

**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

“ ____ ” _____ 2021 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

**за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему «Електрична мережа 110 кВ»**

Виконав:

Студент III курсу, групи ЕС-зп81

Бурковський Вадим Олексійович _____

Керівник:

Завідувач кафедри, професор, д.т.н

Кирик Валерій Валентинович _____

Консультант:

Асистент

Моссаковський Вадим Ігорович _____

Рецензент:

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

Студент _____

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

_____ Валерій КИРИК
(підпис) (ініціали, прізвище)

«___» _____ 202_ р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Бурковському Вадиму Олексійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Електрична мережа 110 кВ»
керівник проекту Кирик Валерій Валентинович, д.т.н., професор, завідувач кафедри.
затверджені наказом по університету від «28» «квітня» 2021 р. №1095-с.
2. Строк подання студентом проекту «07» «червня» 2021 р.
3. Вихідні дані до проекту: ситуаційний план, мережі 110 кВ. з відповідним масштабом, активні навантаження у вузлах мережі, значення коефіцієнтів потужності, географічний район спорудження мережі..
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки: 1. Виконати синтез конфігурації районної електричної мережі. 2. Обрати кількість, тип та потужність трансформаторів на підстанціях. 3. Розрахувати потокорозподіл потужності за довжинами ділянок. 4. Обрати кількість ланцюгів та переріз проводів для ділянок мережі. 5. Знайти параметри схеми заміщення мережі. 6. Визначити параметри роботи мережі при максимальних навантаженнях та в післяаварійному режимі. 7. Обрати положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів. 8. Обґрунтувати оптимальний варіант поліпшення режиму напруги за допомогою реконструкції мережі та засобів компенсації.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1. Вибір оптимальної конфігурації схеми.

5.2. Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ.

5.3. Вибір засобів та способів регулювання напруги.

6. Консультанти розділів проєкту

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

7. Дата видачі завдання «20» «березня» 2021 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
1	Аналіз технічної літератури згідно теми проєкту		
2	Формування варіантів конфігурації схеми мережі. Вибір найбільш доцільних		
3	Вибір кількості, типу та потужності трансформаторів на підстанціях. Вибір перерізу проводів для ділянок мережі		
4	Техніко-економічне зіставлення варіантів схеми мережі		
5	Розрахунок режимних параметрів мережі в режимі максимальних навантажень та в післяаварійному режимі		
6	Вибір засобів та способів регулювання напруги в проєктованій мережі		
7	Оформлення пояснювальної записки		
8	Оформлення технічних креслень		

Студент

(підпис)

Бурковський В.О.

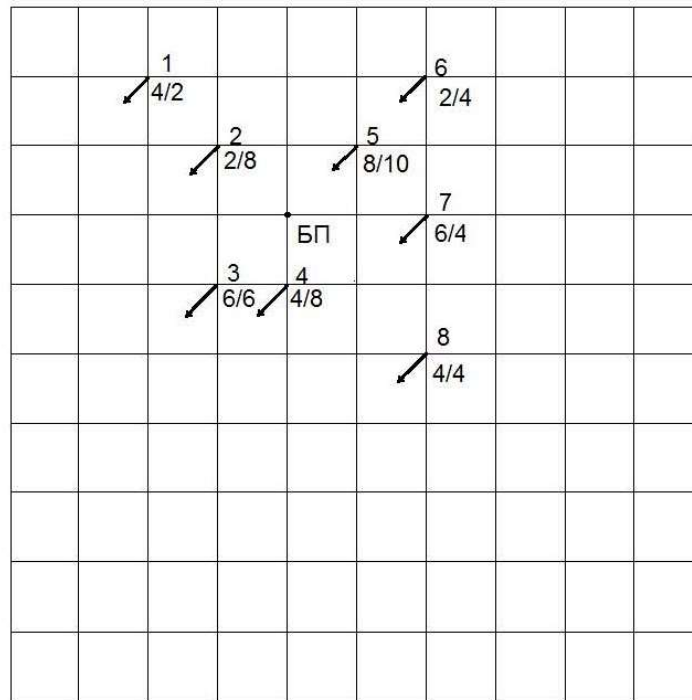
Керівник проєкту

(підпис)

Кирик В.В.

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 БП.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = 0,85$, $\cos \varphi_{сн} = 0,7$, $T_{max} = 4000$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Україна.
- Район I – II.
- $M_{гран} = 4500$ [МВт·км],

Примітки:

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

В. Бурковський

Пояснювальна записка до дипломного проєкту

на тему: Електрична мережа 110 кВ

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

[illegible]

					ДП8102.141.001.ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Бурковський			Електрична мережа 110 кВ			Літ.	Арк.	Аркуші	
Перевір.		Кирик В.В.								5	70
								КПІ ім. Ігоря Сікорського Каф. ЕМС гр. ЕС-371			
Н. Контр.		Моссаковський									
Затв.		Кирик В.В.									

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається із пояснювальної записки і графічної частини. Пояснювальну записку виконано на 70 сторінках формату А4. До якої входять 16 рисунків, 32 таблиці та 6 джерел використаної літератури. Графічна частина включає в себе 3 технічні креслення формату А1.

Мета роботи полягає у проектування електричної частини районної електричної мережі номінальною напругою 110 кВ та вибору засобів для поліпшення режиму напруги в проектуваній мережі

В роботі виконано вибір схеми електричної мережі. виконано ітераційний розрахунок усталених режимів роботи мережі. Розглянуто питання поліпшення режиму напруги в мережі за допомогою реконструкції мережі та використання додаткових компенсуючих пристроїв.

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ЛІНЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, ПІДСТАНЦІЯ, ПОЗДОВЖНЯ КОМПЕНСАЦІЯ, ПІДСИЛЕННЯ ДІЛЯНКИ.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 70 A4 pages. Which includes 16 figures, 32 tables and 6 sources of literature. The graphic part includes 3 technical drawings in A1 format.

The purpose of the work is to design the electrical part of the district electrical network with a nominal voltage of 110 kV and the choice of means to improve the voltage regime in the designed network.

The work chooses the scheme of the electrical network. an iterative calculation of the established modes of operation of the network is performed. The issue of improving the voltage regime in the network through the reconstruction of the network and the use of additional compensating devices is considered.

DISTRICT POWER NETWORK, OVERHEAD POWER LINE, SUBSTATION,
SERIES COMPENSATION, REINFORCEMENT OF THE BRANCH.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ.....	11
1.1 Формування варіантів схеми мережі	11
1.2 Вибір числа, типу та потужності трансформаторів.....	14
1.3 Розрахунок L-схеми мережі.....	15
1.4 Вибір кількості ланцюгів і перерізу проводів.....	18
1.5 Перевірка обраних перерізів проводів	23
1.6 Техніко економічне зіставлення варіантів схеми мережі	27
1.7 Параметри схем заміщення елементів мережі.....	29
1.8 Приведенні навантаження та еквівалентні провідності.....	32
1.9 Режим максимальних навантажень.....	34
1.10 Післяаварійний режим.....	47
Висновки до розділу 1.....	53
2 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ ПОЛІПШЕННЯ РЕЖИМУ НАПРУГИ У МЕРЕЖІ.....	55
2.1 Підсилення головних ділянок	55
2.2 Установка поперечної компенсації.....	57
2.3 Установка поздовжньої компенсації	60
2.4 Техніко-економічне зіставлення варіантів регулювання напруги.....	63
Висновки до розділу 2.....	66
ВИСНОВКИ.....	68
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	69
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат.....	70

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

БП – балансуєчий пункт;

БСК – батарея статичних конденсаторів;

ВН – вища напруга;

ЛЕП – лінія електропередавання;

НН – низька напруга;

ПБЗ – переключення без збудження;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

РПН – регулювання без розриву ланцюга навантаження;

СН – середня напруга;

УПК – установка поздовжньої компенсації;

УППК – установка поперечної компенсації.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВСТУП

До складу електроенергетичних систем входять електричні станції та електричні мережі. В свою чергу будь-яка електрична мережа складається із ліній передавання, підстанцій та розподільчих пристроїв.

При проектуванні електричних мереж основною вимогою є дотримування вимог діючих нормативно-правових документів щодо конструктивного виконання, надійності електропостачання, якості електричної енергії тощо.

В більшості випадків реалізацію будівництва об'єкта електричних мереж можна виконати декількома варіантами. Тому при розробленні проекту необхідно виконати вибір варіанту, що характеризується найкращими техніко-економічними показниками. Основним критерієм порівняння є мінімум значення сумарних дисконтованих затрат.

Для проектування електричних мереж необхідно застосовувати системний підхід. Це викликано впливом техніко-економічних характеристик будь-якого елементу електричних мереж на аналогічні характеристики інших елементів цієї мережі. Тому на більш пізніших етапах виконання проектних робіт обов'язково необхідно враховувати результати, що були отримані на більш ранніх етапах.

Мета роботи полягає у проектуванні електричної частини районної електричної мережі номінальною напругою 110 кВ та виборі засобів для поліпшення режиму напруги в проектованій мережі.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ

1.1 Формування варіантів схеми мережі

Формування варіантів схеми районної мережі 110 кВ здійснимо за допомогою методу граничних моментів потужності. Згідно завдання значення граничного моменту потужності складає 4500 МВт·км.

Ситуаційний план розташування підстанцій із вказаними активними навантаженнями зображений на рис. 1.1.

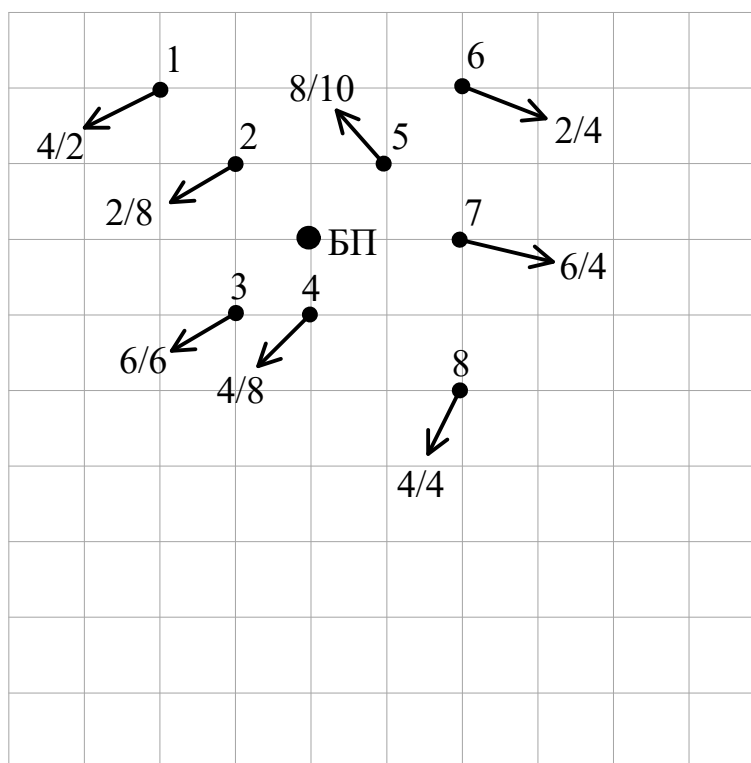


Рисунок 1.1 – Ситуаційний план

Сформуємо п'ять варіантів двоконтурних схем районної мережі 110 кВ.

Перший варіант схеми.

З'єднуємо БП із вузлом 2 та розраховуємо значення момент потужності:

$$M_2 = P_2 \cdot l_{02} = 10 \cdot 14 = 140 \text{ МВт} \cdot \text{км}.$$

Так як значення моменту потужності є меншим за граничне, то виконуємо з'єднання вузла 2 з наступним вузлом 1 та знаходимо значення моменту потужності:

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$M_1 = P_1 \cdot (l_{02} + l_{12}) + M_2 = 6 \cdot (14 + 14) + 140 = 308 \text{ МВт} \cdot \text{км.}$$

Очевидно, що сумарний момент потужності першої та другої ПС є меншим за граничний, то виконуємо подальше з'єднання вузлів між собою:

$$M_6 = P_6 \cdot (l_{02} + l_{12} + l_{16}) + M_1 = 6 \cdot (14 + 14 + 40) + 308 = 716 \text{ МВт} \cdot \text{км;}$$

$$M_5 = P_5 \cdot (l_{02} + l_{12} + l_{16} + l_{56}) + M_6 = 18 \cdot (14 + 14 + 40 + 14) + 716 = 2192 \text{ МВт} \cdot \text{км;}$$

$$M_7 = P_7 \cdot (l_{02} + l_{12} + l_{16} + l_{56} + l_{57}) + M_5 = 10 \cdot (14 + 14 + 40 + 14 + 14) + 2192 = 3152 \text{ МВт} \cdot \text{км.}$$

Після з'єднання сьомої ПС закінчуємо прямий напрямок обходу контуру. Переходимо до виконання зворотного напрямку обходу:

$$M_7 = P_7 \cdot l_{07} = 10 \cdot 20 = 200 \text{ МВт} \cdot \text{км;}$$

$$M_5 = P_5 \cdot (l_{07} + l_{57}) + M_7 = 18 \cdot (20 + 14) + 200 = 812 \text{ МВт} \cdot \text{км;}$$

$$M_6 = P_6 \cdot (l_{07} + l_{57} + l_{56}) + M_5 = 6 \cdot (20 + 14 + 14) + 812 = 1100 \text{ МВт} \cdot \text{км;}$$

$$M_1 = P_1 \cdot (l_{07} + l_{57} + l_{56} + l_{16}) + M_6 = 6 \cdot (20 + 14 + 14 + 40) + 1100 = 1628 \text{ МВт} \cdot \text{км;}$$

$$M_2 = P_2 \cdot (l_{07} + l_{57} + l_{56} + l_{16} + l_{12}) + M_1 = 10 \cdot (20 + 14 + 14 + 40 + 14) + 1628 = 2648 \text{ МВт} \cdot \text{км.}$$

Отже, перший контур має конфігурацію 0-2-1-6-5-7-0. Аналогічним чином формуємо другий контур. На рис. 1.2 зображено перший варіант схеми мережі.

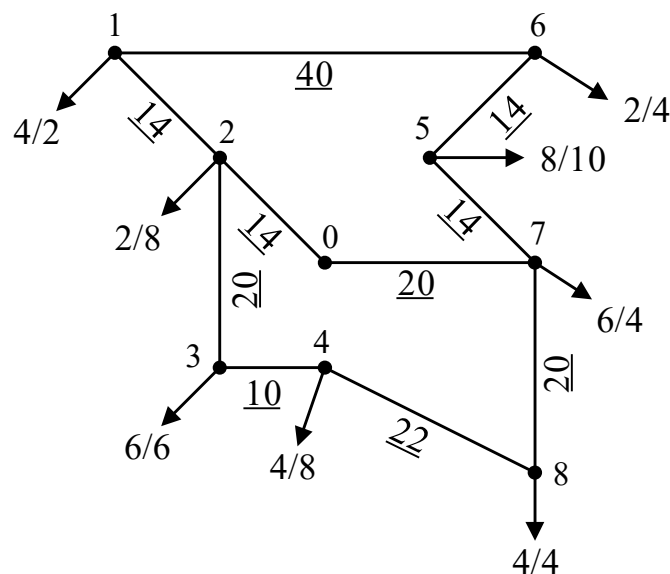


Рисунок 1.2 – Варіант схеми №1

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Аналогічно сформовані інші варіанти схем районної мережі 110 кВ зображені на рис. 1.3.

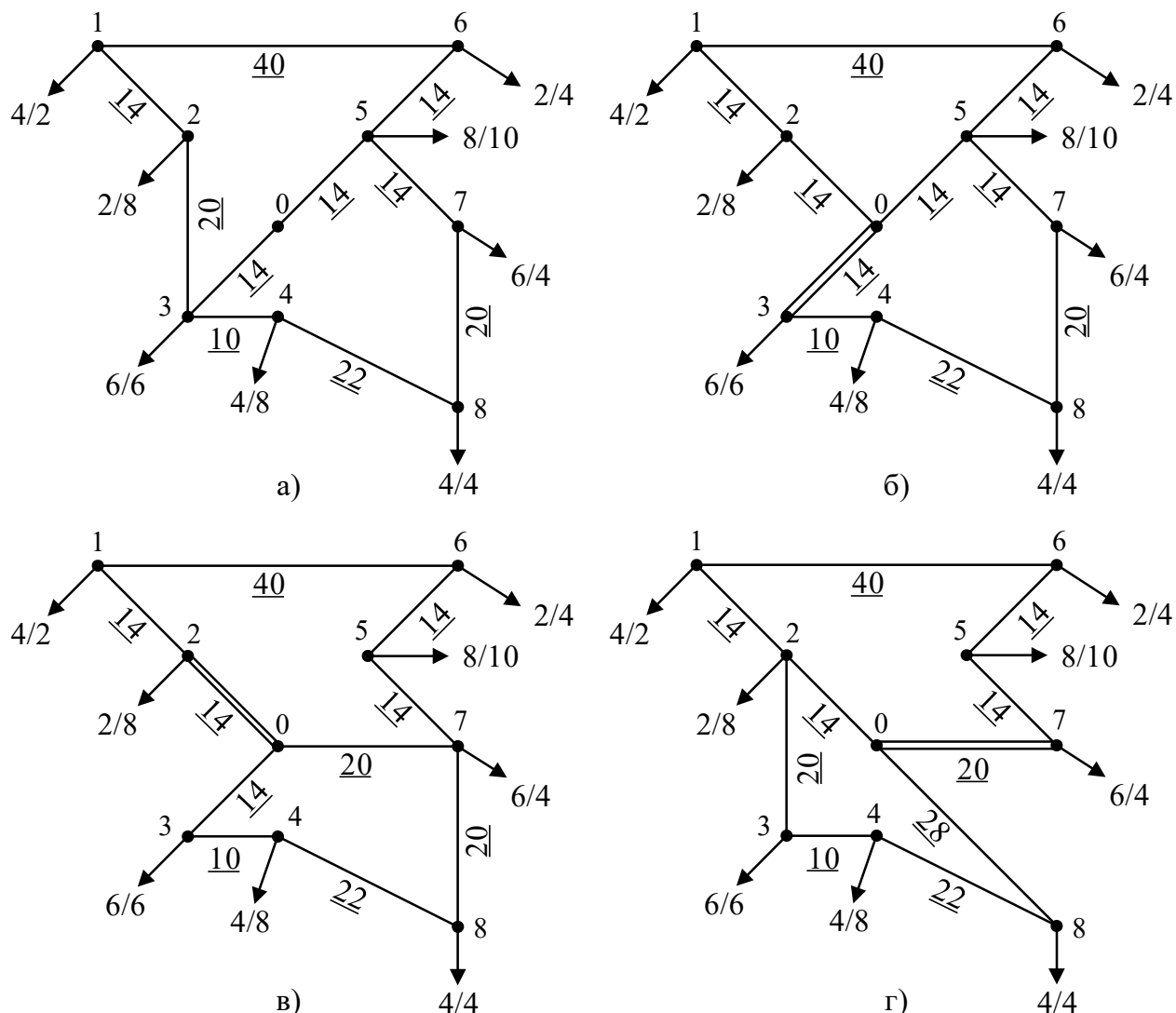


Рисунок 1.3 – Варіанти схем районної мережі: а – варіант №2; б – варіант №3;
в – варіант №4; г – варіант №5

В табл. 1.1 представлено результати розрахунку моментів потужності для запропонованих варіантів спорудження районної мережі 110 кВ. Також вказані сумарні довжини повітряних ліній та необхідна кількість вимикачів 110 кВ.

Згідно критерію мінімуму кількості вимикачів в схемах ВРУ-110 кВ та довжини повітряних ліній електропередавання до подальшого розгляду обираємо варіанти схеми №1 та 2.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.1 – Моменти потужності, сумарні довжини лінії та кількість вимикачів для запропонованих варіантів семи мережі

Варіант схеми	Обхід контуру	M_i , МВт·км		Сумарна довжина ПЛ, $l_{\Sigma} = l_I + 1,7 \cdot l_{II}$ км	Число вимикачів 110 кВ
		I контур	II контур		
1	Прямий	3152	3008	188	34
	Зворотній	2648	2464		
2	Прямий	3160	2716	182	34
	Зворотній	2872	3008		
3	Прямий	2192	2716	186	36
	Зворотній	1648	2504		
4	Прямий	2802	2088	192	36
	Зворотній	2398	1484		
5	Прямий	3152	2344	210	36
	Зворотній	2148	1604		

1.2 Вибір числа, типу та потужності трансформаторів

За даними про активне навантаження та значення коефіцієнтів потужності знаходимо реактивні навантаження на вторинних шинах ПС. Розрахунки наведемо для ПС 1:

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos(\varphi_{HH})) = \arccos(0,7) = 45,57^\circ;$$

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos(\varphi_{CH})) = \arccos(0,85) = 31,79^\circ;$$

$$Q_{1HH} = -P_{1HH} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{HH} = 2 \cdot \operatorname{tg}(45,57^\circ) = -2,04 \text{ МВАр.}$$

$$Q_{1CH} = -P_{1CH} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CH} = 4 \cdot \operatorname{tg}(31,79^\circ) = -2,48 \text{ МВАр.}$$

Значення повного навантаження на вторинних шинах ПС 1 складе:

$$\dot{S}_{1\max} = P_{1CH} + P_{1HH} + j(Q_{1CH} + Q_{1HH}) = 4 + 2 + j(-2,48 - 2,04) = 6 - j4,52 \text{ МВА.}$$

Модуль повного навантаження на ПС 1 матиме наступне значення:

$$S_{1\max} = \sqrt{(P_{1CH} + P_{1HH})^2 + (Q_{1CH} + Q_{1HH})^2} = \sqrt{(4 + 2)^2 + (-2,48 - 2,04)^2} = 7,51 \text{ МВА.}$$

Згідно вимог ПУЕ щодо надійності електропостачання на всіх понижуючих підстанціях встановлюємо два силові трансформатори. Враховуючи допустиме перевантаження, розрахункова потужність силових трансформаторів на ПС 1 становить:

$$S_{1T} = 0,7 \cdot S_{1\max} = 0,7 \cdot 7,51 = 5,26 \text{ МВА.}$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таким чином ПС 1 обладнуємо двома силовими трансформатори типу ТМТН-6300/110. В табл. 1.2 наведені аналогічно обрані трансформатори для всіх ПС 110 кВ.

Таблиця 1.2 – Силові трансформатори для ПС

ПС	$S_{\max}$, МВА	S_T , МВА	Число та тип трансформаторів
1	7,51	5,26	2×ТМТН-6300/110
2	13,73	9,61	2×ТДТН-10000/110
3	15,52	10,86	2×ТДТН-16000/110
4	16,04	11,23	2×ТДТН-16000/110
5	23,53	16,47	2×ТДТН-16000/110
6	8,02	5,61	2×ТМТН-6300/110
7	12,68	8,88	2×ТДТН-10000/110
8	10,35	7,24	2×ТДТН-10000/110

1.3 Розрахунок L-схеми мережі

Зробимо припущення, що мережа є електрично однорідною. Це дасть змогу виконати поточкорозподіл потужності за довжинами ділянок мережі.

Знаходимо орієнтований поточкорозподіл потужності в першому варіанті схеми мережі.

З вихідної мережі умовно видаляємо ділянки 1-6 та 4-8 і згідно першого закону Кірхгофа знаходимо поточкорозподіл потужності:

$$\dot{S}_{56}^{\text{роз}} = \dot{S}_6 = 6 - j5,32 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{75}^{\text{роз}} = \dot{S}_{56}^{\text{роз}} + \dot{S}_5 = 6 - j5,32 + 18 - j15,16 = 24 - j20,48 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{78}^{\text{роз}} = \dot{S}_8 = 8 - j6,56 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{07}^{\text{роз}} = \dot{S}_{78}^{\text{роз}} + \dot{S}_{75}^{\text{роз}} + \dot{S}_7 = 8 - j6,56 + 24 - j20,48 + 10 - j7,8 = 42 - j34,84 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{34}^{\text{роз}} = \dot{S}_4 = 12 - j10,64 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{23}^{\text{роз}} = \dot{S}_{34}^{\text{роз}} + \dot{S}_3 = 12 - j10,64 + 12 - j9,84 = 24 - j20,48 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{21}^{\text{роз}} = \dot{S}_1 = 6 - j4,52 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{02}^{\text{роз}} = \dot{S}_{23}^{\text{роз}} + \dot{S}_{21}^{\text{роз}} + \dot{S}_2 = 24 - j20,48 + 6 - j4,52 + 10 - j9,4 = 40 - j34,4 \text{ МВА}.$$

На рис. 1.4 зображено поточкорозподіл потужності в умовно розімкненій мережі першого варіанту схеми.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

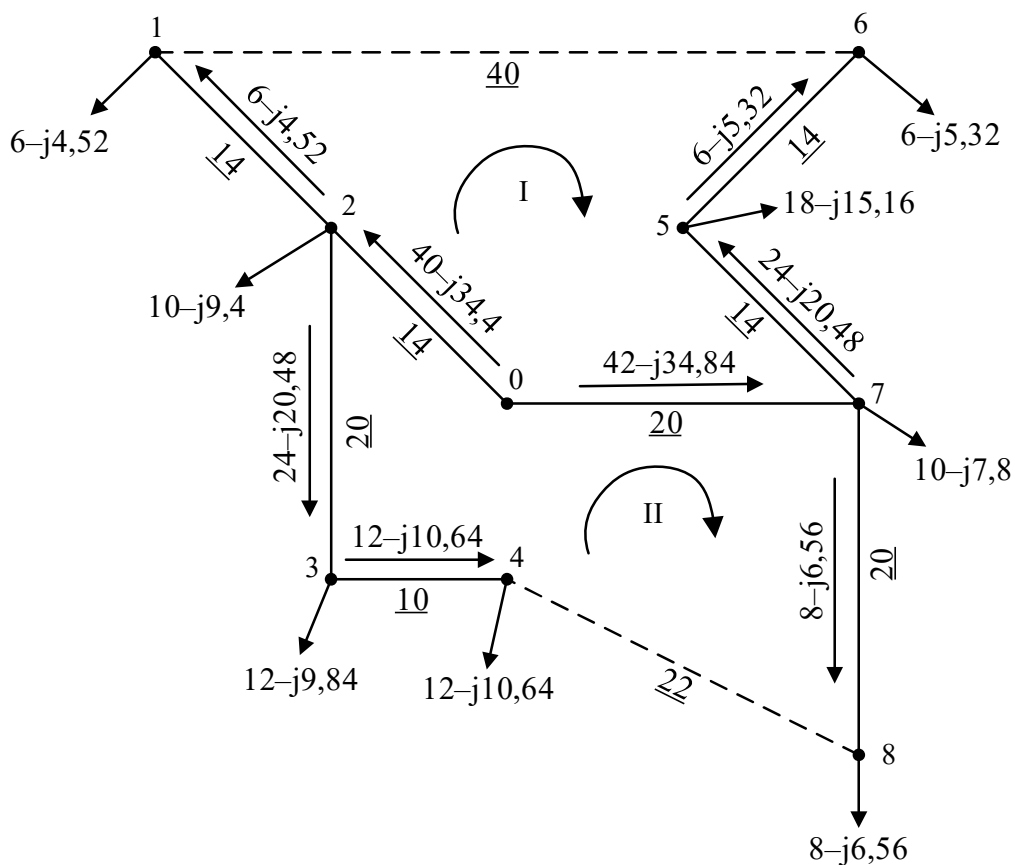


Рисунок 1.4 – Потокорозподіл в умовно розімкненій L-схемі першого варіанту

Визначимо власні та взаємні довжини контурів:

$$l_I = l_{02} + l_{12} + l_{16} + l_{56} + l_{57} + l_{07} = 14 + 14 + 40 + 14 + 14 + 20 = 116 \text{ км};$$

$$l_{II} = l_{07} + l_{78} + l_{48} + l_{34} + l_{23} + l_{02} = 20 + 20 + 22 + 10 + 20 + 14 = 106 \text{ км};$$

$$l_{I-II} = l_{02} + l_{07} = 14 + 20 = 34 \text{ км};$$

Для схеми мережі, що розглядається формуємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} \dot{S}_{02}^{\text{роз}} \cdot l_{02} + \dot{S}_{21}^{\text{роз}} \cdot l_{12} - \dot{S}_{56}^{\text{роз}} \cdot l_{56} - \dot{S}_{75}^{\text{роз}} \cdot l_{57} - \dot{S}_{07}^{\text{роз}} \cdot l_{07} = -\dot{S}_I \cdot l_I + \dot{S}_{II} \cdot l_{I-II}; \\ \dot{S}_{07}^{\text{роз}} \cdot l_{07} + \dot{S}_{78}^{\text{роз}} \cdot l_{78} - \dot{S}_{34}^{\text{роз}} \cdot l_{34} - \dot{S}_{23}^{\text{роз}} \cdot l_{23} - \dot{S}_{02}^{\text{роз}} \cdot l_{02} = -\dot{S}_{II} \cdot l_{II} + \dot{S}_I \cdot l_{I-II}. \end{cases}$$

Розв'язуємо систему рівнянь:

$$\dot{S}_I = 6,35 - j5,4;$$

$$\dot{S}_{II} = 3,55 - j3,33.$$

Знаходимо потокорозподіл в замкненій мережі:

$$\dot{S}_{02} = \dot{S}_{02}^{\text{роз}} + \dot{S}_I - \dot{S}_{II} = 40 - j34,4 + 6,35 - j5,4 - 3,55 + j3,33 = 42,8 - j36,47 \text{ МВА};$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\dot{S}_{07} = \dot{S}_{07}^{\text{роз}} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_I = 42 - j34,84 + 3,55 - j3,33 - 6,35 + j5,4 = 39,2 - j32,77 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{21} = \dot{S}_{21}^{\text{роз}} + \dot{S}_I = 6 - j4,52 + 6,35 - j5,4 = 12,35 - j9,92 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{16} = \dot{S}_I = 6,35 - j5,4 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{65} = -(\dot{S}_{56}^{\text{роз}} - \dot{S}_I) = -(6 - j5,32 - 6,35 + j5,4) = 0,35 - j0,08 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{75} = \dot{S}_{75}^{\text{роз}} - \dot{S}_I = 24 - j20,48 - 6,35 - j5,4 = 17,65 - j15,08 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{23}^{\text{роз}} - \dot{S}_{II} = 24 - j20,48 - 3,55 - j3,33 = 20,45 - j17,15 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{34}^{\text{роз}} - \dot{S}_{II} = 12 - j10,64 - 3,55 + j3,33 = 8,45 - j7,31 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{84} = \dot{S}_{II} = 3,55 - j3,33 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{78} = \dot{S}_{78}^{\text{роз}} + \dot{S}_{II} = 8 - j6,56 + 3,55 - j3,33 = 11,55 - j9,89 \text{ МВА}.$$

На рис. 1.5 зображено потокорозподіл потужності в першому варіанті схеми за довжинами ділянок мережі.

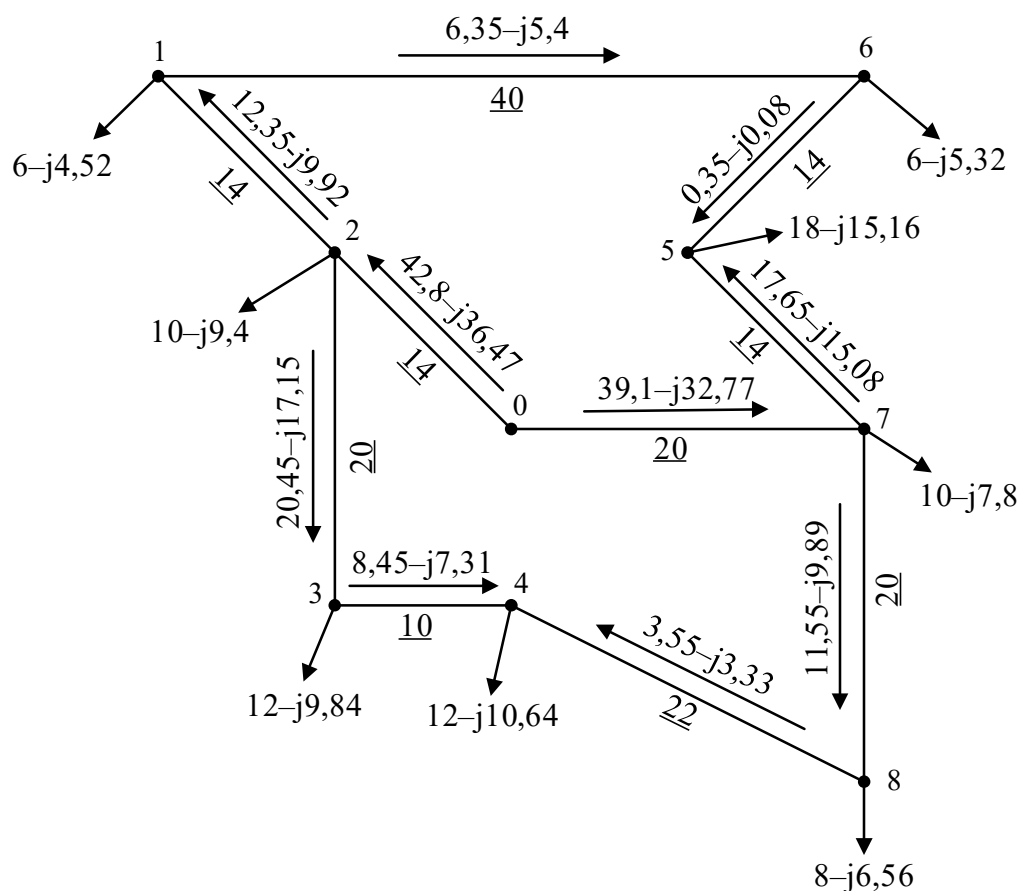


Рисунок 1.5 – Потокорозподіл в замкненій L-схемі першого варіанту

Перевіримо виконання другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{02} \cdot I_{02} + \dot{S}_{21} \cdot I_{12} + \dot{S}_{16} \cdot I_{16} + \dot{S}_{65} \cdot I_{56} - \dot{S}_{75} \cdot I_{57} - \dot{S}_{07} \cdot I_{07} &= (42,8 - j36,47) \cdot 14 + \\ &+ (12,35 - j9,92) \cdot 14 + (6,35 - j5,4) \cdot 40 + (0,35 - j0,08) \cdot 14 - \\ &- (17,65 - j15,08) \cdot 14 - (39,2 - j32,77) \cdot 20 = 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{07} \cdot I_{07} + \dot{S}_{78} \cdot I_{78} + \dot{S}_{84} \cdot I_{48} - \dot{S}_{34} \cdot I_{34} - \dot{S}_{23} \cdot I_{23} - \dot{S}_{02} \cdot I_{02} &= (39,2 - j32,77) \cdot 20 + \\ &+ (11,55 - j9,89) \cdot 20 + (3,55 - j3,33) \cdot 22 - (8,45 - j7,31) \cdot 10 - \\ &- (20,45 - j17,15) \cdot 20 - (42,8 - j36,47) \cdot 14 = 0. \end{aligned}$$

Так як другий закон Кірхгофа виконується для усіх контурів, то робимо висновок, що розрахунки виконано вірно. Аналогічно знаходимо потокорозподіл в другому варіанті мережі. Отримані результати приведені на рис. 1.6.

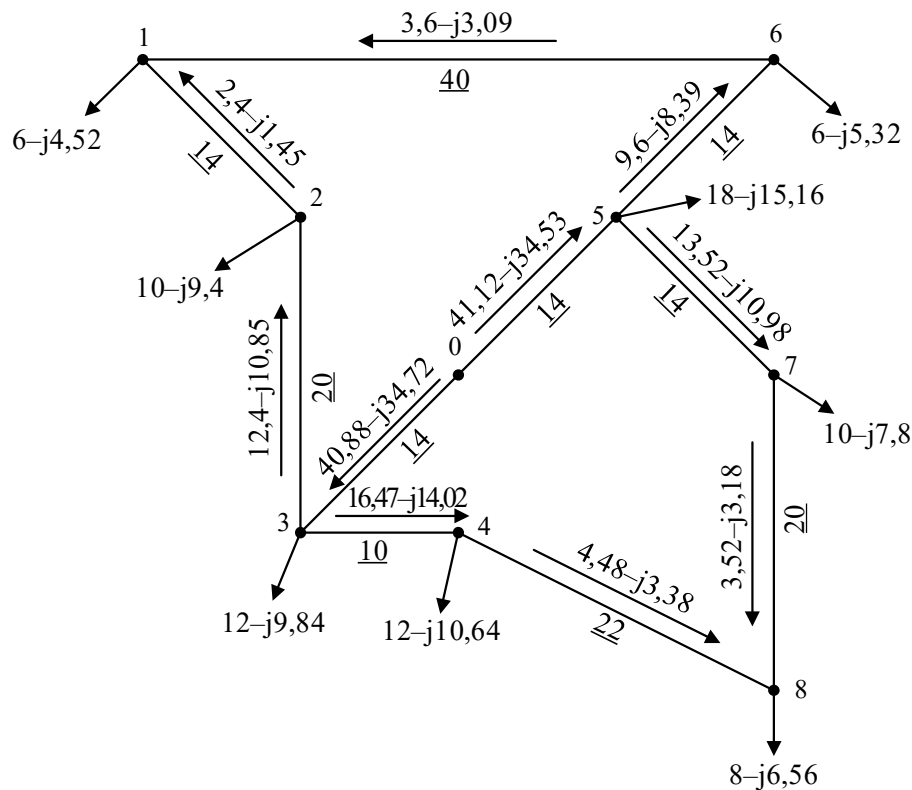


Рисунок 1.5 – Потокорозподіл в L-схемі другого варіанту

1.4 Вибір кількості ланцюгів і перерізу проводів

Знаходимо значення струмів ділянок мережі. Для ділянки 0-2 першого варіанту схеми мережі струм складе:

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$I_{02} = \frac{\sqrt{P_{02}^2 + Q_{02}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{\sqrt{42,8^2 + (-36,47)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 295,14 \text{ А.}$$

В табл. 1.3 наведені аналогічно розраховані значення струмів для усіх ділянок мережі першого та другого варіантів реалізації схеми мережі.

Таблиця 1.3 – Струми ділянок РЕМ

ПЛ	I_i , А	
	Варіант схеми №1	Варіант схеми №2
0-2	295,14	-
0-7	268,16	-
1-6	43,75	24,81
1-2	83,14	14,74
2-3	140,09	86,5
3-4	58,65	113,55
4-8	25,54	29,44
7-8	79,8	24,91
5-6	1,88	66,9
5-7	121,85	91,43
0-3	-	281,49
0-6	-	281,82

Переріз проводів ділянок мережі знаходимо за допомогою методу оптимального перерізу.

Тариф на вході до районної мережі приймаємо рівним 2,5 грн/кВт·год.

Час максимальних втрат в проєктованій мережі складе:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ год/рік.}$$

Розглянемо ділянку 0-2 першого варіанту схеми. Оптимальний переріз даної ділянки матиме наступне значення:

$$F_{\text{опт}(0-2)} = \frac{1}{n} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{02})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot U_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{пит.зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 295,14^2 \cdot 28,5 \cdot 2405 \cdot 250 \cdot 10^{-5}}{2484 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 401,22 \text{ мм}^2.$$

Як бачимо розрахунковий переріз не відповідає жодному стандартному перерізу. Тому за критерієм мінімуму функції дисконтованих затрат необхідно виконати порівняння для найближчого більшого та меншого стандартного перерізу. В даному випадку такими є перерізи $2 \times 240 \text{ мм}^2$ та 240 мм^2 .

В табл. 1.4 приведені оптимальні перерізи усіх ділянок мережі.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.4 – Оптимальний переріз ділянок першого варіанту схеми

ПЛ	Розрахунковий оптимальний переріз, мм ²	Стандартний переріз, мм ²	
		Більший	Менший
0-2	401,22	2×240	240
0-7	364,54	2×240	240
1-6	59,47	70	-
1-2	113,02	120	70
2-3	190,44	240	120
3-4	79,73	120	70
4-8	34,72	70	-
7-8	108,48	120	70
5-6	2,56	70	-
5-7	165,64	240	120

Детальні розрахунки для вибору перерізу наведемо для ділянки 0-2. В розрахунках курс гривні до долара США прийнятий на рівні 27,6 грн за 1 долар США.

Для спорудження ділянки 0-2 з використанням перерізу 2×240 мм² необхідні наступні капіталовкладення:

$$K_{02(2 \times 240)} = K_{0(2 \times 240)} \cdot l_{02} = 2760 \cdot 14 = 38640 \text{ тис.грн.}$$

Для переведення ділянки 0-2 в дволанцюгове виконання потрібно встановити по одній додатковій комірці на БП та ПС №2.

Капіталовкладення в додаткові комірці становлять:

$$K_{\text{пс}} = 6624 \cdot 2 = 13248 \text{ тис.грн.}$$

Витрати на експлуатацію ділянки 0-2 з перерізом 2×240 мм² становлять:

$$B_{e02(2 \times 240)} = K_{02(2 \times 240)} \cdot H_e \cdot 10^{-2} = 38640 \cdot 1,2 \cdot 10^{-2} = 463,68 \text{ тис.грн/рік.}$$

Витрати на експлуатацію додаткових комірок становлять:

$$B_{e\text{ПС}} = K_{\text{ПС}} \cdot H_e \cdot 10^{-2} = 13248 \cdot 2,4 \cdot 10^{-2} = 317,95 \text{ тис.грн/рік.}$$

Орієнтовані втрати потужності на ділянці 0-2 з перерізом 2×240 мм² становлять:

$$\Delta P_{\Sigma 02(2 \times 240)} = \frac{P_{02}^2 + Q_{02}^2}{U_H^2} \cdot r_{02} = \frac{42,8^2 + (-36,47)^2}{110^2} \cdot 0,059 \cdot 14 \cdot 10^3 = 215,86 \text{ кВт.}$$

Значення змінних втрат активної енергії на ділянці 0-2 становить:

$$\Delta A_{\Sigma 02(2 \times 240)} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = 215,86 \cdot 2405 = 519202 \text{ кВт·год/рік.}$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Значення втрат на компенсації втрат електроенергії становить:

$$B_{\text{втр}02(2 \times 240)} = 3_e'' \cdot \Delta A_{\text{зм}} = 2 + 250 \cdot 519202 \cdot 10^{-5} = 1298,01 \text{ тис.грн./рік.}$$

Сумарні щорічні витрати матимуть наступне значення:

$$B_{02(2 \times 240)} = B_{e02(2 \times 240)} + B_{\text{втр}02(2 \times 240)} = 1298,01 + 463,68 = 1761,69 \text{ тис.грн./рік.}$$

Знаходимо значення функції сумарних дисконтованих затрат для ділянки 0-2 перерізом $2 \times 240 \text{ мм}^2$:

$$\begin{aligned} Z_{02(2 \times 240)} &= K_{02(2 \times 240)} + K_{\text{пс}} + \frac{B_{02(2 \times 240)} + B_{\text{елс}}}{E} = 38640 + 13248 + \frac{1761,69 + 317,95}{0,1} = \\ &= 72684,37 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

Аналогічно виконані розрахунки для перерізу 240 мм^2 приведені нижче:

$$K_{02(240)} = K_{0(240)} \cdot I_{02} = 1932 \cdot 14 = 27048 \text{ тис.грн.};$$

$$B_{e02(240)} = K_{02(240)} \cdot H_e \cdot 10^{-2} = 27048 \cdot 1,2 \cdot 10^{-2} = 324,58 \text{ тис.грн.};$$

$$\Delta P_{\Sigma 02(240)} = \frac{P_{02}^2 + Q_{02}^2}{U_H^2} \cdot r_{02} = \frac{42,8^2 + (-36,47)^2}{110^2} \cdot 0,118 \cdot 14 \cdot 10^3 = 431,72 \text{ кВт};$$

$$\Delta A_{\text{зм}02(240)} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = 431,72 \cdot 2405 = 1038404 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік};$$

$$B_{\text{втр}02(240)} = 3_e'' \cdot \Delta A_{\text{зм}} \cdot 10^{-5} = 250 \cdot 1038404 \cdot 10^{-5} = 2596,01 \text{ тис.грн./рік};$$

$$B_{02(240)} = B_{e02(240)} + B_{\text{втр}02(240)} = 324,58 + 2596,01 = 2920,59 \text{ тис.грн./рік};$$

$$Z_{02(240)} = K_{02(240)} + \frac{B_{02(240)}}{E} = 27048 + \frac{2920,59}{0,1} = 56253,8 \text{ тис.грн.}$$

Очевидно, що $54450 < 73076,82$. Тому для ділянки 0-2 першого варіанту схеми обираємо переріз 240 мм^2 .

Аналогічно виконуємо вибір перерізів всіх ділянок першого та другого варіантів реалізації схеми мережі.

В табл. 1.5 представлені результати вибору перерізу ділянок першого варіанту реалізації схеми мережі.

В табл. 1.6-1.7 представлені результати вибору перерізів ділянок для другого варіанту схеми мережі.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.5 – Вибір перерізів ділянок для першого варіанту схеми

ПЛ	Переріз, мм ²	K, тис.грн	B _с , тис.грн	B _{втр} , тис.грн	B, тис.грн	З, тис.грн
0-2	2×240	51888	781,63	1298,01	2079,64	72684,37
	240	27048	324,58	2596,01	2920,59	5253,8
0-7	2×240	68450	980,35	1586,8	2567,16	94119,55
	240	38640	463,68	3089,51	3553,19	74171,9
1-2	120	22797,6	273,57	445,58	719,15	29989,08
	70	21252	255,02	756,31	1011,34	31365,37
2-3	240	38640	463,68	863,56	1327,24	51912,41
	120	32568	390,82	1755,74	2146,55	54033,53
3-4	120	16284	195,41	165,44	360,85	19892,47
	70	15180	182,16	275,9	458,06	19760,63
7-8	120	32568	390,82	588,66	979,48	42362,75
	70	30360	364,32	997,64	1361,96	43979,62
5-7	240	27048	324,58	462,08	786,66	34914,58
	120	22797,6	273,57	934,54	1208,11	34878,71

Таблиця 1.6 – Оптимальний переріз ділянок другого варіанту схеми

ПЛ	Розрахунковий оптимальний переріз, мм ²	Стандартний переріз, мм ²	
		Більший	Менший
0-3	382,65	2×240	240
0-5	383,11	2×240	240
1-6	33,73	70	-
1-2	20,03	70	-
2-3	117,59	120	70
3-4	154,37	240	120
4-8	40,02	70	-
7-8	33,86	70	-
5-6	90,94	120	70
5-7	124,29	240	120

Таблиця 1.7 – Вибір перерізів ділянок для другого варіанту схеми

ПЛ	Переріз, мм ²	K, тис.грн	B _с , тис.грн	B _{втр} , тис.грн	B, тис.грн	З, тис.грн
0-3	2×240	51890	781,63	1219,89	2001,52	71903,18
	240	27048	324,58	2380,9	2705,48	5410,8
0-5	2×240	51890	781,63	1222,67	2004,3	71931,03
	240	27048	324,58	2386,47	2711,05	54158,5
2-3	120	32568	390,82	686,77	1077,59	43343,85
	70	30360	364,32	1167,32	1531,64	45676,43
3-4	240	19320	231,84	288,49	520,33	24523,34
	120	16284	195,41	581,58	776,99	24053,89
5-6	120	22797,6	273,57	295,41	568,98	28487,4
	70	21252	255,02	496,6	751,62	28768,21
5-7	240	27048	324,58	268,72	593,3	32980,98
	120	22797,6	273,57	534,71	808,28	30880,4

1.5 Перевірка обраних перерізів проводів

Розглянемо перший варіант реалізації схеми районної мережі. Перевірку перерізів виконаємо для післяаварійного режиму, що виникає після відключення ділянки 0-2. Режимні параметри роботи мережі в даному режимі приведені на рис. 1.6.

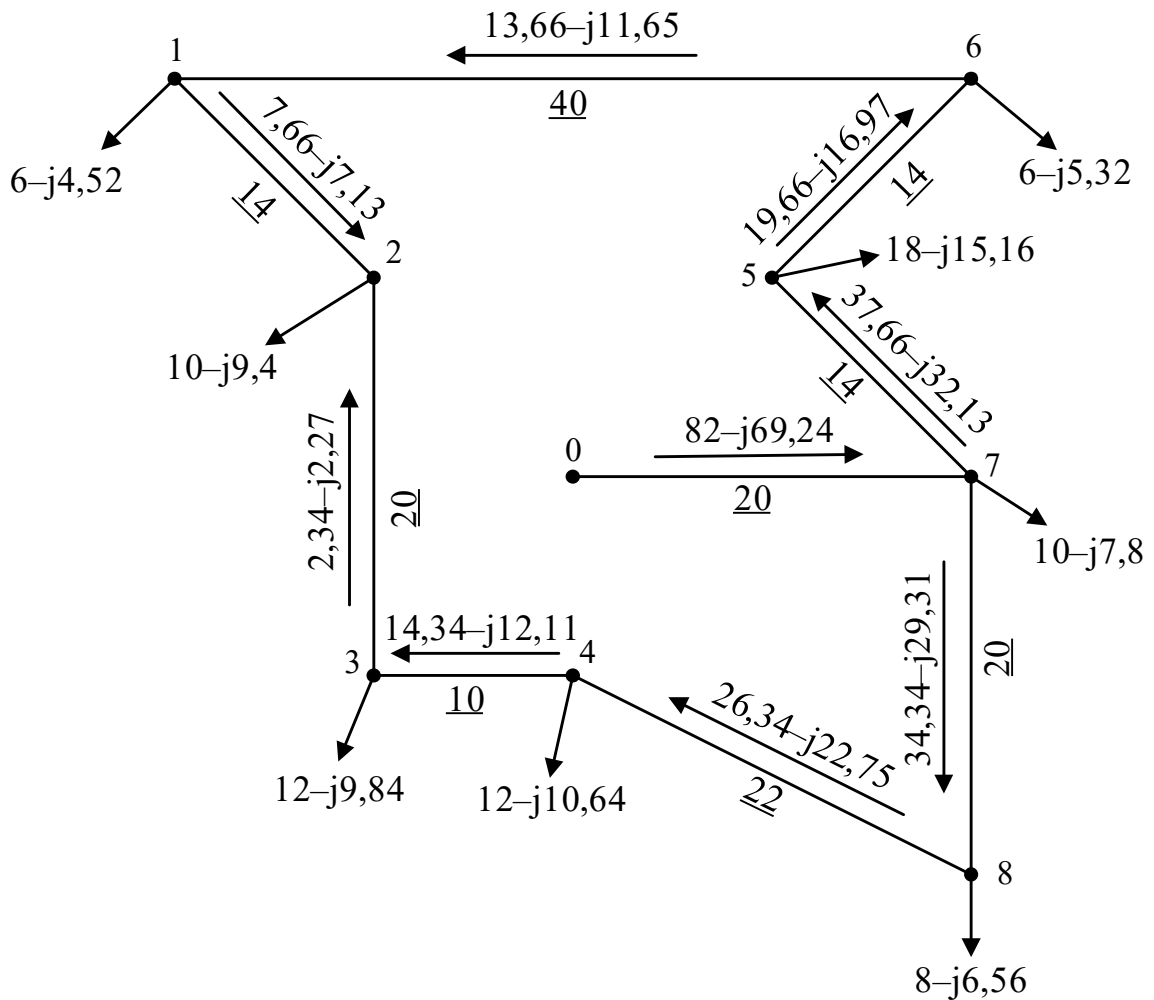


Рисунок 1.6 – Післяаварійний режим після відключення ділянки 0-2
в першому варіанті схеми мережі

Визначимо значення струму ділянки 0-7 в післяаварійному режимі, що виникає в результаті відключення ділянки 0-2:

$$I_{07} = \frac{\sqrt{P_{07}^2 + Q_{07}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{\sqrt{82^2 + (-69,24)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 563,3 \text{ А.}$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						23
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Ділянка 0-7 виконана проводом перерізом 240 мм², для якого тривало-допустимий струм складає 610 А. Отже, переріз даної ділянки відповідає критерію щодо термічної стійкості (610 А > 563,3 А)

В табл. 1.8 приведено аналогічно виконана перевірка на термічну стійкість для всіх ділянок першого варіанту реалізації мережі.

Таблиця 1.8 – Перевірка на термічну стійкість перерізів ділянок першого варіанту схеми

ПЛ	Переріз, мм ²	I_1 , А	$I_{\text{доп}}$, А
0-7	240	563,3	610
7-8	120	236,96	390
4-8	70	182,67	265
3-4	120	98,51	390
2-3	240	17,1	610
5-7	240	259,84	610
5-6	70	136,32	265
1-6	70	94,24	265
1-2	120	54,94	390

Як бачимо з даних табл. 1.8 на всіх ділянках мережі струмове навантаження знаходиться в допустимих межах.

Здійснимо перевірку допустимості зменшення рівня напруги у вузлах мережі. Дану перевірку виконаємо для вузла, що характеризується найменшим рівнем напруги в післяаварійному режимі. Очевидно, що таким є вузол 2.

Орієнтовне значення рівня напруги у вузлі 2 в післяаварійному режимі складе:

$$U_2 = \sqrt{U_{\text{БП}}^2 - 2 \cdot (P_{07} \cdot r_{07} - Q_{07} \cdot x_{07} + P_{78} \cdot r_{78} - Q_{78} \cdot x_{78} + P_{84} \cdot r_{48} - Q_{84} \cdot x_{48} + P_{43} \cdot r_{34} - Q_{43} \cdot x_{34} + P_{32} \cdot r_{23} - Q_{32} \cdot x_{23})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (82 \cdot 2,36 - (-69,24) \cdot 8 + 34,34 \cdot 4,88 - (-29,31) \cdot 8 + 26,34 \cdot 9,28 - (-22,75) \cdot 8,8 + 14,34 \cdot 2,44 - (-12,11) \cdot 4 + 2,34 \cdot 2,36 - (-2,27) \cdot 8)} = 99,11 \text{ кВ}$$

На ПС 2 встановлено два силові трансформатори типу ТДТН-10000/110. Розрахуємо допустимий діапазон рівня напруги на шинах ВН даного трансформатора, за якого він здатен підтримувати бажаний рівень напруги на шинах НН.

Значення фіктивних величин напруги КЗ обмоток складуть:

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

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{K(B-H)} + U_{K(C-H)} - U_{K(B-C)}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%.$$

Втрати напруги в обмотках трансформаторів становлять:

$$\Delta U_{2TB} = \frac{P_2}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{TB}}{2 \cdot S_H^2} - \frac{Q_2}{n} \cdot \frac{U_{TB} \cdot U_{KB}}{100 \cdot S_H} = \frac{10}{2} \cdot \frac{76 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} - \frac{-9,4}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 10} = 6,03 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{2TH} = \frac{P_{HH2}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{TB}}{2 \cdot S_H^2} - \frac{Q_{HH2}}{n} \cdot \frac{U_{TB} \cdot U_{KH}}{100 \cdot S_H} = \frac{8}{2} \cdot \frac{76 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^2} - \frac{-8,16}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 10} = 3,11 \text{ кВ}.$$

Отримуємо наступний діапазон допустимої напруги у вузлі 2:

$$U_{2\max} = \frac{U_{HДЖ} \cdot U_{2TB}}{U_{2TH}} \cdot (1 + \omega_b) + \Delta U_{2TB} + \Delta U_{2TH} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 6,03 + 3,11 = 136,5 \text{ кВ}.$$

$$U_{2\min} = \frac{U_{HДЖ} \cdot U_{2TB}}{U_{2TH}} \cdot (1 - \omega_b) + \Delta U_{2TB} + \Delta U_{2TH} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 6,03 + 3,11 = 101,33 \text{ кВ}.$$

Як бачимо у вузлі 2 не виконується вимога щодо допустимості відхилення напруги: $99,11 \text{ кВ} < 101,33 \text{ кВ}$.

Збільшуємо переріз ділянки 0-7 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$ та знаходимо нове значення рівня напруги у вузлі 2:

$$U_2 = \sqrt{U_{БП}^2 - 2 \cdot (P_{07} \cdot r_{07} - Q_{07} \cdot x_{07} + P_{78} \cdot r_{78} - Q_{78} \cdot x_{78} + P_{84} \cdot r_{48} - Q_{84} \cdot x_{48} + P_{43} \cdot r_{34} - Q_{43} \cdot x_{34} + P_{32} \cdot r_{23} - Q_{32} \cdot x_{23})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (82 \cdot 1,18 - (-69,24) \cdot 4 + 34,34 \cdot 4,88 - (-29,31) \cdot 8 + 26,34 \cdot 9,28 - (-22,75) \cdot 8,8 + 14,34 \cdot 2,44 - (-12,11) \cdot 4 + 2,34 \cdot 2,36 - (-2,27) \cdot 8)} = 102,81 \text{ кВ}$$

Після збільшення перерізу ділянки 0-7 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$ рівень напруги у вузлі 2 знаходиться в допустимих межах: $99,11 \text{ кВ} < 102,81 \text{ кВ} < 126 \text{ кВ}$.

Розглянемо другий варіант реалізації схеми районної мережі. Перевірку перерізів виконаємо для післяаварійного режиму, що виникає після відключення ділянки 0-5. Режимні параметри роботи мережі в даному режимі приведені на рис. 1.7. В табл. 1.9 представлені результати перевірки проводів на термічну стійкість. На жодній ділянці перевантаження проводів за струмом не виявлено.

Найменше значення рівня напруги у даному режимі буде у вузлі 5 та складе:

$$U_2 = \sqrt{U_{БП}^2 - 2 \cdot (P_{03} \cdot r_{03} - Q_{03} \cdot x_{03} + P_{34} \cdot r_{34} - Q_{34} \cdot x_{34} + P_{48} \cdot r_{48} - Q_{48} \cdot x_{48} + P_{87} \cdot r_{78} - Q_{87} \cdot x_{78} + P_{75} \cdot r_{57} - Q_{75} \cdot x_{57})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (82 \cdot 1,65 - (-69,24) \cdot 5,6 + 39,97 \cdot 1,18 - (-33,75) \cdot 4 + 27,97 \cdot 8,44 - (-23,11) \cdot 8,8 + 19,97 \cdot 9,28 - (-16,55) \cdot 8 + 9,97 \cdot 3,42 - (-3,18) \cdot 5,6)} = 100,98 \text{ кВ}$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

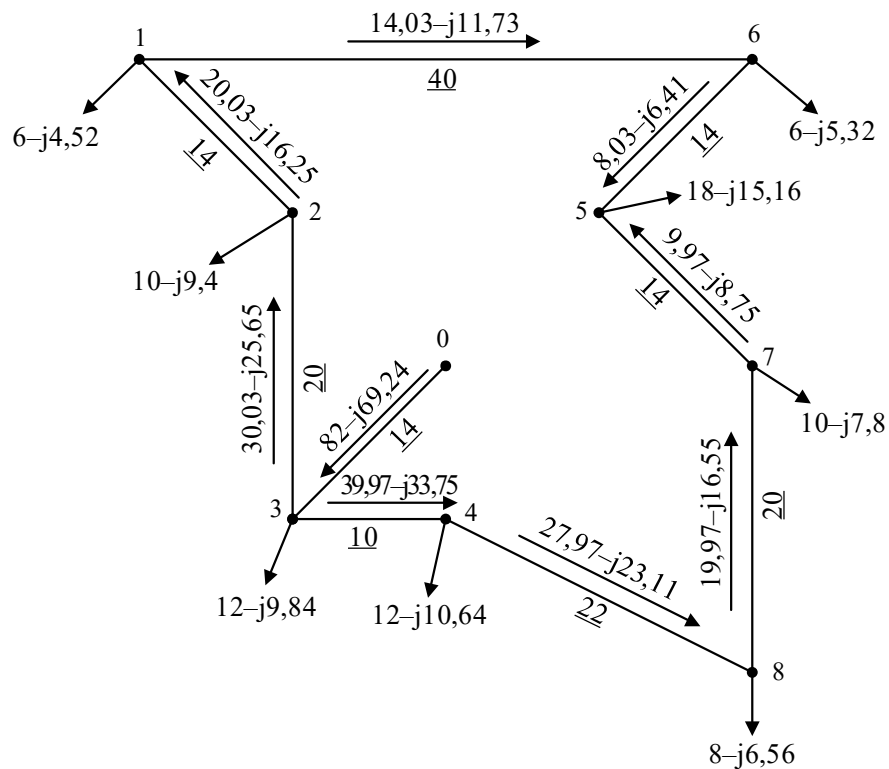


Рисунок 1.7 – Післяаварійний режим після відключення ділянки 0-5
в другому варіанті схеми мережі

Таблиця 1.9 – Перевірка на термічну стійкість перерізів ділянок другого ва-
ріанту схеми

ПЛ	Переріз, мм ²	I_1 , А	$I_{\text{доп}}$, А
0-3	240	563,3	610
2-3	120	207,27	390
1-2	70	135,36	265
1-6	70	95,97	265
5-6	120	53,91	390
3-4	240	274,59	610
4-8	70	190,45	265
7-8	70	136,15	265
5-7	120	69,64	390

Аналогічно розрахований до першого варіанту допустимий діапазон рівня напруги на шинах ВН трансформаторів типу ТДТН-16000/110, що встановлені на ПС 5 знаходиться в межах від 100,65 кВ до 126 кВ.

Отже, у вузлі 5 виконується умова допустимості відхилення рівня напруги на шинах ВН ($100,98 > 100,65$ кВ).

Таким чином обрані перерізи для першого та другого варіанту реалізації схеми мережі відповідають технічним вимогам.

1.6 Техніко економічне співставлення варіантів схеми мережі

Для двох запропонованих варіантів реалізації схеми мережі виконаємо техніко-економічне співставлення. Розглядаємо тільки елементи, що є різними для запропонованих варіантів.

Основним критерієм при виборі кращого варіанту є мінімум функції дисконтованих затрат.

В табл. 1.10 наведені основні технічні параметри ПС 110 кВ для першого та другого варіанту реалізації мережі.

Таблиця 1.10 – Основні технічні параметри ПС 110 кВ

ПС	P, МВт		Потужність та число трансформаторів	Кількість приєднань								№ схеми (НТП ПС)			
				10 кВ		35 кВ		110 кВ				10 кВ	35 кВ	110 кВ:	
	1							2		1	2				
	Ліній	Вимикачів		Ліній	Вимикачів	Ліній	Вимикачів	Ліній	Вимикачів						
1	2	4	2×6,3	10	13	4	7	2	3	2	3	10-1	35-5	110-3	110-3
2	8	2	2×10	16	19	4	7	3	7	2	3	10-1	35-5	110-6	110-3
3	6	6	2×16	20	23	4	7	2	3	3	7	10-1	35-5	110-3	110-6
4	8	4	2×16	20	23	4	7	2	3	2	3	10-1	35-5	110-3	110-3
5	10	8	2×16	20	23	4	7	2	3	3	7	10-1	35-5	110-3	110-6
6	4	2	2×6,3	10	13	4	7	2	3	2	3	10-1	35-5	110-3	110-3
7	4	6	2×10	16	19	4	7	3	7	2	3	10-1	35-5	110-6	110-3
8	4	4	2×10	16	19	4	7	2	3	2	3	10-1	35-5	110-3	110-3
0	Лінійні комірки 110 кВ							2	2	2	2			110-8	

В табл. 1.11 приведено результати розрахунку капіталовкладень в будівництво ПС 110 кВ.

В табл. 1.12 приведено результати розрахунку капіталовкладень в будівництво ліній електропередавання для першого та другого варіантів реалізації схеми мережі.

Таблиця 1.12 – Капіталовкладення в ПС

ПС	Потужність та число трансформаторів	Варіант схеми №1		Варіант схеми №2	
		№ схеми (НТП ПС)	Вартість, тис.грн	№ схеми (НТП ПС)	Вартість, тис.грн
1	2×6,3	110-3	70656	110-3	70656
2	2×10	110-3	102120	110-3	75624
3	2×16	110-6	81144	110-6	107640
4	2×16	110-3	81144	110-3	81144
5	2×16	110-3	81144	110-6	107640
6	2×6,3	110-3	70656	110-3	70656
7	2×10	110-6	108744	110-3	75624
8	2×10	110-3	75624	110-3	75624
0	Лінійні комірки 110 кВ		19872		13248
Всього			684480		677856

Таблиця 1.13 - Капіталовкладення в ЛЕП

ЛЕП	Довжина, км	Варіант схеми №1		Варіант схеми №2	
		Переріз, мм ²	Вартість бу- дівництва, тис.грн	Переріз, мм ²	Вартість спо- рудження, тис.грн
0-2	14	240	27048	2×120	-
0-7	20	2×240	55200	240	-
1-2	14	120	22797,6	70	21252
1-6	40	70	60720	70	60720
2-3	20	240	38640	120	32568
3-4	10	120	16284	240	19320
4-8	22	70	33396	70	33396
5-6	14	70	21252	120	22797,6
5-7	14	240	27048	120	22797,6
7-8	20	120	32568	70	30360
0-3	14	-	-	240	27048
0-5	14			240	27048
Всього			334953,6		297307,2

В табл. 1.14 представлені основні технічні показники першого та другого варіантів реалізації схеми районної мережі 110 кВ.

Як бачимо з даних табл. 1.14 кращими економічними показниками характеризується другий варіант реалізації районної електричної мережі 110 кВ. Він має порівняно з першим варіантом менше значення функції дисконтованих затрат. Також він характеризується меншим значенням сумарних втрат активної енергії в мережі.

Отже, до реалізації обираємо другий варіант схеми районної мережі 110 кВ.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.14 – Основні техніко-економічні показники

Показник	Варіант №1	Варіант №2
Капіталовкладення, тис.грн	1019433,6	975163,2
Щорічні витрати для ремонт та обслуговування, тис. грн:		
- ПС 110 кВ (2.4 % від капіталовкладень);	16427,52	16268,54
- ПЛ 110 кВ (1.2 % від капіталовкладень)	4019,44	3567,69
Втрати активної потужності, МВт	1,2	1,15
Щорічні витрати на відшкодування втрат енергії, тис. грн	7235,23	6902,47
Сумарні щорічні витрати, тис.грн	27682,19	26738,7
Норма дисконту, в.о	0,1	0,1
Функції дисконтованих затрат, тис. грн	1296255,53	1242550,21

1.7 Параметри схем заміщення елементів мережі

Силові трансформатори.

Детальні розрахунки параметрів схем заміщення приведемо для триобмоткових трансформаторів типу ТДТН-10000/110 із співвідношенням потужності сторін 100:100:110.

Для двох включених на паралельну роботу трансформаторів типу ТДТН-10000/100 активний опір становить:

$$r_b = r_c = r_n = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{об}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot n \cdot S_H^2} = \frac{76 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 2 \cdot 10000^2} = 2,51 \text{ Ом.}$$

Для трансформатора типу ТДТН-10000/110 фіктивні величини напруги КЗ обмоток складуть:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{K(B-C)} + U_{K(B-H)} - U_{K(C-H)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{K(B-C)} + U_{K(C-H)} - U_{K(B-H)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25\% = 0;$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{K(B-H)} + U_{K(C-H)} - U_{K(B-C)}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%.$$

Для двох включених на паралельну роботу трансформаторів типу ТДТН-10000/100 реактивний опір становить:

$$x_{TB} = \frac{10 \cdot U_{кз} \cdot U_{об}^2}{n \cdot S_H} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 71,08 \text{ Ом};$$

$$x_{TC} = \frac{10 \cdot U_{кз} \cdot U_{об}^2}{n \cdot S_H} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 0;$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$x_{\text{TH}} = \frac{10 \cdot U_{\text{кз}} \cdot U_{\text{об}}^2}{n \cdot S_{\text{H}}} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000} = 41,33 \text{ Ом.}$$

Активна провідність двох включених на паралельну роботу трансформаторів типу ТДТН-10000/110 складе:

$$g_{\text{T}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{об}}^2} = \frac{2 \cdot 17 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,57 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Реактивна провідність двох включених на паралельну роботу трансформаторів типу ТДТН-10000/110 складе:

$$b_{\text{T}} = -\frac{n \cdot I_{\text{xx}} \cdot S_{\text{H}} \cdot 10^{-5}}{U_{\text{TB}}^2} = -\frac{2 \cdot 1,1 \cdot 10000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -1,66 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Аналогічно здійснюється розрахунок параметрів схем заміщення усіх силових трансформаторів, що будуть використані на ПС 110 кВ. Отримані результати приведені в табл. 1.15.

Таблиця 1.15 – Параметри схем заміщення силових трансформаторів

Тип трансформатора	r , Ом	x_{TB} , Ом	x_{TC} , Ом	x_{TH} , Ом	g , 10^{-6} См	b , 10^{-6} См
2×ТМТН-6300/110	4,83	112,83	0	65,6	2,12	-11,43
2×ТДТН-10000/110	2,51	71,08	0	41,33	2,57	-16,64
2×ТДТН-16000/110	1,29	44,43	0	25,83	3,48	-24,2

Лінії електропередавання.

Детальні розрахунки наведемо для лінії електропередавання між БП та ПС 3. Дана лінії виконана проводом АС-240/32.

Значення активного опору ділянки 0-3 складе:

$$r_{03} = r_{240} \cdot l_{03} = 0,118 \cdot 14 = 1,65 \text{ Ом.}$$

Значення погонного індуктивного опору проводів АС-70/11, АС-120/19 та АС-240/32 становить :

$$x_{70} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{70}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4} \right) + 0,016 = 0,443 \text{ Ом/км;}$$

$$x_{120} = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{120}} \right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2} \right) + 0,016 = 0,425 \text{ Ом/км;}$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$x_{240} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{240}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right) + 0,016 = 0,403 \text{ Ом/км.}$$

Ділянка 0-3 матиме наступне значення індуктивного опору:

$$x_{03} = x_{240} \cdot l_{03} = 0,403 \cdot 14 = 5,64 \text{ Ом.}$$

Втрати на корону для мереж із номінальною напругою 110 кВ є порівняно незначними. Отже, в розрахунках активну провідність ліній не враховуємо.

Значення погонної ємнісної провідності проводів АС-70/11, АС-120/19 та АС-240/32 становить :

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

$$b_{120} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ См/км;}$$

$$b_{240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,84 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Ділянка 0-3 має наступне значення ємнісної провідності:

$$b_{03} = b_{240} \cdot l_{03} = 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 14 = 3,98 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

В табл. 1.16 наведені аналогічно розраховані параметри схем заміщення усіх ліній електропередавання.

Таблиця 1.16 – Параметри схем заміщення ділянок мережі

ПЛ	Довжина, км	Переріз, мм ²	Опір, Ом		Ємнісна провідність, 10 ⁻⁶ См
			Активний	Індуктивний	
0-3	14	240	1,65	5,64	39,81
0-5	14	240	1,65	5,64	39,81
1-6	40	70	16,88	17,71	103,02
1-2	14	70	5,91	6,2	36,06
2-3	20	120	4,99	8,49	53,79
3-4	10	240	1,18	4,03	28,44
4-8	22	70	9,28	9,74	56,66
7-8	20	70	8,44	8,86	51,51
5-6	14	120	3,42	5,95	37,66
5-7	14	120	3,42	5,95	37,66

1.8 Приведенні навантаження та еквівалентні провідності

Розглянемо ПС 1. Визначимо коефіцієнт завантаження обмоток трансформаторів типу ТМТН-6300/110, що встановлені на даній ПС:

$$\beta_{\text{BH1}} = \frac{S_{\text{BH1}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H1}}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-4,52)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 0,6;$$

$$\beta_{\text{CH1}} = \frac{S_{\text{CH1}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H1}}} = \frac{\sqrt{4^2 + (-2,48)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 0,37;$$

$$\beta_{\text{HH1}} = \frac{S_{\text{HH1}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{H1}}} = \frac{\sqrt{2^2 + (-2,04)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 0,23.$$

Знаходимо значення активних втрат в трансформаторах на ПС 1:

$$\Delta P_{\text{tz1}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{к}}}{2} \cdot (\beta_{\text{BH1}}^2 + \beta_{\text{CH1}}^2 + \beta_{\text{HH1}}^2) = \frac{2 \cdot 58}{2} \cdot (0,6^2 + 0,37^2 + 0,23^2) = 31,69 \text{ кВт.}$$

Реактивні втрати в трансформаторах на ПС 1 складуть:

$$\Delta Q_{\text{tz1}} = -n \cdot S_{\text{H1}} \cdot (\beta_{\text{BH1}}^2 \cdot U_{\text{KB1}} + \beta_{\text{CH1}}^2 \cdot U_{\text{KC1}} + \beta_{\text{HH1}}^2 \cdot U_{\text{KH1}}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 6300 \cdot (0,6^2 \cdot 10,75 + 0,37^2 \cdot 0 + 0,23^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -521,86 \text{ кВар.}$$

Отже, на ПС 1 приведені навантаження матиме наступне значення:

$$\dot{S}_{\text{пр1}} = \dot{S}_{\text{зад1}} + \Delta \dot{S}_{\text{tz1}} \cdot 10^{-3} = 6 - j4,52 + (31,69 - j521,86) \cdot 10^{-3} = 6,03 - j5,04 \text{ МВА.}$$

В табл. 1.17 наведені аналогічно розраховані приведені навантаження усіх підстанцій мережі.

Таблиця 1.17 – Приведені навантаження ПС

ПС	$\dot{S}_{\text{зад}}$, МВА	ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , кВар	$\dot{S}_{\text{пр}}$, МВА
1	6-j4,52	31,69	-521,86	6,03-j5,04
2	10-j9,4	61,66	-1420,72	10,06-j10,82
3	12-j9,84	35,56	-952,51	12,04-j10,79
4	12-j10,64	40,04	-1119,25	12,04-j11,76
5	18-j15,16	82,67	-2259,1	18,08-j17,42
6	6-j5,32	37,44	-710,59	6,04-j6,03
7	10-j7,8	46,23	-966,48	10,05-j8,77
8	8-j6,56	30,75	-677,35	8,03-j7,34

Знайдемо значення еквівалентних провідностей вузлів мережі. Для вузла 1 матимемо:

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\underline{Y}_1 = 0.5 \cdot (\underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{16}) + \underline{Y}_{1-1} = 0.5 \cdot (j36.06 + j103.02 + j) \cdot 10^{-6} + (2.12 - j11.43) \cdot 10^{-6} =$$

$$= (2.12 + j58.11) \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

В табл. 1.18 наведено аналогічно розраховані еквівалентні провідності усіх пунктів мережі.

Таблиця 1.18 – Еквівалентні провідності

Пункт	Еквівалентна провідність, См
1	$(2.12 + j58.11) \cdot 10^{-6}$
2	$(2.57 + j28.29) \cdot 10^{-6}$
3	$(3.48 + j36.82) \cdot 10^{-6}$
4	$(3.48 + j18.35) \cdot 10^{-6}$
5	$(3.48 + j33.37) \cdot 10^{-6}$
6	$(2.12 + j58.91) \cdot 10^{-6}$
7	$(2.57 + j27.95) \cdot 10^{-6}$
8	$(2.57 + j37.45) \cdot 10^{-6}$
0	$j167.8 \cdot 10^{-6}$

На рис. 1.8 зображено розрахункову схему мережі 110 кВ.

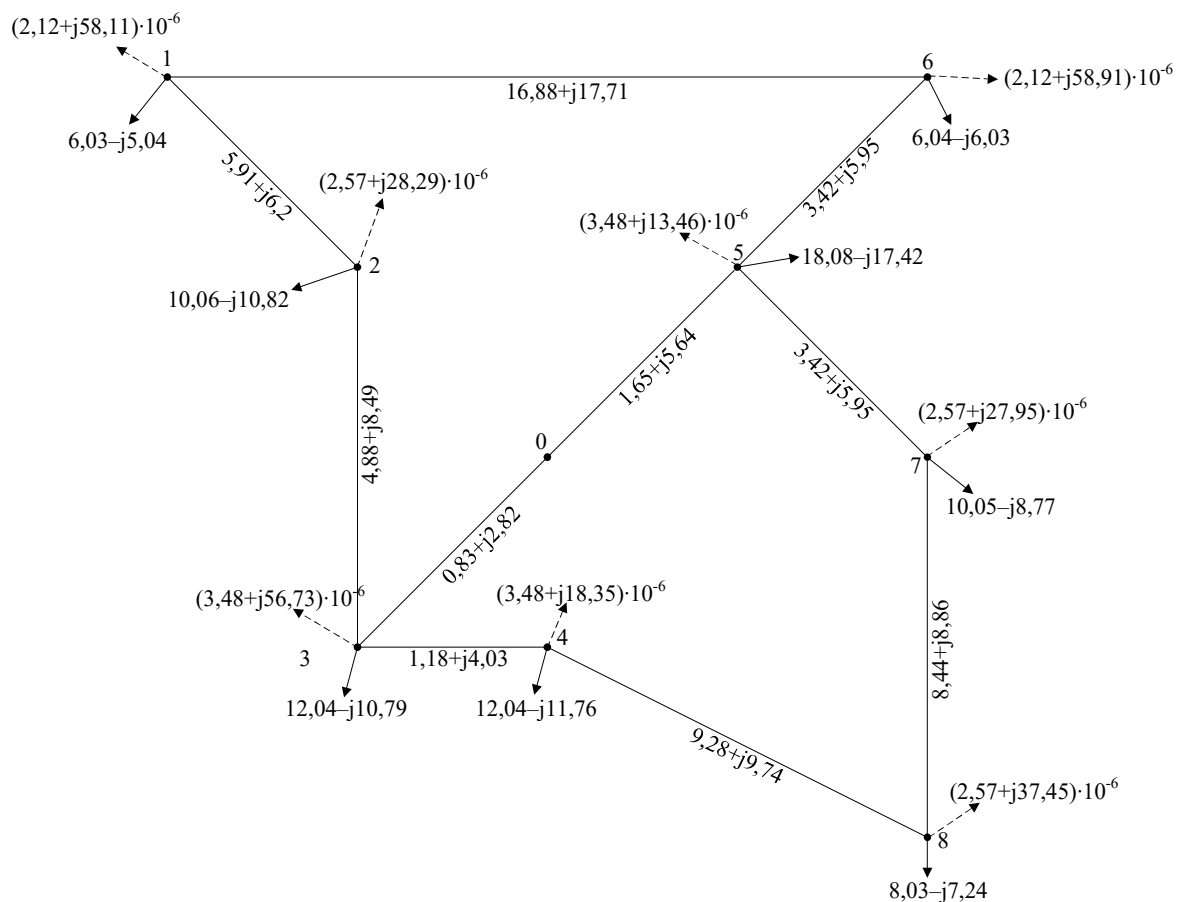


Рисунок 1.8 – Розрахункова схема мережі

1.9 Режим максимальних навантажень

Для розрахунку режимних параметрів роботи мережі при максимальних навантаженнях скористаємося методом розрізання контурів.

Приймаємо наступну конфігурацію контурів: перший контур 0-3-2-1-6-5-0, де 0-3, 2-3, 1-2, 5-6 та 0-5 дуги, а 1-6 хорда; другий контур 0-5-7-8-4-3-0 де 0-5, 5-7, 7-8, 3-4 та 0-5 дуги, а 4-8 хорда.

Значення власних опорів контурів складуть:

$$\underline{Z}_{11} = \underline{z}_{03} + \underline{z}_{23} + \underline{z}_{12} + \underline{z}_{16} + \underline{z}_{56} + \underline{z}_{05} = (1,65 + j5,64) + (4,88 + j8,49) + (5,91 + j6,2) + (16,88 + j17,71) + (3,42 + j5,95) + (1,65 + j5,64) = 34,39 + j49,62 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{22} = \underline{z}_{05} + \underline{z}_{57} + \underline{z}_{78} + \underline{z}_{48} + \underline{z}_{34} + \underline{z}_{03} = (1,65 + j5,64) + (3,42 + j5,95) + (8,44 + j8,86) + (9,28 + j9,74) + (1,18 + j4,03) + (1,65 + j5,64) = 25,62 + j39,84 \text{ Ом}.$$

Значення взаємного опору контурів складе:

$$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_{21} = -\underline{z}_{03} - \underline{z}_{05} = -1,65 - j5,64 - 1,65 - j5,64 = -3,3 - j11,27 \text{ Ом}.$$

Приймаємо наступні початкові наближення рівня напруги та струмів хорд:

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

$$I_{16}^{(0)} = I_{84}^{(0)} = 0.$$

Здійснюємо ітераційний розрахунок до отримання результатів з необхідною ступеню точності.

Перша ітерація зовнішнього циклу.

Перша ітерація внутрішнього циклу.

Значення вузлових струмів складуть:

$$\begin{aligned} \dot{j}_1^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{\text{нр1}}}{U_1^{(0)}} + \underline{Y}_1 \cdot U_1^{(0)} + \dot{I}_{16}^{(0)} = \frac{6,03 - j5,04}{110} + (2,12 + j58,11) \cdot 10^{-6} \cdot 110 + 0 = \\ &= 0,055 - j0,039 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{j}_2^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{\text{нр2}}}{U_2^{(0)}} + \underline{Y}_2 \cdot U_2^{(0)} = \frac{10,06 - j10,82}{110} + (2,57 + j28,29) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = \\ &= 0,092 - j0,095 \text{ кА}; \end{aligned}$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						34
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\begin{aligned} \dot{J}_3^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{\text{np}3}}{U_3^{(0)}} + \underline{Y}_3 \cdot U_3^{(0)} = \frac{12,04 - j10,79}{110} + (3,48 + 36,82) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = \\ &= 0,11 - j0,094 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{J}_4^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{\text{np}4}}{U_4^{(0)}} + \underline{Y}_4 \cdot U_4^{(0)} - \dot{I}_{84}^{(0)} = \frac{12,04 - j11,76}{110} + (3,48 + 18,35) \cdot 10^{-6} \cdot 110 - 0 = \\ &= 0,11 - j0,105 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{J}_5^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{\text{np}5}}{U_5^{(0)}} + \underline{Y}_5 \cdot U_5^{(0)} = \frac{18,08 - j17,42}{110} + (3,48 + 33,37) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = \\ &= 0,165 - j0,155 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{J}_6^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{\text{np}6}}{U_6^{(0)}} + \underline{Y}_6 \cdot U_6^{(0)} - \dot{I}_{16}^{(0)} = \frac{6,04 - j6,03}{110} + (2,12 + 58,91) \cdot 10^{-6} \cdot 110 - 0 = \\ &= 0,055 - j0,048 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{J}_7^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{\text{np}7}}{U_7^{(0)}} + \underline{Y}_7 \cdot U_7^{(0)} = \frac{8,03 - j7,24}{110} + (2,57 + 37,45) \cdot 10^{-6} \cdot 110 = \\ &= 0,073 - j0,062 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{J}_8^{(1-1)} &= \frac{\dot{S}_{\text{np}8}}{U_8^{(0)}} + \underline{Y}_8 \cdot U_8^{(0)} + \dot{I}_{84}^{(0)} = \frac{8,03 - j7,24}{110} + (2,57 + 37,45) \cdot 10^{-6} \cdot 110 + 0 = \\ &= 0,073 - j0,062 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Згідно першого закону Кірхгофа знаходимо струморозподіл в розімкненій мережі:

$$\dot{I}_{21}^{(1-1)} = \dot{J}_1^{(1-1)} = 0,055 - j0,039 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{32}^{(1-1)} = \dot{I}_{21}^{(1-1)} + \dot{J}_2^{(1-1)} = 0,055 - j0,039 + 0,092 - j0,095 = 0,147 - j0,135 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{34}^{(1-1)} = \dot{J}_4^{(1-1)} = 0,11 - j0,105 \text{ кА};$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{03}^{(1-1)} &= \dot{I}_{34}^{(1-1)} + \dot{I}_{32}^{(1-1)} + \dot{J}_3^{(1-1)} = 0,11 - j0,105 + 0,147 - j0,135 + 0,11 - j0,094 = \\ &= 0,366 - j0,334 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{56}^{(1-1)} = \dot{J}_6^{(1-1)} = 0,055 - j0,048 \text{ кА};$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\dot{I}_{78}^{(1-1)} = \dot{J}_8^{(1-1)} = 0,073 - j0,062 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{57}^{(1-1)} = \dot{I}_{78}^{(1-1)} + \dot{J}_7^{(1-1)} = 0,073 - j0,062 + 0,092 - j0,077 = 0,165 - j0,138 \text{ кА};$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{05}^{(1-1)} &= \dot{I}_{57}^{(1-1)} + \dot{I}_{56}^{(1-1)} + \dot{J}_5^{(1-1)} = 0,165 - j0,138 + 0,055 - j0,048 + 0,165 - j0,155 = \\ &= 0,385 - j0,341 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Рівень напруги у вузлах мережі матиме наступне значення:

$$\dot{U}_3^{(1-1)} = U_0 - \dot{I}_{03}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{03} = 115 - (0,366 - j0,334) \cdot (1,65 + j5,64) = 112,51 - j1,51 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(1-1)} = U_0 - \dot{I}_{05}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{05} = 115 - (0,385 - j0,341) \cdot (1,65 + j5,64) = 112,44 - j1,6 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(1-1)} &= \dot{U}_3^{(1-1)} - \dot{I}_{32}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{23} = (112,51 - j1,51) - (0,147 - j0,135) \cdot (4,88 + j8,49) = \\ &= 110,65 - j2,1 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(1-1)} &= \dot{U}_2^{(1-1)} - \dot{I}_{21}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{12} = (110,65 - j2,1) - (0,055 - j0,039) \cdot (5,91 + j6,2) = \\ &= 110,08 - j2,21 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_4^{(1-1)} &= \dot{U}_3^{(1-1)} - \dot{I}_{34}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{34} = (112,51 - j1,51) - (0,11 - j0,105) \cdot (1,18 + j4,03) = \\ &= 111,96 - j1,72 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_6^{(1-1)} &= \dot{U}_5^{(1-1)} - \dot{I}_{56}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{56} = (112,44 - j1,6) - (0,055 - j0,048) \cdot (3,42 + j5,95) = \\ &= 111,97 - j1,77 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_7^{(1-1)} &= \dot{U}_5^{(1-1)} - \dot{I}_{57}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{57} = (112,44 - j1,6) - (0,165 - j0,138) \cdot (3,42 + j5,95) = \\ &= 111,06 - j2,11 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_8^{(1-1)} &= \dot{U}_7^{(1-1)} - \dot{I}_{78}^{(1-1)} \cdot \underline{Z}_{78} = (111,06 - j2,11) - (0,073 - j0,062) \cdot (8,44 + j8,86) = \\ &= 109,89 - j2,24 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Потужність БП на першій ітерації становить:

$$\begin{aligned} \dot{S}_0^{(1-1)} &= U_0 \cdot (\dot{I}_{03}^{(1-1)} + \dot{I}_{05}^{(1-1)}) + U_0^2 \cdot Y_0 = 115 \cdot (0,366 - j0,334 + 0,385 - j0,341) + \\ &+ 115^2 \cdot j39,81 \cdot 10^{-6} = 86,39 - j77,1 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Згідно нових значень рівня напруги у вузлах мережі виконуємо наступну ітерації внутрішнього циклу.

Друга ітерація внутрішнього циклу.

За знайденими на попередній ітерації значеннями напруги розраховуємо вузлові струми:

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$j_1^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{np1}}{U_1^{(1-1)}} + \underline{Y}_1 \cdot \dot{U}_1^{(1-1)} + \dot{I}_{16}^{(0)} = \frac{6,03 - j5,04}{(110,08 + j2,21)} + (2,12 + 58,11) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (110,08 - j2,21) + 0 = 0,054 - j0,04 \text{ кА};$$

$$j_2^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{np2}}{U_2^{(2)}} + \underline{Y}_2 \cdot \dot{U}_2^{(1-1)} = \frac{10,06 - j10,82}{(110,65 + j2,1)} + (2,57 + 28,29) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (110,65 - j2,1) = 0,089 - j0,096 \text{ кА};$$

$$j_3^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{np3}}{U_3^{(1-1)}} + \underline{Y}_3 \cdot \dot{U}_3^{(1-1)} = \frac{12,04 - j10,79}{(112,51 + j1,51)} + (3,48 + 36,85) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (112,51 - j1,51) = 0,106 - j0,093 \text{ кА};$$

$$j_4^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{np4}}{U_4^{(1)}} + \underline{Y}_4 \cdot \dot{U}_4^{(1-1)} - \dot{I}_{84}^{(0)} = \frac{12,04 - j11,76}{(111,96 + j1,83)} + (3,48 + 18,35) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (111,96 - j1,83) - 0 = 0,106 - j0,105 \text{ кА};$$

$$j_5^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{np5}}{U_5^{(1)}} + \underline{Y}_5 \cdot \dot{U}_5^{(1-1)} = \frac{18,08 - j17,42}{(112,44 + j1,6)} + (3,48 + 33,37) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (112,44 - j1,6) = 0,159 - j0,153 \text{ кА};$$

$$j_6^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{np6}}{U_6^{(1)}} + \underline{Y}_6 \cdot \dot{U}_6^{(1-1)} - \dot{I}_{16}^{(0)} = \frac{6,04 - j6,03}{(111,97 + j1,77)} + (2,12 + 58,91) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (111,97 - j1,77) - 0 = 0,053 - j0,048 \text{ кА};$$

$$j_7^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{np7}}{U_7^{(1)}} + \underline{Y}_7 \cdot \dot{U}_7^{(1-1)} = \frac{10,05 - j8,77}{(111,06 + j2,11)} + (2,57 + 27,95) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (111,06 - j2,11) = 0,089 - j0,078 \text{ кА};$$

$$j_8^{(1-2)} = \frac{\dot{S}_{np8}}{U_8^{(1)}} + \underline{Y}_8 \cdot \dot{U}_8^{(1-1)} + \dot{I}_{84}^{(0)} = \frac{8,03 - j7,24}{(109,89 + j2,224)} + (2,57 + 37,45) \cdot 10^{-6} \times \\ \times (109,89 - j2,24) + 0 = 0,072 - j0,063 \text{ кА}.$$

Згідно першого закону Кірхгофа знаходимо струмозподіл в розімкненій мережі:

$$\dot{I}_{21}^{(1-2)} = j_1^{(1-2)} = 0,054 - j0,04 \text{ кА};$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\dot{I}_{32}^{(1-2)} = \dot{I}_{21}^{(1-2)} + \dot{J}_2^{(1-2)} = 0,054 - j0,04 + 0,089 - j0,096 = 0,144 - j0,137 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{34}^{(1-2)} = \dot{J}_4^{(1-2)} = 0,106 - j0,105 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{03}^{(1-2)} = \dot{I}_{34}^{(1-2)} + \dot{I}_{32}^{(1-2)} + \dot{J}_3^{(1-2)} = 0,106 - j0,105 + 0,144 - j0,137 + 0,106 - j0,093 = 0,356 - j0,335 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{56}^{(1-2)} = \dot{J}_6^{(1-2)} = 0,053 - j0,048 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{78}^{(1-2)} = \dot{J}_8^{(1-2)} = 0,072 - j0,063 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{57}^{(1-2)} = \dot{I}_{78}^{(1-2)} + \dot{J}_7^{(1-2)} = 0,072 - j0,063 + 0,089 - j0,078 = 0,161 - j0,141 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{05}^{(1-2)} = \dot{I}_{57}^{(1-2)} + \dot{I}_{56}^{(1-2)} + \dot{J}_5^{(1-2)} = 0,161 - j0,141 + 0,053 - j0,048 + 0,159 - j0,153 = 0,374 - j0,342 \text{ кА}.$$

Рівень напруги у вузлах мережі матиме наступне значення:

$$\dot{U}_3^{(1-2)} = U_0 - \dot{I}_{03}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{03} = 115 - (0,356 - j0,335) \cdot (1,65 + j5,64) = 112,53 - j1,45 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(1-2)} = U_0 - \dot{I}_{05}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{05} = 115 - (0,374 - j0,342) \cdot (1,65 + j5,64) = 112,45 - j1,54 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(1-2)} &= \dot{U}_3^{(1-2)} - \dot{I}_{32}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{23} = (112,53 - j1,45) - (0,144 - j0,137) \cdot (4,88 + j8,49) = \\ &= 110,66 - j2 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(1-2)} &= \dot{U}_2^{(1-2)} - \dot{I}_{21}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{12} = (110,66 - j2) - (0,054 - j0,04) \cdot (5,91 + j6,2) = \\ &= 110,09 - j2,1 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_4^{(1-2)} &= \dot{U}_3^{(1-2)} - \dot{I}_{34}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{34} = (112,53 - j1,45) - (0,106 - j0,105) \cdot (1,18 + j4,03) = \\ &= 111,98 - j1,76 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_6^{(1-2)} &= \dot{U}_5^{(1-2)} - \dot{I}_{56}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{56} = (112,45 - j1,54) - (0,053 - j0,048) \cdot (3,42 + j5,95) = \\ &= 111,99 - j1,69 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_7^{(1-2)} &= \dot{U}_5^{(1-2)} - \dot{I}_{57}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{57} = (112,45 - j1,54) - (0,161 - j0,141) \cdot (3,42 + j5,95) = \\ &= 111,07 - j2,02 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_8^{(1-2)} &= \dot{U}_7^{(1-2)} - \dot{I}_{78}^{(1-2)} \cdot \underline{Z}_{78} = (111,07 - j2,02) - (0,072 - j0,063) \cdot (8,44 + j8,86) = \\ &= 109,89 - j2,12 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Потужність БП на першій ітерації становить:

$$\begin{aligned} \dot{S}_0^{(1-2)} &= U_0 \cdot (\dot{I}_{03}^{(1-2)} + \dot{I}_{05}^{(1-2)}) + U_0^2 \cdot Y_0 = 115 \cdot (0,356 - j0,335 + 0,374 - j0,342) + \\ &+ 115^2 \cdot j39,81 \cdot 10^{-6} = 83,91 - j77,33 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Перевіримо виконання умови закінчення внутрішнього циклу:

$$\Delta S_0^{(1-2)} = \left| \dot{S}_0^{(1-2)} - \dot{S}_0^{(1-1)} \right| = |83,91 - j77,33 - 86,39 - j77,1| = 2,49 \text{ МВА} > 0,01 \text{ МВА}.$$

Як бачимо модуль різниці потужності БП на другій та першій ітерації є більшим за 0,01 МВА. Тому продовжуємо ітераційний розрахунок внутрішнього циклу. Отримані результати на подальших ітераціях приведені в табл. 1.19.

Таблиця 1.19 – Результати розрахунку на внутрішньому циклу

Параметри	Номер ітерації			
	1	2	3	4
$\dot{J}_1$, кА	0,055-j0,039	0,054-j0,04	0,054-j0,04	0,054-j0,04
$\dot{J}_2$, кА	0,092-j0,095	0,089-j0,096	0,089-j0,096	0,089-j0,096
$\dot{J}_3$, кА	0,11-j0,094	0,106-j0,093	0,106-j0,093	0,106-j0,093
$\dot{J}_4$, кА	0,11-j0,105	0,106-j0,105	0,106-j0,105	0,106-j0,105
$\dot{J}_5$, кА	0,165-j0,155	0,159-j0,153	0,159-j0,153	0,159-j0,153
$\dot{J}_6$, кА	0,055-j0,048	0,053-j0,048	0,053-j0,048	0,053-j0,048
$\dot{J}_7$, кА	0,092-j0,077	0,089-j0,078	0,089-j0,077	0,089-j0,077
$\dot{J}_8$, кА	0,073-j0,062	0,072-j0,063	0,072-j0,063	0,072-j0,063
$\dot{U}_1$, кВ	110,084-j2,212	110,091-j2,101	110,094-j2,105	110,094-j2,105
$\dot{U}_2$, кВ	110,654-j2,103	110,663-j2,004	110,665-j2,008	110,665-j2,008
$\dot{U}_3$, кВ	112,514-j1,514	112,526-j1,453	112,527-j1,454	112,527-j1,454
$\dot{U}_4$, кВ	111,963-j1,832	111,979-j1,756	111,98-j1,759	111,98-j1,758
$\dot{U}_5$, кВ	112,441-j1,604	112,454-j1,541	112,455-j1,542	112,455-j1,542
$\dot{U}_6$, кВ	111,965-j1,767	111,985-j1,694	111,987-j1,696	111,987-j1,696
$\dot{U}_7$, кВ	111,056-j2,112	111,066-j2,019	111,068-j2,022	111,068-j2,022
$\dot{U}_8$, кВ	109,891-j2,241	109,898-j2,124	109,9-j2,128	109,9-j2,128
$\dot{S}_0$, МВА	86,393-j77,095	83,913-j77,334	83,963-j77,263	83,96-j77,264
ΔS_0 , МВА	-	2,491	0,086	0,003

Як бачимо з даних табл. 1.19 після закінчення четвертої ітерації внутрішнього циклу бажану точність досягнуто:

$$\Delta S_0^{(1-4)} = 0,003 \text{ МВА} < 0,01 \text{ МВА}.$$

Нев'язки ЕРС для хорд мережі складуть:

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\dot{E}_{16}^{(1)} = \dot{U}_1^{(1-4)} - \dot{U}_6^{(1-4)} - \dot{I}_{16}^{(0)} \cdot \underline{Z}_{16} = (110,09 - j2,11) - (111,99 - j1,7) - 0 \cdot (16,88 + j17,71) = -1,89 - j0,41 \text{ кВ};$$

$$|\dot{E}_{16}^{(1)}| = 1,937 \text{ кВ};$$

$$\dot{E}_{84}^{(1)} = \dot{U}_8^{(1-4)} - \dot{U}_4^{(1-4)} - \dot{I}_{84}^{(0)} \cdot \underline{Z}_{48} = (109,9 - j2,13) - (111,98 - j1,76) - 0 \cdot (9,28 + j9,74) = -2,08 - j0,37 \text{ кВ};$$

$$|\dot{E}_{84}^{(1)}| = 2,113 \text{ кВ}.$$

Очевидно, що найбільша за модулем нев'язка ЕРС більша за прийняту інженерну точність:

$$\max \left\{ \left| \dot{E}_{16}^{(1)} \right|; \left| \dot{E}_{84}^{(1)} \right| \right\} = 2,113 \text{ кВ} > 0,01 \text{ кВ}.$$

Таким чином умова еквівалентності вихідної та розімкненої схеми не досягнута. Для уточнення струмів хорд формуємо систему рівнянь наступного вигляду:

$$\begin{cases} \underline{Z}_{11} \cdot \Delta \dot{I}_{16} + \underline{Z}_{12} \cdot \Delta \dot{I}_{84} = \dot{E}_{16}; \\ \underline{Z}_{21} \cdot \Delta \dot{I}_{16} + \underline{Z}_{22} \cdot \Delta \dot{I}_{84} = \dot{E}_{48}. \end{cases}$$

Розв'язавши попередню систему рівнянь, отримуємо наступні значення поправок до струмів хорд:

$$\Delta \dot{I}_{16}^{(1)} = -0,033 + j0,026 \text{ кА};$$

$$\Delta \dot{I}_{84}^{(1)} = -0,04 + j0,037 \text{ кА}.$$

Уточненні значення струмів хорд складуть:

$$\dot{I}_{16}^{(1)} = \dot{I}_{16}^{(0)} + \Delta \dot{I}_{16}^{(1)} = 0 - 0,033 + j0,026 = -0,033 + j0,026 \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{84}^{(1)} = \dot{I}_{84}^{(0)} + \Delta \dot{I}_{84}^{(1)} = 0 - 0,04 + j0,037 = -0,04 + j0,037 \text{ кА}.$$

Згідно уточнених значень струмів хорд виконуємо другу ітерацію зовнішнього циклу.

Друга ітерація зовнішнього циклу.

Розрахунки на внутрішньому циклі аналогічні до першої ітерації зовнішнього циклу. Отримані результати в процесі виконання внутрішнього циклу приведені в табл. 1.20.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.20 – Результати розрахунку на внутрішньому циклі другої ітерації зовнішнього циклу

Параметри	Номер ітерації			
	1	2	3	4
$\dot{J}_1$, кА	0,021-j0,014	0,021-j0,014	0,021-j0,014	0,021-j0,014
$\dot{J}_2$, кА	0,089-j0,096	0,089-j0,096	0,089-j0,096	0,089-j0,096
$\dot{J}_3$, кА	0,106-j0,093	0,106-j0,093	0,106-j0,093	0,106-j0,093
$\dot{J}_4$, кА	0,146-j0,141	0,146-j0,142	0,146-j0,142	0,146-j0,142
$\dot{J}_5$, кА	0,159-j0,153	0,159-j0,153	0,159-j0,153	0,159-j0,153
$\dot{J}_6$, кА	0,086-j0,074	0,087-j0,074	0,087-j0,074	0,087-j0,074
$\dot{J}_7$, кА	0,089-j0,077	0,089-j0,077	0,089-j0,077	0,089-j0,077
$\dot{J}_8$, кА	0,032-j0,026	0,032-j0,026	0,032-j0,026	0,032-j0,026
$\dot{U}_1$, кВ	110,766-j1,924	110,781-j1,925	110,781-j1,925	110,781-j1,925
$\dot{U}_2$, кВ	110,979-j1,877	110,99-j1,877	110,99-j1,876	110,99-j1,876
$\dot{U}_3$, кВ	112,457-j1,476	112,459-j1,475	112,459-j1,475	112,459-j1,475
$\dot{U}_4$, кВ	111,716-j1,898	111,716-j1,898	111,716-j1,897	111,716-j1,897
$\dot{U}_5$, кВ	112,525-j1,52	112,534-j1,518	112,534-j1,518	112,534-j1,518
$\dot{U}_6$, кВ	111,788-j1,781	111,796-j1,778	111,796-j1,778	111,796-j1,778
$\dot{U}_7$, кВ	111,493-j1,887	111,511-j1,884	111,512-j1,884	111,512-j1,884
$\dot{U}_8$, кВ	110,987-j1,948	111,018-j1,947	111,019-j1,946	111,019-j1,946
$\dot{S}_0$, МВА	83,96-j77,264	83,838-j77,083	83,831-j77,074	83,831-j77,073
ΔS_0 , МВА	-	0,218	0,011	0,0005

Як бачимо з даних табл. 1.20 після закінчення четвертої ітерації внутрішнього циклу бажану точність досягнуто:

$$\Delta S_0^{(2-4)} = 0,0005 \text{ МВА} < 0,01 \text{ МВА.}$$

Нев'язки ЕРС для хорд мережі складуть:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{16}^{(2)} &= \dot{U}_1^{(2-4)} - \dot{U}_6^{(2-4)} - \dot{I}_{16}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{16} = (110,78 - j1,93) - (111,8 - j1,78) - \\ &\quad - (-0,033 + j0,026) \cdot (16,88 + j17,71) = 7,87 \cdot 10^{-3} - j3,73 \cdot 10^{-32} \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$|\dot{E}_{16}^{(2)}| = 8,7 \cdot 10^{-3} \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_{84}^{(2)} &= \dot{U}_8^{(2-4)} - \dot{U}_4^{(2-4)} - \dot{I}_{84}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{48} = (111,02 - j1,95) - (111,72 - j1,9) - \\ &\quad - (0,04 + j0,037) \cdot (9,28 + j9,74) = 0,031 + j8,24 \cdot 10^{-4} \text{ кВ}; \end{aligned}$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\left| \dot{E}_{84}^{(2)} \right| = 0,031 \text{ кВ.}$$

Найбільша за модулем нев'язка ЕРС більша за прийняту інженерну точність:

$$\max \left\{ \left| \dot{E}_{16}^{(2)} \right|; \left| \dot{E}_{84}^{(2)} \right| \right\} = 0,031 \text{ кВ} > 0,01 \text{ кВ.}$$

Аналогічно до попередньої ітерації формуємо систему:

$$\begin{cases} \underline{Z}_{11} \cdot \Delta \dot{I}_{16} + \underline{Z}_{12} \cdot \Delta \dot{I}_{84} = \dot{E}_{16}; \\ \underline{Z}_{21} \cdot \Delta \dot{I}_{16} + \underline{Z}_{22} \cdot \Delta \dot{I}_{84} = \dot{E}_{48}. \end{cases}$$

Розв'язавши попередню систему рівнянь, отримуємо наступні значення поправок до струмів хорд:

$$\Delta \dot{I}_{16}^{(2)} = 1,37 \cdot 10^{-4} - j2,25 \cdot 10^{-4} \text{ кА};$$

$$\Delta \dot{I}_{84}^{(2)} = 4,2 \cdot 10^{-4} - j5,9 \cdot 10^{-4} \text{ кА.}$$

Уточненні значення струмів хорд складуть:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{16}^{(2)} &= \dot{I}_{16}^{(1)} + \Delta \dot{I}_{16}^{(2)} = -0,033 + j0,026 + 1,37 \cdot 10^{-4} - j2,25 \cdot 10^{-4} = \\ &= -0,033 + j0,026 \text{ кА}; \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{84}^{(2)} = \dot{I}_{84}^{(1)} + \Delta \dot{I}_{84}^{(2)} = -0,04 + j0,037 + 4,2 \cdot 10^{-4} - j5,9 \cdot 10^{-4} = -0,04 + j0,036 \text{ кА.}$$

Згідно уточнених значень струмів хорд виконуємо третю ітерацію зовнішнього циклу.

Подальші ітераційні розрахунки виконуються аналогічно до попередніх. Отримані результати представлені в табл. 1.21.

Як бачимо з даних табл. 1.21 після закінчення третьої ітерації зовнішнього циклу найбільша за модулем нев'язка ЕРС менша за прийняту інженерну точність:

$$\max \left\{ \left| \dot{E}_{16}^{(2)} \right|; \left| \dot{E}_{84}^{(2)} \right| \right\} = 0,031 \text{ кВ} > 0,01 \text{ кВ.}$$

Отже, умова еквівалентності вихідної та розімкненої схеми досягнута:

Режимні параметри роботи районної мережі при максимальних навантаженнях приведені в табл. 1.22.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.21 – Результат уточнення струмів хорд

Параметри	Номер ітерації зовнішнього циклу		
	1	2	3
$\dot{I}_{16}, \text{кА}$	0	$-0,033+j0,026$	$-0,033+j0,026$
$\dot{I}_{84}, \text{кА}$	0	$-0,04+j0,037$	$-0,04+j0,036$
$\dot{E}_{16}, \text{кВ}$	$-1,893-j0,409$	$7,87 \cdot 10^{-3}-j3,73 \cdot 10^{-3}$	$2,16 \cdot 10^{-4}+j2,2 \cdot 10^{-5}$
$\dot{E}_{84}, \text{кВ}$	$-2,08-j0,37$	$0,031+j8,24 \cdot 10^{-4}$	$-6,09 \cdot 10^{-4}-j8,56 \cdot 10^{-5}$

Таблиця 1.22 – Параметри режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях

Параметр	Значення
$\dot{I}_{21}, \text{кА}$	$0,021-j0,014$
$\dot{I}_{32}, \text{кА}$	$0,11-j0,11$
$\dot{I}_{34}, \text{кА}$	$0,146-j0,141$
$\dot{I}_{03}, \text{кА}$	$0,363-j0,344$
$\dot{I}_{56}, \text{кА}$	$0,086-j0,074$
$\dot{I}_{78}, \text{кА}$	$0,032-j0,026$
$\dot{I}_{57}, \text{кА}$	$0,121-j0,103$
$\dot{I}_{05}, \text{кА}$	$0,366-j0,331$
$\dot{I}_{16}, \text{кА}$	$-0,033+j0,026$
$\dot{I}_{84}, \text{кА}$	$-0,04+j0,036$
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	$110,779-j1,923$
$\dot{U}_2, \text{кВ}$	$110,99-j1,876$
$\dot{U}_3, \text{кВ}$	$112,462-j1,474$
$\dot{U}_4, \text{кВ}$	$111,722-j1,896$
$\dot{U}_5, \text{кВ}$	$112,531-j1,519$
$\dot{U}_6, \text{кВ}$	$111,795-j1,779$
$\dot{U}_7, \text{кВ}$	$111,504-j1,885$
$\dot{U}_8, \text{кВ}$	$111,002-j1,947$
$\dot{S}_0, \text{МВА}$	$92.484-j62.538$

Визначимо потокорозподіл потужності по ділянкам мережі. Розглянемо ділянку 0-3:

$$\dot{S}_{03}^{\text{п}} = \dot{I}_{03} \cdot U_0 = -(0,363 - j0,344) \cdot 115 = 41,69 - j39,58 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{03}^{\text{к}} = \dot{I}_{03} \cdot U_3^* = -(0,363 - j0,344) \cdot (112,46 + j1,47) = 41,28 - j38,17 \text{ МВА}.$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

В табл. 1.23 наведений результат розрахунку поточкорозподілу по усім ділянкам мережі.

Таблиця 1.23 – Поточкорозподіл потужності

Ділянка	Поточкорозподіл потужності, МВА	
	На початку	Наприкінці
0-3	41,69–j39,58	41,28–j38,17
0-5	42,14–j38,02	41,74–j36,65
3-2	12,57–j12,19	12,46–j11,99
2-1	2,36–j1,52	2,36–j1,51
6-1	3,73–j2,85	3,7–j2,82
5-6	9,84–j8,22	9,79–j8,14
3-4	16,63–j15,65	16,58–j15,48
5-7	13,78–j11,44	13,69–j11,29
7-8	3,61–j2,87	3,6–j2,85
4-8	4,49–j3,95	4,47–j3,92

Втрати потужності в режимі максимальних навантажень складуть:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= U_0 \cdot (\dot{I}_{03} + \dot{I}_{05}) + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5 + \dot{S}_6 + \dot{S}_7 + \dot{S}_8) = \\ &= 115 \cdot ((0,363 - j0,344) + (0,366 - j0,331)) + 115^2 \cdot j39,81 \cdot 10^{-6} - \\ &- ((6 - j4,52) + (10 - j9,4) + (12 - j9,84) + (12 - j10,64) + \\ &+ (18 - j15,16) + (16 - j5,32) + (10 - j7,8) + (8 - j6,56)) = 1,83 - j7,84 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

В табл. 1.24 наведено результат перевірки проводів за тривало-допустимим струмом в режимі максимальних навантажень.

Таблиця 1.24 – Перевірка перерізів проводів за тривало-допустимим струмом

ПЛ	Переріз, мм ²	Допустимий струм, А	Струмове навантаження, А
0-3	240	610	288,6
0-5	240	610	284,96
2-3	120	390	89,91
1-2	70	265	14,6
1-6	70	265	24,23
5-6	120	390	65,76
3-4	240	610	117,2
8-4	70	265	30,92
5-7	120	390	91,84
7-8	70	265	23,87

Як видно з даних табл. 1.24 на всіх ділянках мережі в режимі максимальних навантажень струмові навантаження знаходяться в допустимих межах.

На рис. 1.9 наведені режимні параметри роботи мережі при максимальних навантаженнях.

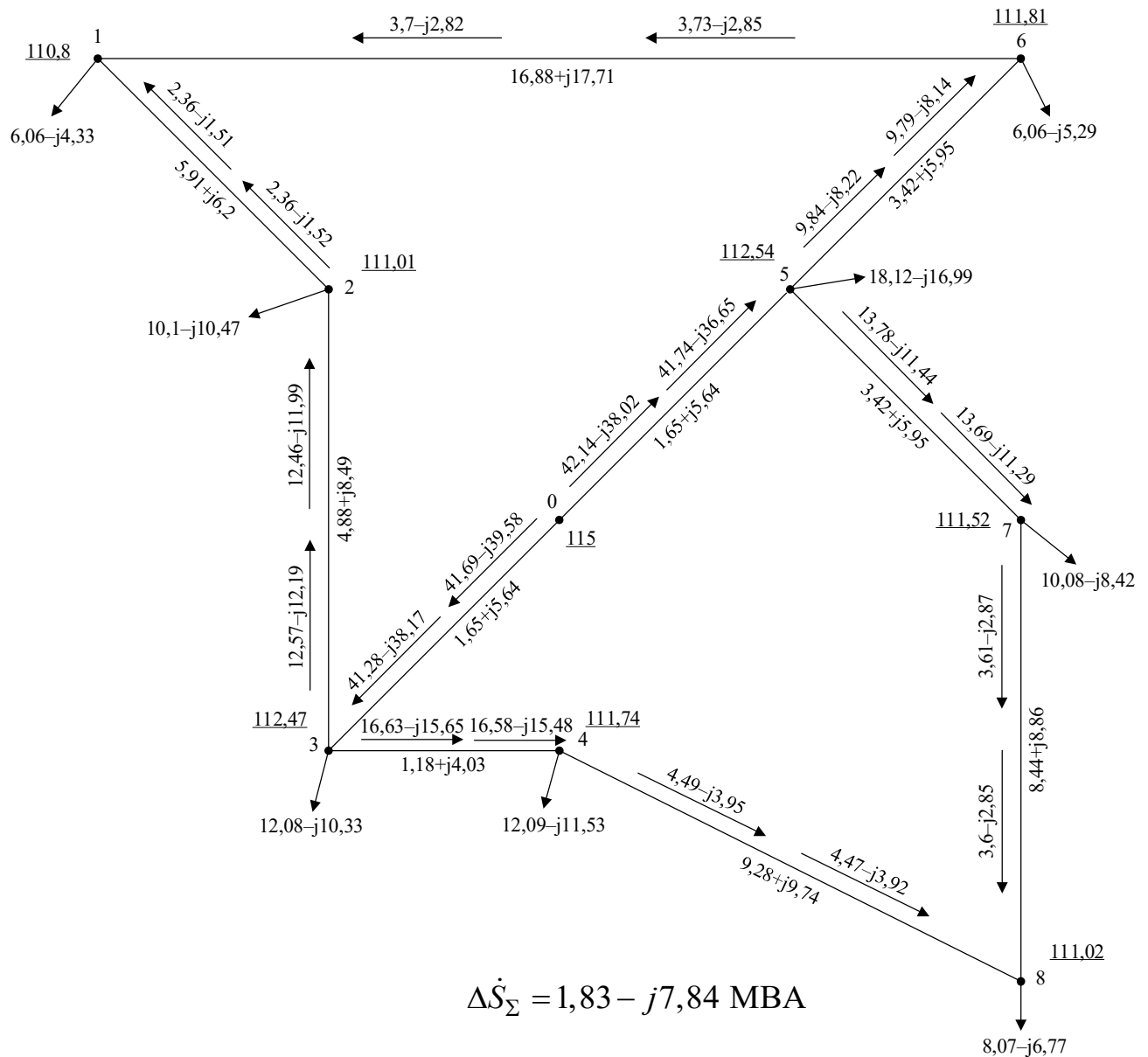


Рис. 1.9 – Режим максимальних навантажень

Виконуємо вибір положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень. Детальні розрахунки наведемо для силових трансформаторів на ПС 1. Бажаний рівень напруги на стороні НН приймаємо 10,5 кВ, а на стороні СН – 38,5 кВ.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Втрати напруги в двох включених на паралельну роботу трансформаторів типу ТМТН-6300/110 складуть:

$$\Delta U_{\text{ТВ1}} = \frac{(P_{\text{В1}} + \Delta P_{\text{тз1}} + g_{\text{Т1}} \cdot U_1^2) \cdot r_{\text{Т1}}}{U_1} - \frac{(Q_{\text{В1}} + \Delta Q_{\text{тз1}} + b_{\text{Т1}} \cdot U_1^2) \cdot x_{\text{Т1}}}{U} =$$

$$= \frac{(6 + 31,69 \cdot 10^{-3} + 2,12 \cdot 10^{-6} \cdot 110,8^2) \cdot 4,83}{110,8} -$$

$$- \frac{(-4,52 - 521 \cdot 10^{-3} - 11,43 \cdot 10^{-6} \cdot 110,8^2) \cdot 112,83}{110,8} = 5,54 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{Тс1}} = \frac{P_{\text{сН1}} \cdot r_{\text{Т1}} - Q_{\text{сН1}} \cdot x_{\text{Т1}}}{U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}}} = \frac{4 \cdot 4,83 + 2,48 \cdot 0}{110,8 - 5,54} = 0,18 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{P_{\text{НН1}} \cdot r_{\text{Т1}} - Q_{\text{НН1}} \cdot x_{\text{Т1}}}{U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}}} = \frac{2 \cdot 4,83 + 2,04 \cdot 65,6}{110,8 - 5,54} = 1,36 \text{ кВ}.$$

Для трансформаторів на ПС №1 значення величин $U_{\text{пс}}$ і $U_{\text{пн}}$ становлять:

$$U_{\text{пс1}} = U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}} - \Delta U_{\text{Тс1}} = 110,8 - 5,54 - 0,18 = 105,07 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{пн1}} = U_1 - \Delta U_{\text{ТВ1}} - \Delta U_{\text{ТН1}} = 110,8 - 5,54 - 1,36 = 103,89 \text{ кВ}.$$

Бажане відносне число витків РПН трансформаторів на ПС 1 становить:

$$\omega_{\text{вж1}} = \frac{U_{\text{пн1}} \cdot U_{\text{ТН1}}}{U_{\text{ТВ1}} \cdot U_{\text{НДЖ1}}} - 1 = \frac{103,89 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,054.$$

Ступінь регулювання РПН трансформаторів на ПС 1 становить:

$$N_{\text{В1}} = \frac{\omega_{\text{вж1}}}{\omega_{\text{В0}}} = \frac{-0,054}{0,0178} = -3,01 \rightarrow N_{\text{В1}}^{\text{СТ}} = 3.$$

Стандартне число регулювальних витків РПН трансформаторів на ПС 1 становить:

$$\omega_{\text{В1}}^{\text{СТ}} = N_{\text{В1}}^{\text{СТ}} \cdot \omega_{\text{В0}} = -3 \cdot 0,0178 = -0,053.$$

На шинах НН ПС 1 фактичне значення рівня напруги складе:

$$U_{\text{НД1}} = \frac{U_{\text{пн1}} \cdot U_{\text{ТН1}}}{U_{\text{ТВ1}} \cdot (1 + \omega_{\text{В1}}^{\text{СТ}})} = \frac{103,89 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,053)} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Бажане відносне число витків ПБЗ трансформаторів на ПС 1 становить:

$$\omega_{\text{сж1}} = \frac{U_{\text{сж1}} \cdot U_{\text{ТВ1}} \cdot (1 + \omega_{\text{В1}}^{\text{СТ}})}{U_{\text{пс1}} \cdot U_{\text{Тс1}}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,053)}{105,07 \cdot 38,5} - 1 = 0,036.$$

Ступінь регулювання ПБЗ трансформаторів на ПС 1 становит

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$N_{c1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{c0}} = \frac{0,036}{0,025} = 1,44 \rightarrow N_{c1}^{ст} = 1.$$

Стандартне число регулювальних витків ПБЗ трансформаторів на ПС 1 становить:

$$\omega_{c1}^{ст} = N_{c1}^{ст} \cdot \omega_{c0} = 2 \cdot 0,025 = 0,025.$$

На шинах СН ПС 1 фактичне значення рівня напруги складе:

$$U_{cd1} = \frac{U_{пс1} \cdot U_{тс1} \cdot (1 + \omega_{c1}^{ст})}{U_{тв1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{ст})} = \frac{105,07 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,025)}{115 \cdot (1 - 0,053)} = 38,09 \text{ кВ.}$$

В табл. 1.25 наведено результат вибору РПН та ПБЗ для трансформаторів усіх ПС.

Таблиця 1.25 – Положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень

ПС	$U_{вн}$, кВ	$N_{в}^{ст}$	$U_{нд}$, кВ	$N_{с}^{ст}$	U_{cd} , кВ
1	110,8	-3	10,5	1	38,09
2	111,01	-4	10,42	1	38,63
3	112,47	-2	10,59	1	38,52
4	111,74	-2	10,44	1	38,14
5	112,54	-3	10,47	1	38,47
6	111,81	-3	10,44	1	38,41
7	111,52	-3	10,56	1	38,44
8	111,02	-3	10,59	1	38,58

1.10 Післяаварійний режим

Післяаварійний режим модулюється шляхом відключення найбільш завантаженої ділянки, якою в даному випадку є 0-5. В даному випадку змінюється еквівалентні провідності пункту 5 та БП:

$$Y_5 = 0,5 \cdot (Y_{56} + Y_{57}) + Y_{т5} = 0,5 \cdot (j37,66 + j37,66) \cdot 10^{-6} + (3,48 - j24,2) \cdot 10^{-6} = (3,48 + j13,46) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_0 = 0,5 \cdot (Y_{03}) = 0,5 \cdot (j39,81) \cdot 10^{-6} = j19,91 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Аналогічно до режиму максимальних навантажень розраховуємо режимні параметри роботи мережі в післяаварійному режимі за допомогою методу розрізання контурів. Отримані результати в процесі ітераційного розрахунку представлені в табл. 1.26

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.26 – Ітераційний розрахунок післяаварійного режиму

Параметр	Ітерація			
	1	2	3	4
$\dot{I}_{65}, \text{кА}$	0	0,084-j0,086	0,077-j0,076	0,078-j0,077
$\dot{J}_1, \text{кА}$	0,056-j0,044	0,057-j0,045	0,057-j0,045	0,057-j0,045
$\dot{J}_2, \text{кА}$	0,091-j0,102	0,092-j0,103	0,091-j0,103	0,091-j0,103
$\dot{J}_3, \text{кА}$	0,108-j0,098	0,108-j0,098	0,108-j0,098	0,108-j0,098
$\dot{J}_4, \text{кА}$	0,108-j0,111	0,108-j0,111	0,108-j0,111	0,108-j0,11
$\dot{J}_5, \text{кА}$	0,183-j0,196	0,091-j0,098	0,099-j0,108	0,098-j0,108
$\dot{J}_6, \text{кА}$	0,056-j0,054	0,143-j0,144	0,136-j0,134	0,137-j0,135
$\dot{J}_7, \text{кА}$	0,101-j0,095	0,097-j0,09	0,098-j0,09	0,098-j0,09
$\dot{J}_8, \text{кА}$	0,077-j0,072	0,076-j0,07	0,076-j0,07	0,076-j0,07
$\dot{I}_{16}, \text{кА}$	0,056-j0,054	0,143-j0,144	0,136-j0,134	0,137-j0,135
$\dot{I}_{21}, \text{кА}$	0,112-j0,098	0,2-j0,189	0,193-j0,179	0,194-j0,18
$\dot{I}_{32}, \text{кА}$	0,203-j0,2	0,292-j0,292	0,284-j0,282	0,285-j0,283
$\dot{I}_{75}, \text{кА}$	0,183-j0,196	0,091-j0,098	0,099-j0,108	0,098-j0,108
$\dot{I}_{87}, \text{кА}$	0,285-j0,29	0,189-j0,188	0,197-j0,199	0,196-j0,198
$\dot{I}_{48}, \text{кА}$	0,362-j0,362	0,264-j0,258	0,272-j0,269	0,272-j0,268
$\dot{I}_{34}, \text{кА}$	0,47-j0,473	0,372-j0,368	0,38-j0,379	0,38-j0,378
$\dot{I}_{03}, \text{кА}$	0,781-j0,771	0,771-j0,758	0,772-j0,759	0,772-j0,759
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	105,405-j3,992	103,195-j4,266	103,412-j4,272	103,391-j4,273
$\dot{U}_2, \text{кВ}$	106,676-j3,887	105,549-j4,144	105,663-j4,136	105,652-j4,138
$\dot{U}_3, \text{кВ}$	109,365-j3,127	109,455-j3,095	109,448-j3,099	109,448-j3,099
$\dot{U}_4, \text{кВ}$	106,905-j4,462	107,535-j4,16	107,474-j4,183	107,479-j4,181
$\dot{U}_5, \text{кВ}$	93,253-j5,118	98,42-j4,633	97,925-j4,622	97,97-j4,619
$\dot{U}_6, \text{кВ}$	103,489-j4,073	98,226-j4,37	98,735-j4,417	98,688-j4,418
$\dot{U}_7, \text{кВ}$	95,043-j4,695	99,315-j4,425	98,907-j4,405	98,945-j4,404
$\dot{U}_8, \text{кВ}$	100,015-j4,623	102,571-j4,34	102,326-j4,341	102,349-j4,339
$\dot{S}_0, \text{МВА}$	89,816-j88,401	88,716-j86,886	88,824-j87,006	
$\dot{E}_{65}, \text{кВ}$	10,236+j1,045	-0,992+j0,055	0,092+j6,04 $\cdot 10^{-3}$	-8,022 $\cdot 10^{-3}$ -j2,12 $\cdot 10^{-4}$

Втрати потужності в післяаварійному режимі складуть:

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{\Sigma} &= U_0 \cdot \dot{I}_{03} + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5 + \dot{S}_6 + \dot{S}_7 + \dot{S}_8) = \\
 &= 115 \cdot (0,772 - j0,759) + 115^2 \cdot j19,91 \cdot 10^{-6} - \\
 &\quad - ((6 - j4,52) + (10 - j9,4) + (12 - j9,84) + (12 - j10,64) + \\
 &\quad + (18 - j15,16) + (16 - j5,32) + (10 - j7,8) + (8 - j6,56)) = 6,82 - j17,76 \text{ МВА}.
 \end{aligned}$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

На рис. 1.10 приведені режимні параметри роботи мережі в післяаварійному режимі.

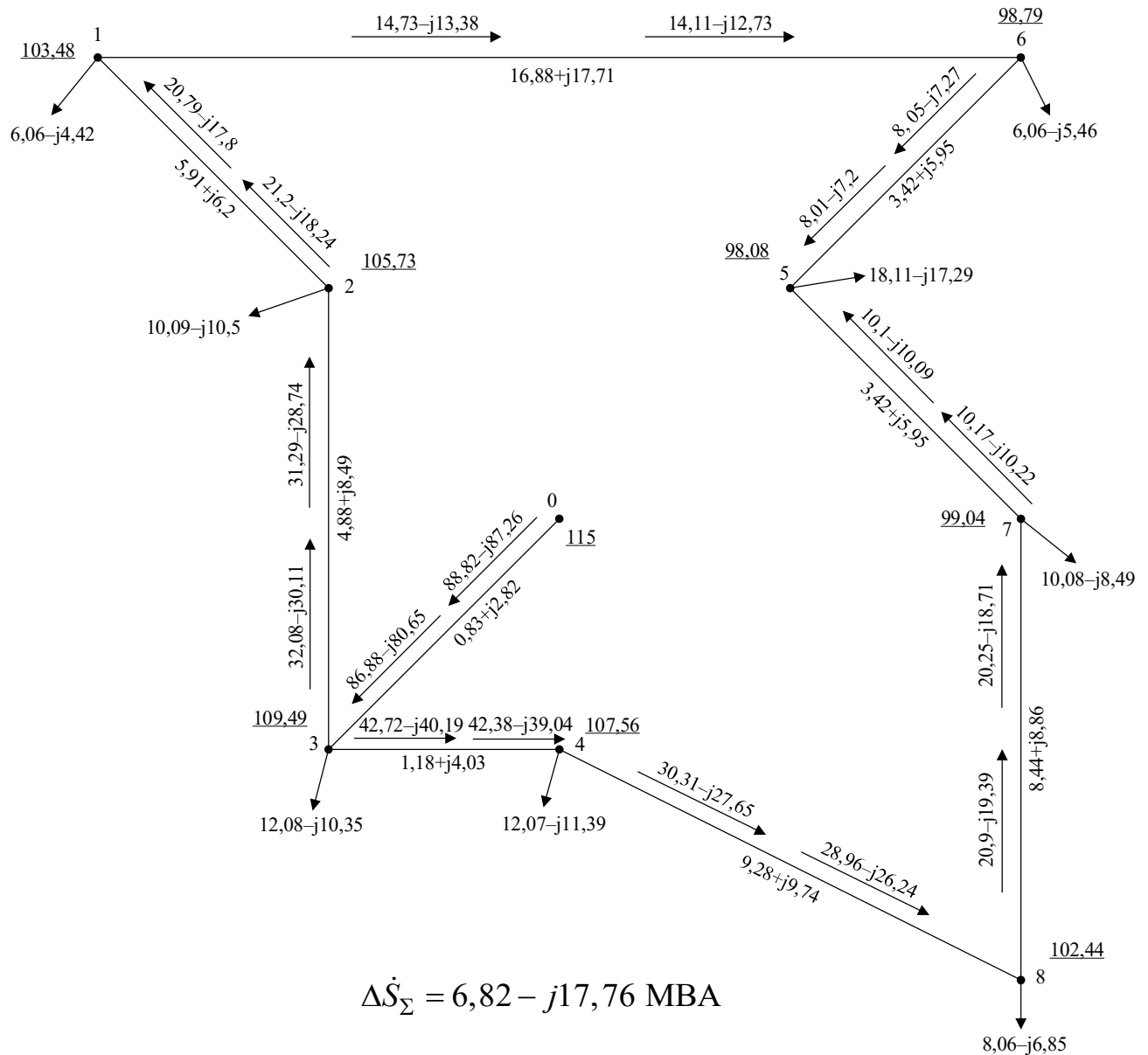


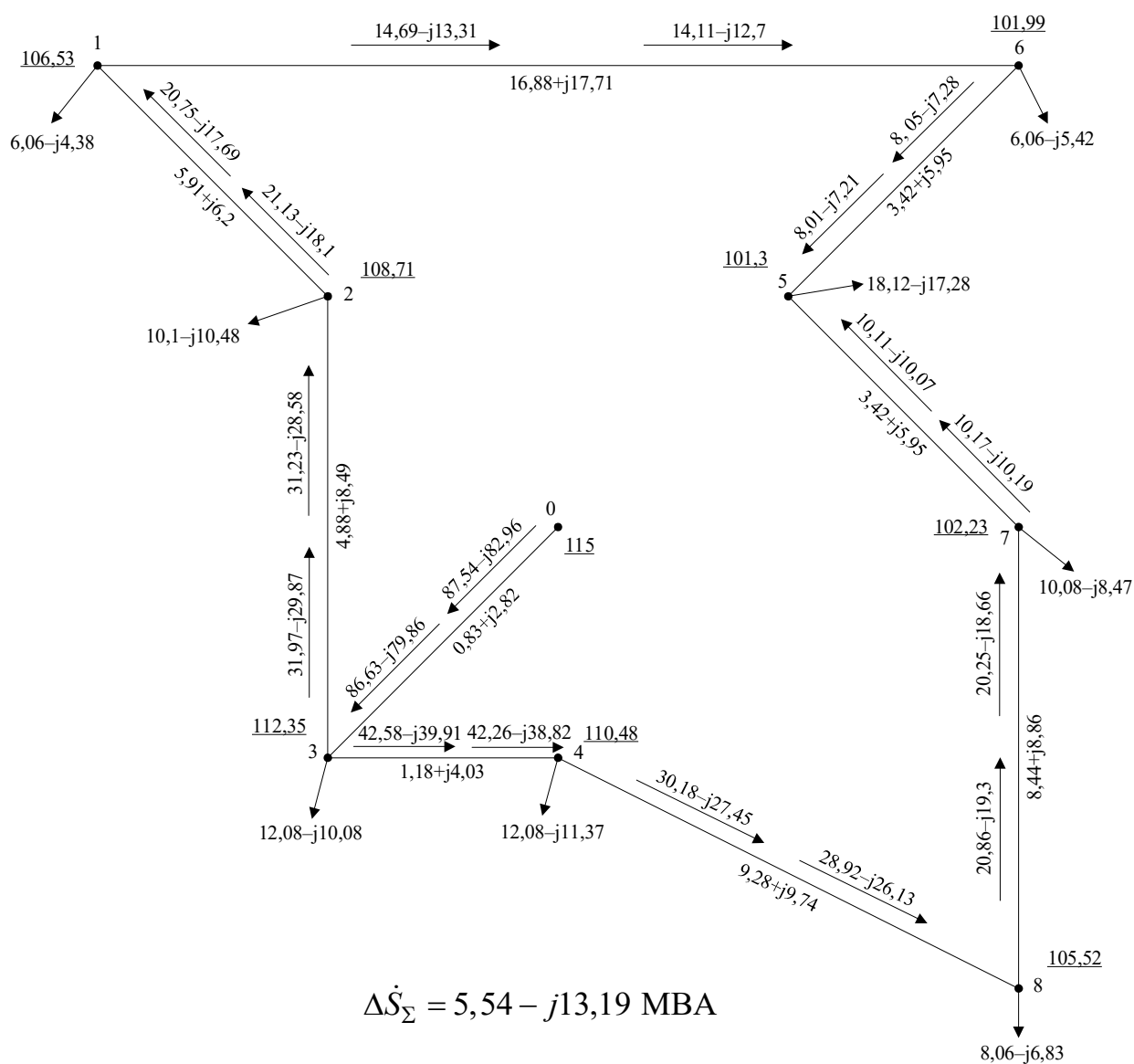
Рис. 1.10 – Післяаварійний режим

В табл. 1.27 наведено результат перевірки проводів за тривало-допустимим струмом в післяаварійному режимі.

Як бачимо з даних табл. 1.27 в післяаварійному режимі на ділянці 0-3 струмове навантаження перевищує тривало допустиме значення. Тому збільшуємо пе-

Таблиця 1.27 – Перевірка перерізів проводів за тривало-допустимим струмом в післяаварійному режимі

ПЛ	Переріз, мм ²	Допустимий струм, А	Струмове навантаження, А
0-3	240	610	625,09
2-3	120	390	232
1-2	70	265	152,7
1-6	70	265	111,05
5-6	120	390	63,41
3-4	240	610	309,29
8-4	70	265	220,23
5-7	120	390	84,05
7-8	70	265	160,69



					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Рис. 1.10 – Післяаварійний режим після збільшення перерізу
ділянки 0-3 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$

В табл. 1.28 наведено результат перевірки проводів за тривало-допустимим струмом в післяаварійному режимі після збільшення перерізу ділянки 0-3 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$.

Таблиця 1.28 – Перевірка перерізів за тривало-допустимим струмом в післяаварійному режимі після збільшення перерізу ділянки 0-3 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$

ПЛ	Переріз, мм^2	Допустимий струм, А	Струмове навантаження, А
0-3	240	2×610	605,445
2-3	120	390	224,83
1-2	70	265	147,77
1-6	70	265	107,44
5-6	120	390	61,42
3-4	240	610	299,9
8-4	70	265	213,23
5-7	120	390	81,31
7-8	70	265	155,5

Як видно з даних табл. 1.28 після збільшення перерізу ділянки 0-3 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$ на всіх ділянках мережі в режимі максимальних навантажень струмові навантаження знаходяться в допустимих межах.

В табл. 1.29 наведено результат вибору РПН та ПБЗ для трансформаторів усіх ПС в післяаварійному режимі.

Таблиця 1.29 – Положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі

ПС	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нд}}, \text{кВ}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{сд}}, \text{кВ}$
1	106,53	-5	10,43	2	38,81
2	108,71	-6	10,57	0	38,29
3	112,35	-2	10,58	1	38,47
4	110,48	-3	10,49	1	38,39
5	101,3	-9	10,41	1	38,49
6	101,99	-9	10,56	0	38,11
7	102,23	-8	10,55	1	38,53
8	105,52	-6	10,6	1	38,68

На рис. 1.11 представлені режимні параметри мережі в режимі максимальних навантажень після збільшення перерізу ділянки 0-3 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$.

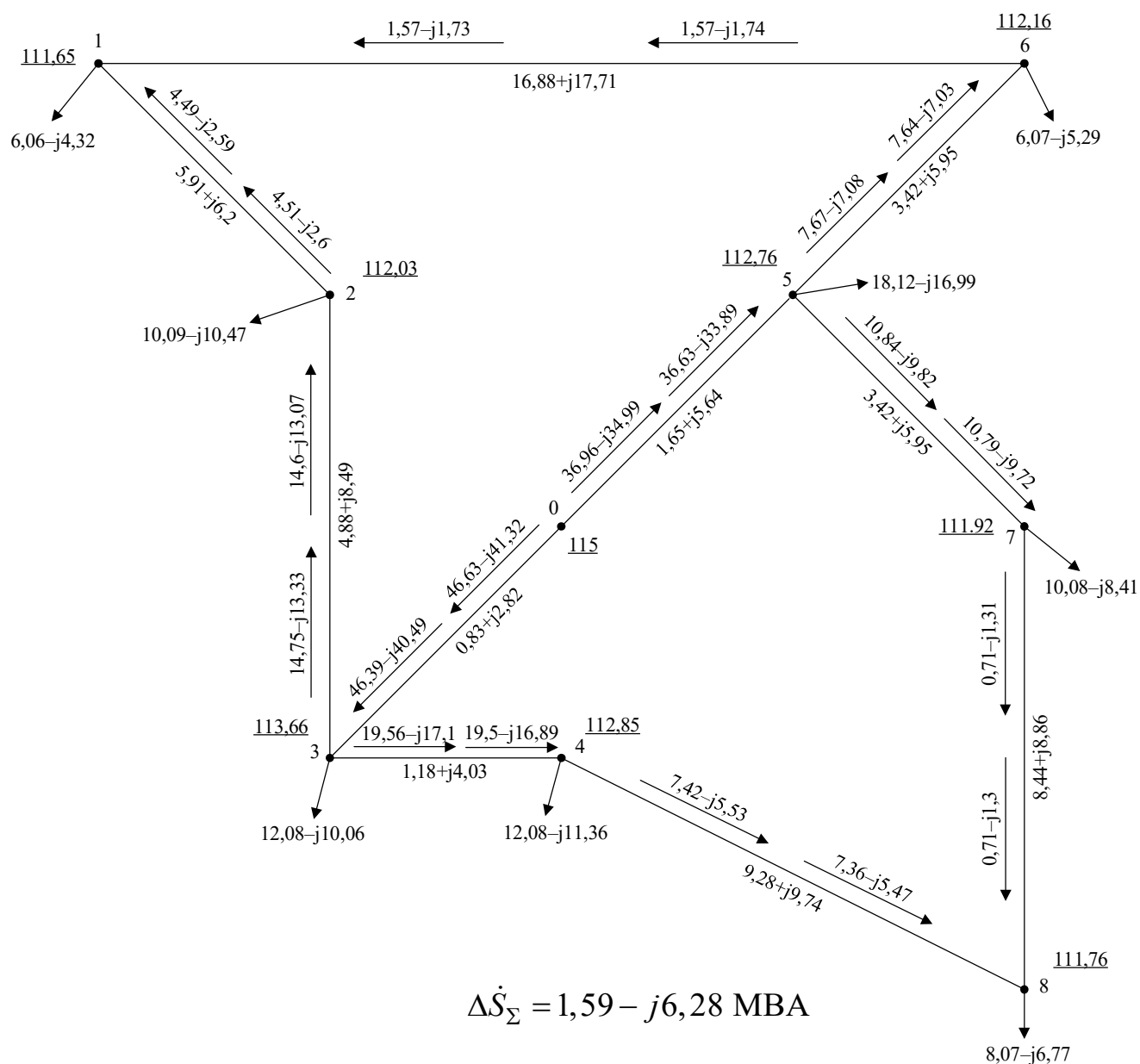


Рис. 1.11 – Режим максимальних навантажень після збільшення перерізу ділянки 0-3 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$

В табл. 1.30 наведено результат вибору РПН та ПБЗ для трансформаторів усіх ПС в режимі максимальних навантажень після збільшення перерізу ділянки 0-3 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$.

В табл. 1.31 наведено результат перевірки проводів за тривало-допустимим струмом в режимі максимальних навантажень після збільшення перерізу ділянки 0-3 до 2×240 мм².

Таблиця 1.30 – Положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень

ПС	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$N_{\text{в}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{нд}}, \text{кВ}$	$N_{\text{с}}^{\text{ст}}$	$U_{\text{сд}}, \text{кВ}$
1	111,65	-3	10,59	1	38,41
2	112,03	-4	10,54	0	38,08
3	113,66	-1	10,52	1	38,25
4	112,85	-2	10,55	1	38,55
5	112,76	-3	10,5	1	38,56
6	112,16	-3	10,48	1	38,54
7	111,92	-2	10,41	2	38,81
8	111,76	-2	10,48	1	38,14

Таблиця 1.31 – Перевірка перерізів проводів за тривало-допустимим струмом в режимі максимальних навантажень

ПЛ	Переріз, мм ²	Допустимий струм, А	Струмове навантаження, А
0-3	2×240	2×610	312,79
0-5	240	610	255,53
2-3	120	390	100,98
1-2	70	265	26,81
1-6	70	265	12,06
5-6	120	390	53,42
3-4	240	610	131,99
8-4	70	265	47,35
5-7	120	390	74,91
7-8	70	265	7,66

Висновки до розділу 1

Аналіз п'яти запропонованих варіантів схеми районної електричної мережі номінальною напругою 110кВ за критерієм мінімуму кількості вимикачів та сумарної довжини ліній електропередавання дозволив знайти два найбільш доречні варіанти, а саме схеми №1 і №2. Для реалізації варіанту схеми №1 необхідне встановлення 34 вимикачів 110 кВ та спорудження 188 км одноколових ЛЕП, а для варіанту №2 необхідне встановлення 34 вимикачів та будівництво 182 км одноколових ЛЕП. Максимальне значення моменту навантаження варіанту №1

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

складає 3152 МВт·км, а варіанту №2 3160 МВт·км. Виконано вибір кількості та типу силових трансформаторів для восьми ПС 110 кВ. Для повітряних ліній електропередавання обрано кількість ланцюгів та оптимальний переріз проводів.

Згідно техніко-економічного зіставлення варіантів схеми №1 та №2 до подальшої реалізації обрано варіант №2, для якого значення функції дисконтованих затрат склало 1242550,21 тис. грн, а для варіанту №1 – 1296255,53 тис. грн. Також варіант №2 має менші втрати активної енергії, що складають 1,15 МВт, а для варіанту №1 – 1,2 МВт.

Для обраного варіанту схеми розраховано режимні параметри при максимальних навантаженнях та в післяаварійному режимі. В післяаварійному режимі роботи мережі струм ділянки 0-3 склав 625,09 А, що більше допустимих для перерізу 240 мм² 610 А.. Тому переріз даної ділянки було збільшено до 2×240 мм². Після збільшення перерізу струмові навантаження в режимі максимальних навантажень та в післяаварійному режимі знаходяться в допустимих межах. Втрати потужності після збільшення перерізу ділянки до 2×240 мм² до режимі максимальних навантажень склали 1,59–j6,28 МВА, а в післяаварійному режимі – 5,54–j13,19 МВА.

Для розглянутих режимів обрано положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ. Бажане значення рівня наруги на шинах НН прийнято на рівні 10,5 кВ. а на шинах СН – 38,5 кВ. Найбільший номер регулювального відгалуження буде в режимі максимальних навантажень на ПС №3 та складе –1. Найменший номер регулювального відгалуження буде в післяаварійному режимі на ПС №5 та №6 та становить –9 для обох ПС. Точками поточкорозподілу в режимі максимальних навантажень є п.8 та п.1, а в післяаварійному режимі п. 5.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ ПОЛІПШЕННЯ РЕЖИМУ НАПРУГИ У МЕРЕЖІ

2.1 Підсилення головних ділянок

Спершу розглянемо варіант забезпечення необхідного рівня напруги за допомогою реконструкції мережі, а саме збільшення перерізу проводів головних ділянок мережі.

Дослідження виконаємо для вузла 1, який в режимі максимальних навантажень має порівняно найменше значення рівня напруги, а саме 111,65 кВ. Бажане значення рівня напруги в даному вузлі приймаємо на 0,4 кВ більшим.

В мережі, що розглядається головними є ділянки 0-3 та 0-5. Ділянка 0-3 виконана максимально можливим перерізом $2 \times 240 \text{ мм}^2$. Тому збільшення перерізу будемо виконувати для ділянки 0-5, яка виконана перерізом 240 мм^2 . Збільшуємо переріз ділянки 0-5 до $2 \times 150 \text{ мм}^2$ та визначаємо нові значення параметрів схем заміщення мережі:

$$r_{05} = \frac{r_{150}}{n} \cdot l_{05} = \frac{0,204}{2} \cdot 14 = 1,43 \text{ Ом};$$

$$x_{05} = \frac{x_{150}}{2} \cdot l_{05} = \frac{0,417}{2} \cdot 14 = 2,92 \text{ Ом};$$

$$b_{05} = 2 \cdot b_{150} \cdot l_{05} = 2 \cdot 2,739 \cdot 10^{-6} \cdot 14 = 76,7 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_5 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{05} + \underline{Y}_{56} + \underline{Y}_{57}) + g_{т5} - jb_{т5} = 0,5 \cdot (j76,7 + j37,66 + j37,66) \cdot 10^{-6} + (3,48 - j24,2) \cdot 10^{-6} = (3,48 + j51,91) \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_0 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{03} + \underline{Y}_{05}) = 0,5 \cdot (j79,62 + j76,7) \cdot 10^{-6} = j78,16 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Згідно нових параметрів схеми заміщення мережі визначаємо режимні параметри мережі при максимальних навантаженнях. Отримані результати приведені на рис. 2.1.

В результаті збільшення перерізу ділянки 0-5 $2 \times 150 \text{ мм}^2$ фактичний рівень напруги у вузлі 1 склав:

$$\partial U_1^\Phi = U_1' - U_1 = 111,99 - 111,65 = 0,34 \text{ кВ}.$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						55
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

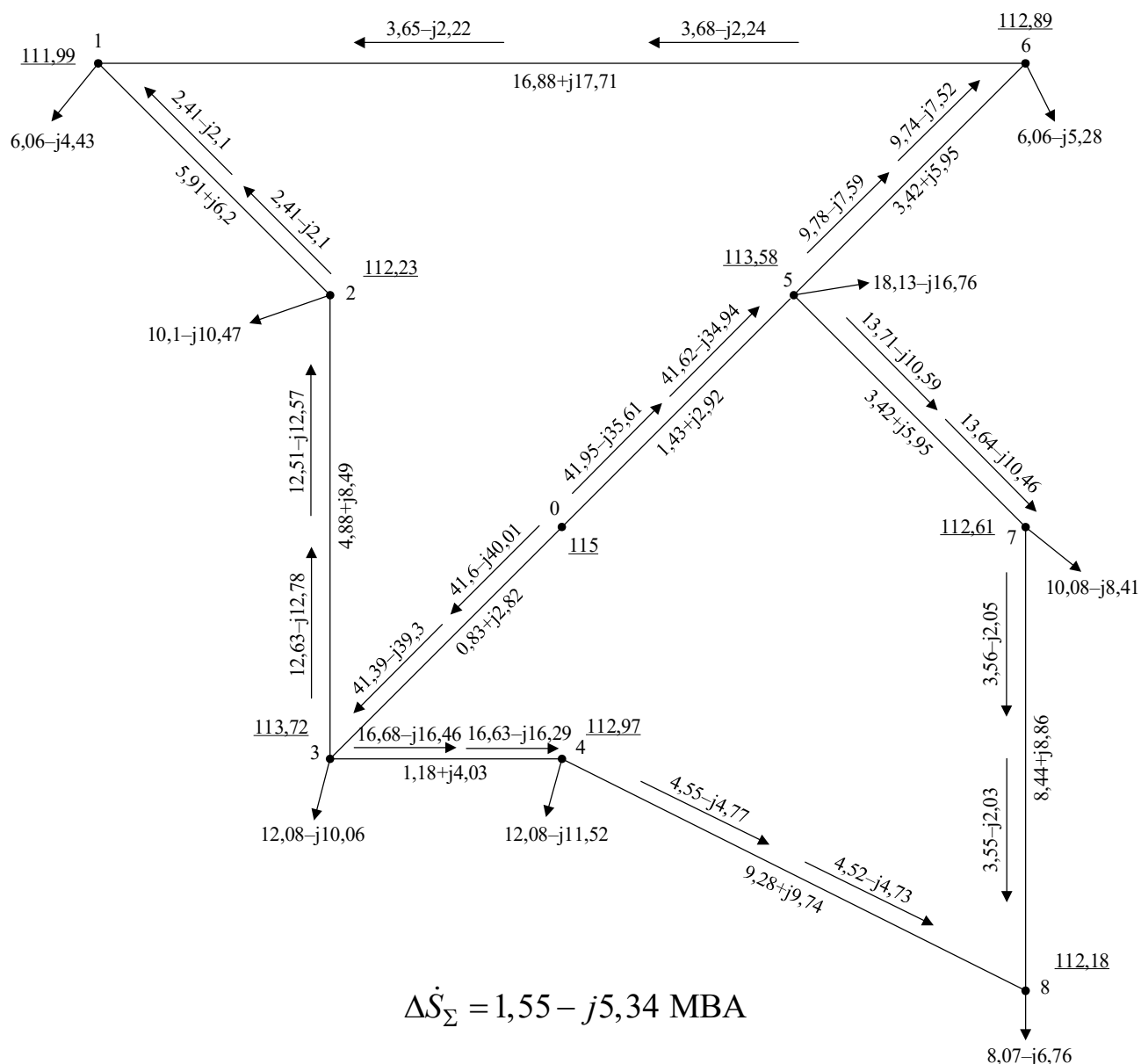


Рисунок 2.1 – Режим максимальних навантажень після збільшення перерізу ділянки 0-5 до $2 \times 150 \text{ мм}^2$

Та як бажаного рівня напруги досягти не вдалося необхідно продовжувати збільшувати переріз ділянки 0-5. Бажаний рівень напруги було досягнуто після збільшення перерізу ділянки 0-5 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$. Режимні параметр в режимі максимальних навантажень для даного випадку приведені на рис. 2.2.

В результаті збільшення перерізу ділянки 0-5 $2 \times 240 \text{ мм}^2$ фактичний рівень напруги у вузлі 1 склав:

$$\partial U_1^{\Phi} = U_1' - U_1 = 112,09 - 111,65 = 0,44 \text{ кВ.}$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

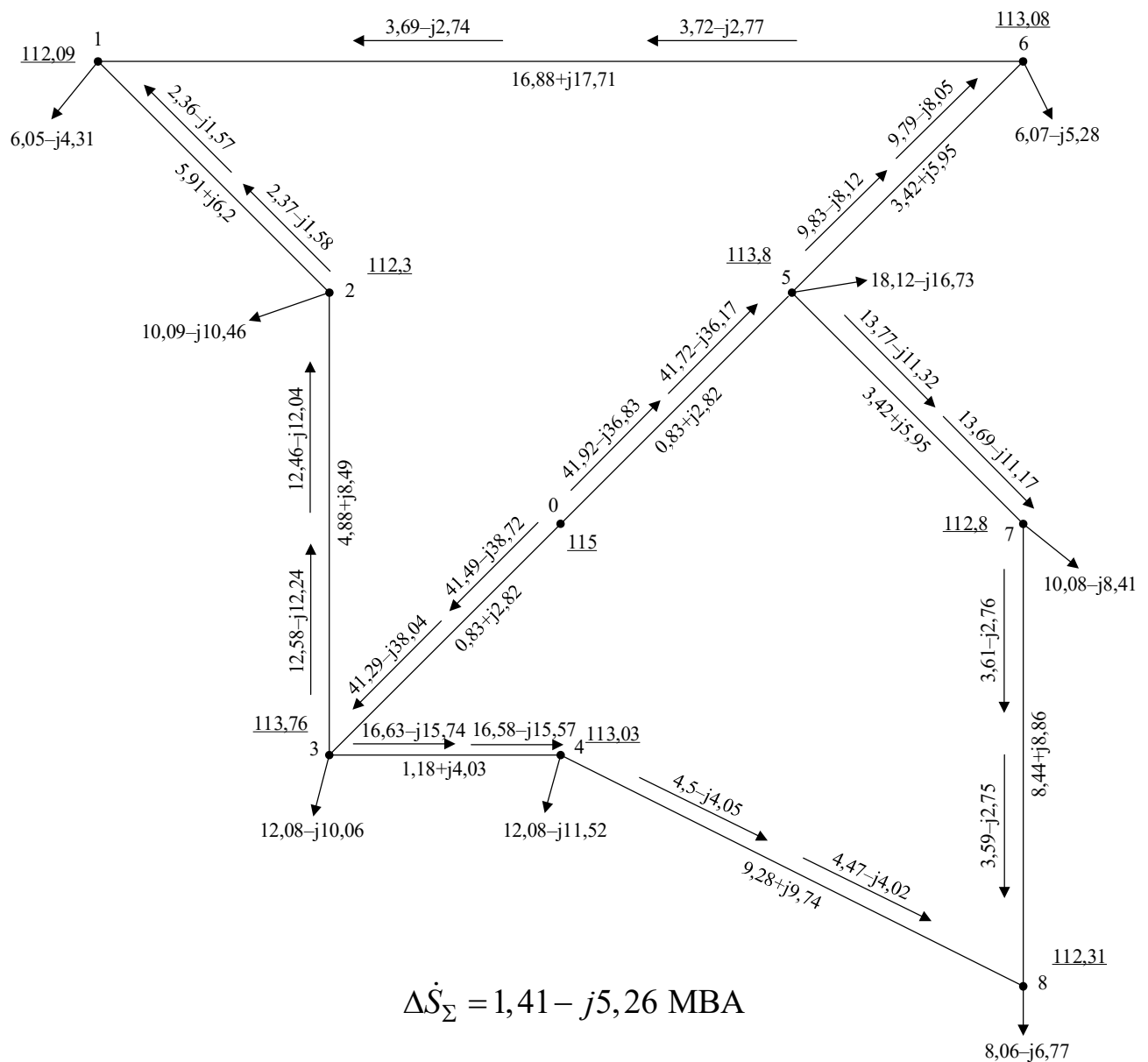


Рисунок 2.2 – Режим максимальних навантажень після збільшення перерізу ділянки 0-5 до $2 \times 240 \text{ мм}^2$

Переріз ділянки 0-5 $2 \times 240 \text{ мм}^2$ є максимально можливим для класу напруги 110 кВ, за величиною перерізу та кількістю кіл.

2.2 Установка поперечної компенсації

Другим розглянемо варіант забезпечення необхідного рівня напруги за допомогою установки поперечної компенсації (УППК).

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Бажаний рівень напруги у вузлі 1 приймаємо рівним значення, що було отримане при підсиленні головної ділянки, а саме 112,09 кВ.

Еквівалентуємо вихідну схему відносно вузла 1:

$$\underline{Z}_1 = \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{12} = (4,88 + j8,49) + (5,91 + j6,2) = 10,79 + j14,69 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_{16} + \underline{Z}_{56} = (16,88 + j17,71) + (3,42 + j5,95) = 20,3 + j23,66 \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_3 &= \underline{Z}_{57} + \underline{Z}_{78} + \underline{Z}_{48} + \underline{Z}_{34} = (3,42 + j5,95) + (8,44 + j8,86) + (9,28 + j9,74) + (1,18 + j4,03) = \\ &= 22,32 + j28,57 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_4 &= \frac{\underline{Z}_{03} \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_{03} + \underline{Z}_{05} + \underline{Z}_3} = \frac{(22,32 + j28,57) \cdot (0,83 + j2,82)}{(0,83 + j2,82) + (1,65 + j5,64) + (22,32 + j28,57)} = \\ &= 0,84 + j2,24 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_5 &= \frac{\underline{Z}_{05} \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_{03} + \underline{Z}_{05} + \underline{Z}_3} = \frac{(22,32 + j28,57) \cdot (1,65 + j5,64)}{(0,83 + j2,82) + (1,65 + j5,64) + (22,32 + j28,57)} = \\ &= 1,68 + j4,47 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_6 &= \frac{\underline{Z}_{03} \cdot \underline{Z}_{05}}{\underline{Z}_{03} + \underline{Z}_{05} + \underline{Z}_3} = \frac{(1,65 + j5,64) \cdot (0,83 + j2,82)}{(0,83 + j2,82) + (1,65 + j5,64) + (22,32 + j28,57)} = \\ &= 0,01 + j0,39 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\underline{Z}_7 = \underline{Z}_4 + \underline{Z}_1 = (0,84 + j2,24) + (10,79 + j14,69) = 11,63 + j16,93 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_8 = \underline{Z}_5 + \underline{Z}_2 = (1,68 + j4,47) + (20,3 + j23,66) = 21,97 + j28,13 \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_e &= \underline{Z}_6 + \frac{\underline{Z}_7 \cdot \underline{Z}_8}{\underline{Z}_7 + \underline{Z}_8} = (0,01 + j0,39) + \frac{(11,63 + j16,93) \cdot (21,97 + j28,13)}{(11,63 + j16,93) + (21,97 + j28,13)} = \\ &= 7,61 + j10,97 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Розрахункова потужність УППК становить:

$$Q_{\text{БСК1}}^p = \frac{U_{61} \cdot (U_{61} - U_1)}{x_{\Sigma 01}} = \frac{112,09 \cdot (112,09 - 111,64)}{10,97} = 4,64 \text{ МВАр.}$$

Для комплектації УППК використаємо конденсатори типу КЭК1-10,5-100-2

У1. Число послідовно включених конденсаторів складе:

$$n_{\text{пс}} = \frac{U_{61}}{\sqrt{3} \cdot U_0} = \frac{112,09}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,16 \rightarrow n'_{\text{пс}} = 7 \text{ шт.}$$

Значення фактичної напруги, яка прикладена до однієї конденсаторної банки становить:

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$U_{\phi} = \frac{U_{\phi 1}}{k \cdot n'_{\text{тс}}} = \frac{113,09}{\sqrt{3} \cdot 7} = 9,25 \text{ кВ.}$$

Уточнена величина розрахункової потужності УППК складе:

$$Q_{\text{БСК1}}^{\text{р}} = \left(\frac{U_0}{U_{\phi}} \right)^2 \cdot Q_{\text{БСК1}}^{\text{р}} = \left(\frac{10,5}{9,25} \right)^2 \cdot 4,64 = 5,98 \text{ МВАр.}$$

Необхідна кількість паралельно включених конденсаторів матиме наступне значення:

$$n_{\text{пар}} = \frac{k \cdot U_0 \cdot Q_{\text{БСК1}}^{\text{р}} \cdot 10^3}{3 \cdot U_{\phi 1} \cdot Q_0} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5,98 \cdot 10^3}{3 \cdot 112,09 \cdot 100} = 3,24 \rightarrow n'_{\text{пар}} = 4 \text{ шт.}$$

Значення встановленої потужності УППК становить:

$$Q_{\text{БСК1}}^{\text{вст}} = 3 \cdot n'_{\text{тс}} \cdot n'_{\text{пар}} \cdot Q_0 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 7 \cdot 4 \cdot 100 \cdot 10^{-3} = 8,4 \text{ МВАр.}$$

Значення фактичної потужності УППК складе:

$$Q_{\text{БСК1}}^{\text{д}} = \left(\frac{U_{\phi}}{U_0} \right)^2 \cdot Q_{\text{БСК1}}^{\text{вст}} = \left(\frac{9,25}{10,5} \right)^2 \cdot 8,4 = 6,51 \text{ МВАр.}$$

Знаходимо значення приведенного навантаження у вузлі 1 після встановлення УППК:

$$\dot{S}_{\text{пр1}} = \dot{S}_{\text{пр1}} + j \cdot Q_{\text{БСК1}}^{\text{д}} = (6,03 - j4,52) + j6,51 = 6,03 + j1,47 \text{ МВА.}$$

Режимні параметри роботи мережі в режимі максимальних навантажень після встановлення УППК у вузлі 1 зображено на рис. 2.3.

В результаті встановлення УППК у вузлі 1 значення фактичної надбавки напруги становить:

$$\partial U_1^{\phi} = U_1' - U_1 = 112,29 - 111,64 = 0,65 \text{ кВ.}$$

Розрахуємо значення відхилення отриманої напруги у вузлі 1 в результаті встановлення УППК від бажаної:

$$\frac{|U_1 - U_{\phi 1}|}{U_1} \cdot 100 = \frac{|112,29 - 112,09|}{112,09} \cdot 100 = 0,17 \text{ \%}.$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

[illegible]

2.3 Установка поздовжньої компенсації

Бажаний рівень напруги у вузлі 1 приймаємо рівним значення, що було отримане при підсиленні головної ділянки, а саме 112,09 кВ.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

УПК встановлюється у розріз регульованої ЛЕП, що пов'язана із контрольним пунктом. В даному випадку такими є ділянки 1-2 та 1-3. Розрахунки в програмі Mathcad показали, що більш ефективним є встановлення УПК на ділянці 1-2. Нижче приведено розрахунок параметрів УПК.

УПК встановлюємо на ділянці 1-2. Необхідний опір УПК для забезпечення необхідного рівня напруги у вузлі 1 матиме наступне значення:

$$x_{\text{УПК}12}^p = \frac{U_{61} \cdot (U_{61} - U_1)}{Q_{12}} = \frac{112,09 \cdot (112,09 - 111,65)}{-2,6} = -18,97 \text{ Ом.}$$

Ступінь компенсації ділянки 1-2 матиме наступне значення:

$$k_{k12} = \frac{|x_{\text{УПК}12}^p|}{x_{12}} = \frac{|-18,97| \cdot 100}{6,2} = 306,03 \text{ \%}.$$

Так як ступінь компенсації є більшим за 100 %, то для недопущення перекомпенсації кількість паралельно і послідовно включених конденсаторів будемо коригувати. Розрахунковий опір поділимо між двома установками УПК:

$$x_{\text{УПК}12}'^p = \frac{x_{\text{УПК}12}^p}{2} = \frac{-18,97}{2} = -9,49 \text{ Ом.}$$

Для комплектації УПК використаємо конденсатори типу КЭКП-0,66-80 УХЛ1У1. Число послідовно включених конденсаторів складе:

$$n_{\text{пс}} = \frac{S_{12} \cdot |x_{\text{УПК}12}'^p|}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot U_0} = \frac{\sqrt{4,49^2 + (-2,6)^2} \cdot 9,49}{\sqrt{3} \cdot 111,65 \cdot 0,66} = 0,39 \rightarrow n'_{\text{пс}} = 1 \text{ шт.}$$

Число паралельно включених конденсаторів становить:

$$n_{\text{пар}} = \frac{S_{12} \cdot U_0 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot Q_0} = \frac{\sqrt{4,49^2 + (-2,6)^2} \cdot 0,66 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 111,65 \cdot 80} = 0,22 \rightarrow n'_{\text{пар}} = 4 \text{ шт.}$$

Розрахунковий опір УПК є занадто великим для ділянки 1-2 та приведе до перекомпенсації, що недопустимо за режимом роботи релейного захисту. Тому корегуємо кількість послідовно включених конденсаторів. Значення опору одного конденсатора складе:

$$x_0 = -\frac{U_0^2 \cdot 10^3}{Q_0} = -\frac{0,66 \cdot 10^3}{80} = -8,25 \text{ Ом.}$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Число послідовно включених конденсаторів приймаємо рівним 1. Опір компенсації однієї УПК складе:

$$x_{\text{УПК12}}^{\phi} = \frac{x_0 \cdot n'_{\text{пс}}}{n'_{\text{пар}}} = \frac{-8.25 \cdot 1}{4} = -2,06 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір ділянки 1-2 з врахуванням двох УПК становить:

$$x_{\text{рез12}} = x_{\text{рез12}} + 2 \cdot x_{\text{УПК12}}^{\phi} = 6,2 + 2 \cdot (-2,06) = 2,07 \text{ Ом.}$$

Значення встановленої потужності УПК складе:

$$Q_{\text{УПК12}}^{\text{вст}} = 2 \cdot 3 \cdot n'_{\text{пс}} \cdot n'_{\text{пар}} \cdot Q_0 \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 4 \cdot 80 \cdot 10^{-3} = 1,92 \text{ МВАр.}$$

На рис. 2.4 представлені режимні параметри роботи мережі при максимальних навантаженнях після встановлення УПК на ділянці 1-2.

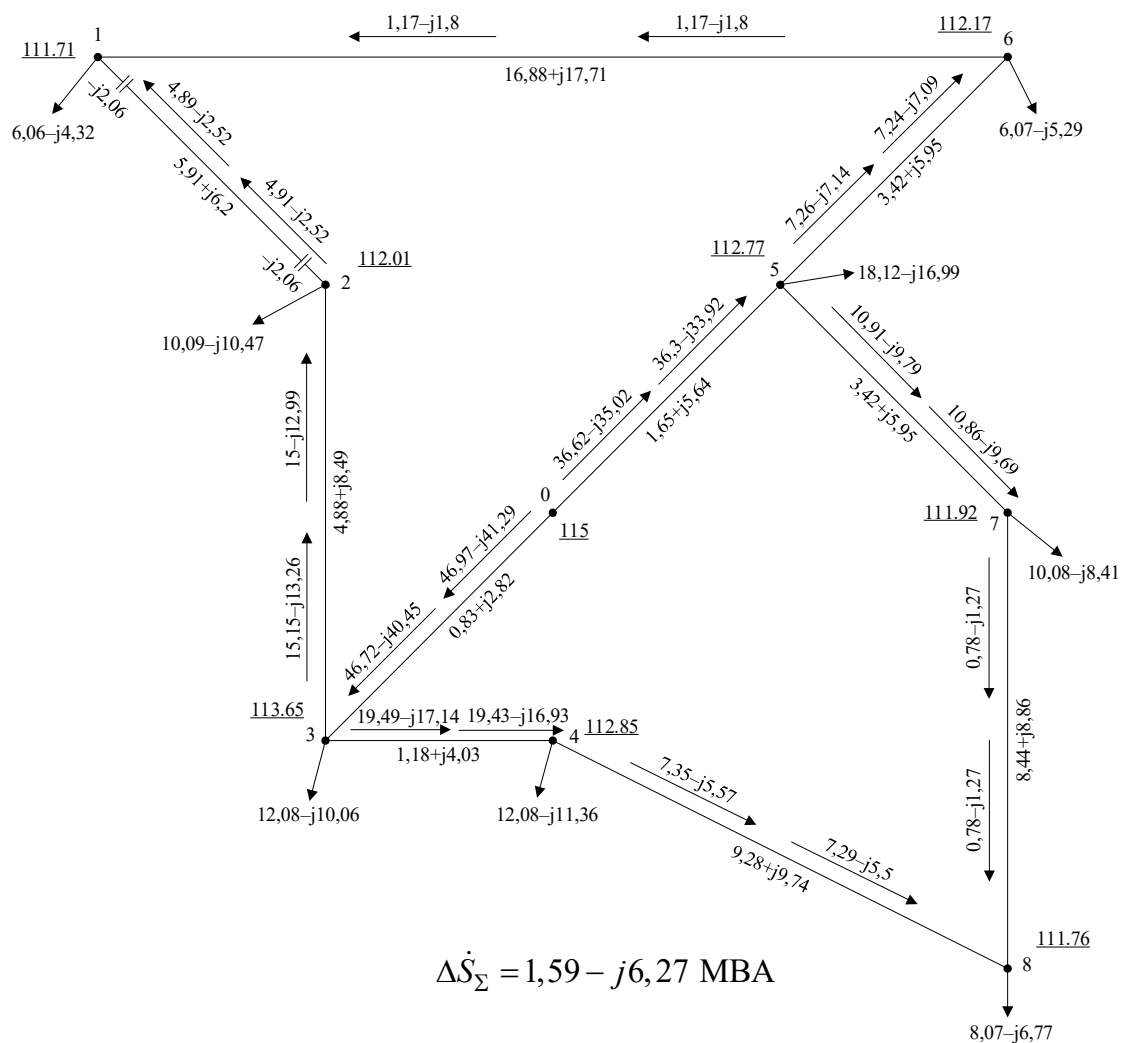


Рисунок 2.4 – Режим максимальних навантажень із врахуванням УПК на ділянці 1-2

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		62

В результаті встановлення УПК на ділянці 1-2 значення фактичної надбавки напруги у вузлі 1 становить:

$$\partial U_1^{\phi} = U'_1 - U_1 = 111,71 - 111,64 = 0,07 \text{ кВ.}$$

Як бачимо бажаної надбавки напруги у вузлі 1 досягти не вдалося. Отже, встановлюємо додаткову УПК на ділянці 2-3.

Кількість паралельно та послідовно включені конденсатори визначаються аналогічно до ділянки 1-2. Конденсатори також використовуються аналогічні.

Необхідна кількість послідовно включених конденсаторів складає 2 шт, а паралельно включених – 4 шт. Значення опору компенсації однієї УПК становить:

$$x_{\text{УПК}23}^{\phi} = \frac{x_0 \cdot n'_{\text{пс}}}{n'_{\text{пар}}} = \frac{-8,25 \cdot 2}{4} = -4,13 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір ділянки 2-3 з врахуванням двох УПК становить:

$$x_{\text{рез}23} = x_{\text{рез}23} + 2 \cdot x_{\text{УПК}23}^{\phi} = 8,49 + 2 \cdot (-4,13) = 0,24 \text{ Ом.}$$

На рис. 2.5 представлені режимні параметри роботи мережі при максимальних навантаження після встановлення УПК на ділянках 1-2 та 2-3.

В результаті встановлення УПП на ділянках 1-2 та 2-3 значення фактичної надбавки напруги у вузлі 1 становить:

$$\partial U_1^{\phi} = U'_1 - U_1 = 112,33 - 111,64 = 0,69 \text{ кВ.}$$

Розрахуємо значення відхилення отриманої напруги у вузлі 1 в результаті встановлення УПК від бажаної:

$$\frac{|U_1 - U_{\text{б1}}|}{U_1} \cdot 100 = \frac{|112,33 - 112,09|}{112,09} \cdot 100 = 0,21 \text{ \%}$$

Як бачимо відхилення рівня напруги у вузлі 1 складає менше 0,25 % від бажаної. Тому результат розрахунків можна вважати задовільним.

2.4 Техніко-економічне зіставлення варіантів регулювання напруги

Підсилення головних ділянок мережі.

Значення капіталовкладень в реконструкцію ділянки 0-5 становлять:

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

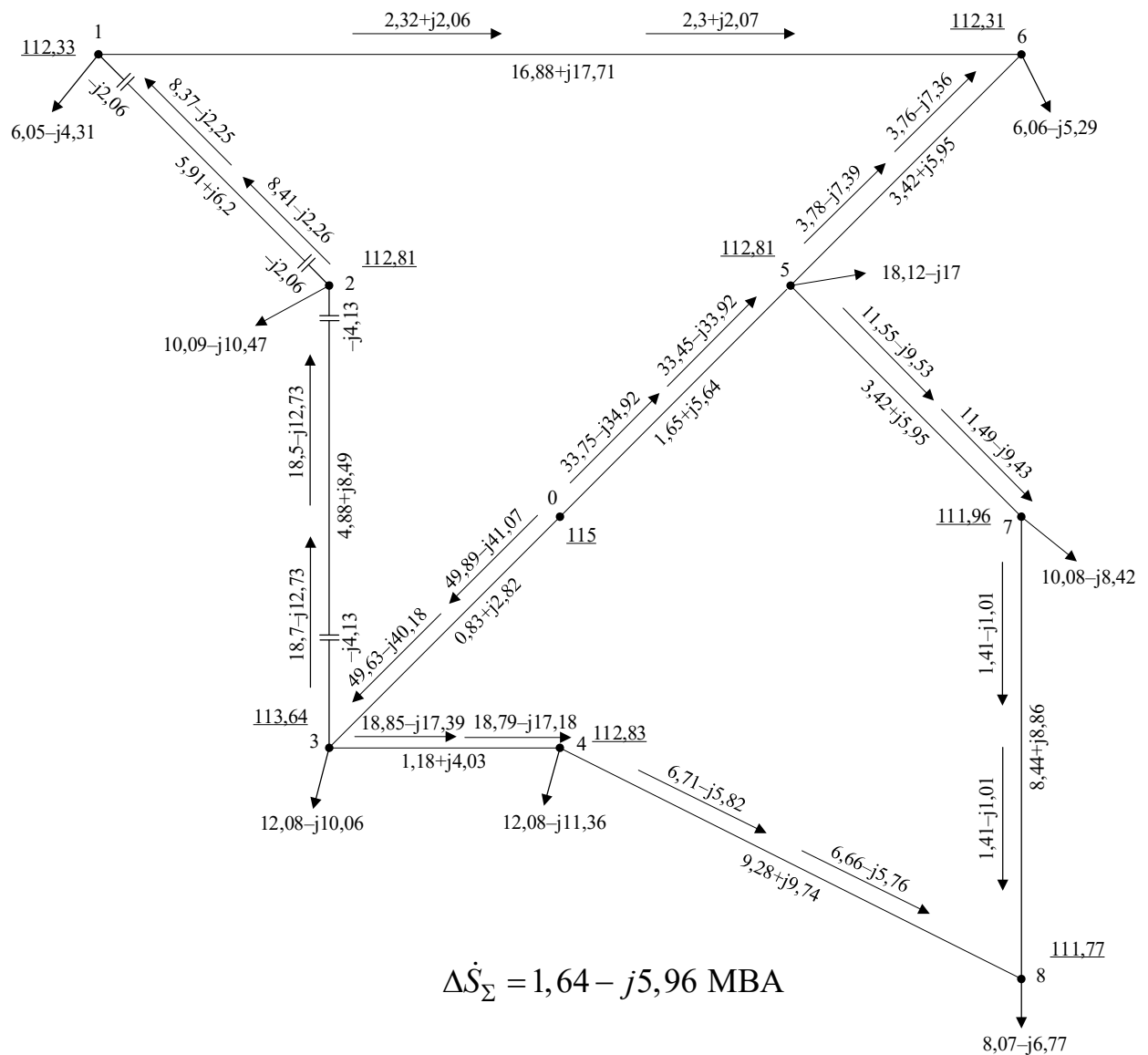


Рисунок 2.5 – Режим максимальних навантажень із врахуванням УПК на ділянках 1-2 та 2-3

$$K_{05} = K_{0(2 \times 240)} \cdot l_{05} = 2760 \cdot 14 = 38640 \text{ тис.грн};$$

Для переведення ділянки 0-5 в дволанцюгове виконання необхідно встановити дві додаткові комірки із вимикачами 110 кВ. Капіталовкладення для цього складуть:

$$K_{\text{пс05}} = K_0 \cdot n = 6621 \cdot 2 = 13248 \text{ тис.грн.}$$

Значення постійних та змінних втрат електроенергії становлять:

$$\Delta A_{\text{пост05}} = n \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot l_{05} \cdot T_{\text{вкл}} = 2 \cdot 0,08 \cdot 14 \cdot 8760 = 19622,4 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\Delta A_{\text{зм04}} = \Delta P_{04} \cdot \tau = 212,56 \cdot 2405 = 511200,71 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Значення функції дисконтованих затрат становить:

$$\begin{aligned} Z_{05} &= K_{05} + K_{\text{ЛС05}} + \frac{(p_{\text{РЛЛ}} \cdot K_{05} + p_{\text{РЛС}} \cdot K_{\text{ЛС05}}) + (Z'_e \cdot \Delta A_{\text{пост05}} + Z'' \cdot \Delta A_{\text{зм05}}) \cdot 10^{-5}}{E} = \\ &= 38640 + 13248 + \frac{(1,2 \cdot 38640 + 2,4 \cdot 13248) \cdot 10^{-2} + (200 \cdot 19622,4 + 250 \cdot 511200,71) \cdot 10^{-5}}{0,1} = \\ &= 72876,79 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

Використання УППК.

Значення капіталовкладень в установку УППК у вузлі 1 становить:

$$K_{\text{БСК}} = k \cdot 3 \cdot n_{\text{лс}} \cdot n_{\text{пар}} \cdot K_0 = 4 \cdot 3 \cdot 7 \cdot 4 \cdot 15,57 = 5230,31 \text{ тис.грн.}$$

Значення втрат електроенергії в конденсаторах становитимуть:

$$\Delta A_{\text{пост БСК}} = 0,003 \cdot T_{\text{БСК}} \cdot Q_{\text{БСК}} = 0,003 \cdot 7000 \cdot 6510 = 136710 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Значення постійних та змінних втрат обчислюються аналогічно до попередніх розрахунків, що виконувались для підсилення головних ділянок.

Значення функції дисконтованих затрат становить:

$$\begin{aligned} Z_{\text{БСК}} &= K_{\text{БСК}} + \frac{p_{\text{Р}} \cdot K_{\text{БСК}} + [Z'_e \cdot (\Delta A_{\text{пост}} + \Delta A_{\text{пост БСК}}) + Z'' \cdot \Delta A_{\text{зм}}] \cdot 10^{-5}}{E} = \\ &= 5230,31 + \frac{0,024 \cdot 5230,31 + [200 \cdot (9811,2 + 136710) + 250 \cdot 794864] \cdot 10^{-5}}{0,1} = \\ &= 29287,61 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

Використання УПК.

Значення капіталовкладень у встановлення УПК на ділянках 1-2 та 2-3 становить:

$$K_{\text{БСК12}} = k \cdot 3 \cdot n_{\text{лс}} \cdot n_{\text{пар}} \cdot K_0 = 4 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 4 \cdot 13,52 = 649,15 \text{ тис.грн.}$$

$$K_{\text{БСК23}} = k \cdot 3 \cdot n_{\text{лс}} \cdot n_{\text{пар}} \cdot K_0 = 4 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 4 \cdot 13,52 = 1298 \text{ тис.грн.}$$

Значення втрати електроенергії в конденсаторах становлять:

$$\Delta A_{\text{пост БСК12}} = 0,003 \cdot T_{\text{БСК}} \cdot Q_{\text{БСК}} = 0,003 \cdot 7000 \cdot 1920 = 40320 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

$$\Delta A_{\text{пост БСК23}} = 0,003 \cdot T_{\text{БСК}} \cdot Q_{\text{БСК}} = 0,003 \cdot 7000 \cdot 3840 = 80640 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Значення функція дисконтованих затрат становить:

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						65
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\begin{aligned}
Z_{\text{БСК}} &= (K_{\text{БСК12}} + K_{\text{БСК23}}) + \\
&+ \frac{p_p \cdot (K_{\text{БСК12}} + K_{\text{БСК23}}) + [3'_e \cdot (\Delta A_{\text{пост}} + \Delta A_{\text{пост БСК12}} + \Delta A_{\text{пост БСК23}}) + 3'' \cdot \Delta A_{\text{зм}}] \cdot 10^{-5}}{E} = \\
&= 1947 + \frac{0,024 \cdot 1947 + [200 \cdot (9811,2 + 40320 + 80640) + 250 \cdot 745185] \cdot 10^{-5}}{0,1} = \\
&= 25659,89 \text{ тис.грн.}
\end{aligned}$$

В табл. 2.1 наведено техніко-економічне зіставлення варіантів поліпшення режиму напруги в районній мережі 110 кВ.

Згідно даних табл. 2.1 мінімальне значення функція дисконтованих затрат має варіант встановлення УПК.

Таблиця 2.1 – Техніко–економічне зіставлення варіантів поліпшення режиму напруги

Показник	Підсилення головних ділянок	УППК	УПК
Капіталовкладення, тис. грн	38640	5230,31	1947
Норма дисконту, в.о.	0,1	0.1	0,1
Щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн/рік	463,68	125,53	46,74
Щорічні витрати на відшкодування втрат електроенергії, тис.грн/рік.	1317	2280	2125
Функція дисконтованих затрат, тис.грн	72876,79	29287,61	25659,89

Так як дисконтовані затрати на встановлення УППК порівняно із встановленням УПК більші тільки на 12%, то саме варіант встановлення УППК обираємо для застосування, як найбільш надійний та перспективний.

Висновки до розділу 2

Згідно проведеного аналізу варіантів поліпшення режиму напруги в районній мережі, а саме реконструкція мережі у формі підсилення головних ділянок, встановлення УППК та встановлення УПК до застосування обрано варіант встановлення УППК. Сумарні дисконтовані затрати для даного варіанту склали 29287,61 тис. грн, що на 12 % більше сумарних дисконтованих затрат для варіанту встановлення УПК, що складають 25659,89 тис. грн. Але до застосування обрано

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						66
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

УППК, як більш надійний та перспективний варіант. Для варіанту реконструкції мережі сумарні дисконтовані затрати склали 72876,79 тис. грн.

Після встановлення УППК у вузлі 1 напруга склала 112,99 кВ, а втрати потужності склали 1,59–j6,27 МВА. Після встановлення УПК на ділянках 1-2 та 2-3 напруга у вузлі 1 склала 112,33 кВ, а втрати потужності склали 1,64–j5,96 МВА. А при збільшенні перерізу ділянки 0-5 до 2×240 м² напруга у вузлі 1 склала 112,09 кВ, а втрати потужності склали 1,41–j5,26 МВА.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						67
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВИСНОВКИ

Аналіз п'яти запропонованих варіантів схеми районної електричної мережі номінальною напругою 110кВ за критерієм мінімуму кількості вимикачів та сумарної довжини ліній електропередавання дозволив знайти два найбільш доречні варіанти, а саме схеми №1 і №2. Виконано вибір кількості та типу силових трансформаторів для восьми ПС 110 кВ. Для повітряних ліній електропередавання обрано кількість ланцюгів та оптимальний переріз проводів.

Згідно техніко-економічного зіставлення варіантів схеми №1 та №2 до подальшої реалізації обрано варіант №2, для якого значення функції дисконтованих затрат склало 1242550,21 тис. грн, а для варіанту №1 – 1296255,53 тис. грн. Також варіант №2 має менші втрати активної енергії.

Для обраного варіанту схеми розраховано режимні параметри при максимальних навантаженнях та в післяаварійному режимі. Втрати потужності в режимі максимальних навантажень склали 1,59–j6,28 МВА, а в післяаварійному режимі – 5,54–j13,19 МВА. Також для розглянутих режимів обрано положення регульовальних відгалужень РПН та ПБЗ.

Згідно проведеного аналізу варіантів поліпшення режиму напруги в районній мережі до застосування обрано варіант встановлення УППК. Сумарні дисконтовані затрати для даного варіанту склали 29287,61 тис. грн, що на 12 % більше сумарних дисконтованих затрат для варіанту встановлення УПК, що складають 25659,89 тис. грн. Але до застосування обрано УППК, як більш надійний та перспективний варіант. Для варіанту реконструкції мережі сумарні дисконтовані затрати склали 72876,79 тис. грн.

При використанні УППК у вузлі 1 напруга склала 112,99 кВ, а втрати потужності склали 1,59–j6,27 МВА. Після встановлення УПК на ділянках 1-2 та 2-3 напруга у вузлі 1 склала 112,33 кВ, а втрати потужності склали 1,64–j5,96 МВА. А при збільшенні перерізу ділянки 0-5 до 2×240 м² напруга у вузлі 1 склала 112,09 кВ, а втрати потужності склали 1,41–j5,26 МВА.

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						68
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сулейманов В.М., Чижевський В.В. Районні електричні мережі: Метод. вказівки до викон. дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології». Київ: НТУУ «КПІ», 2007. 100 с.

2. Сулейманов В.М., Чижевський В.В., Лутчин М.М., Гижа В.О. Регулювання режимів електричних систем: метод. вказівки до викон. контрольних робіт з дисципліни для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології». Київ: НТУУ «КПІ», 2011. 110 с.

3. Кацадзе Т.Л., Паненко О.М. Математичні моделі електричних систем: метод. вказівки до викон. модульної контрольної роботи з дисципліни для студ. денної форми та студ.-іноземців напрямку підготовки «Електротехніка та електротехнології» програми професійного спрямування «Електричні системи і мережі». Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 59 с.

4. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж: навчальний посіб. Київ: НТУУ «КПІ», 2014. 130 с.

5. Правила улаштування електроустановок.: М-во енергетики та вугільної пром-сті України. Київ, 2017. 617 с.

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

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						69
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ДОДАТОК А.
Результати перевірки на плагіат

					ДП8102.141.001.ПЗ	Арк.
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Ім'я користувача:
Чижевський Володимир Валерійович

ID перевірки:
1008256093

Дата перевірки:
10.06.2021 12:17:25 EEST

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:
10.06.2021 12:17:56 EEST

ID користувача:
100006981

Назва документа: Бурковський

Кількість сторінок: 71 Кількість слів: 16317 Кількість символів: 92658 Розмір файлу: 2.69 MB ID файлу: 1008327495

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

23.1%
Схожість

Найбільша схожість: 14.7% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1008326344)

11.9% Джерела з Інтернету

302

Сторінка 73

20% Джерела з Бібліотеки

488

Сторінка 79

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0%
Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

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

Замінені символи

217

Підозріле форматування

22
сторінки