistr.pdf	1.1%
8	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/25631/1/Brayko_magistr.pdf	0.95%
9	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28478/1/Zhyrnyi_bakalavr.pdf	0.94%
10	ela.kpi.ua https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28058/1/Borisova_bakalavr.pdf	0.89%