

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»
Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій
Кафедра електричної інженерії

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____	О. КОЛЛАРОВ
(підпис)	(ініціали, прізвище)
«___» _____	2023 р.

Кваліфікаційна робота
бакалавра

на тему Розробка заходів із підвищення надійності передавання

електроенергії в мережі 110 кВ

Виконав студент 4 курсу, групи ЕЛК-19
(шифр групи)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
підготовки _____
(шифр і назва спеціальності підготовки)

та електромеханіка»

Олександр НЕПОТАЧОВ	
(ім'я та прізвище)	(підпис)

Керівник	К. Т. Н., доц., Н. САВЧЕНКО	
	(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище)	(підпис)

Рецензент		
	(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище)	(підпис)

Нормоконтроль:

Е.НЕМЦЕВ	
(підпис)	
05.06.2023	
(дата)	

Засвідчую, що у цій випускній кваліфікаційній роботі немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент	
(підпис)	
05.06.2023	
(дата)	

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»

Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь: бакалавр

Спеціальність: електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ (О. КОЛЛАРОВ)

« » _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Олександр **НЕПОТАЧОВУ**

(ім'я та прізвище)

1. Тема роботи: Розробка заходів із підвищення надійності передавання електроенергії в мережі 110 кВ

керівник роботи Наталя САВЧЕНКО, канд. техн. наук, доцент
(ім'я та прізвище, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від _____ № _____

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Однолінійна схема нормального режиму

ПрАТ «Львівобленерго» (схема з'єднань мережі 35/110); встановлені
потужності трансформаторних ПС району електропостачання

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

1. Інноваційні напрямки технічних рішень передачі електроенергії.

2. Характеристика та перспективи розвитку ділянки електричних мереж 110кВ

3. Розробка заходів з підвищення надійності роботи ЛЕП 110кВ.

4. Розробка заходів з підвищення надійності роботи ПС 110 кВ.

5. Розробка заходів з охорони праці.

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

Вісім слайдів презентаційного матеріалу.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Ініціали, прізвище та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділи 1 – 4	Н. САВЧЕНКО, доц. каф.		
Розділ 5	О. КОЛЛАРОВ, зав. каф.		
Нормоконтроль	Е. НЄМЦЕВ, ст.викл.		

7. Дата видачі завдання 05 травня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розділ 1	05.05.23 – 12.05.23	
2.	Розділ 2	13.05.23 – 23.05.23	
3.	Розділ 3	24.05.23 – 27.05.23	
4.	Розділ 4	28.05.23 – 31.05.23	
5.	Розділ 5	01.06.23 – 05.06.23	
6.			
7.			
8.			
9.			

Студент _____
(підпис)

Олександр НЕПОТАЧОВ
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Наталя САВЧЕНКО
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Олександр НЕПОТАЧОВ. Розробка заходів із підвищення надійності передавання електроенергії в мережі 110 кВ / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «Бакалавр» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – ДВНЗ ДонНТУ, Луцьк, 2023.

Дипломна робота складається з вступу, чотирьох розділів основної частини, висновку, списку використаних джерел та додатку.

У першому розділі розглянуті іноваційні напрямки технічних рішень передачі електроенергії.

У другому розділі було розібрано характеристики та перспективи розвитку електричних мереж 110 кВ.

У третьому розділі розроблені заходи з підвищення надійності роботи ЛЕП 110 кВ.

У четвертому розділі розроблені заходи з підвищення надійності роботи ПС 110 кВ.

Ключові слова: електрична мережа, потокрозподіл, вибір обладнання підстанцій, джерело живлення, лінія електропередачі (ЛЕП).

ЗМІСТ

ЗАВДАННЯ	2
АНОТАЦІЯ	4
ВСТУП	7
1 ІННОВАЦІЙНІ НАПРЯМКИ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	9
1.1 Аналіз стану електричних мереж України	9
1.2 Сучасні напрямки технічних рішень передачі електроенергії	12
1.2.1 Високовольтні постійні мережі передачі електроенергії	13
1.2.2 Розумна мережа передачі (Smart Grid)	14
1.2.3 Технології зберігання енергії	15
1.3 Надійність роботи електричних мереж та засоби її підвищення	16
1.4 Висновки за першим розділом	18
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 кВ	19
2.1 Загальний аналіз стану електричних мереж ПрАТ "Львівобленерго" ...	19
2.2 Обґрунтування заходів з розвитку електричних мереж 110 кВ та технічного переоснащення підстанцій	28
2.3 Розрахунок режимів роботи електричної мережі 110 кВ	31
2.3.1 Попередній розрахунок поточкорозподілу навантажень при зміні конфігурації електричної мережі	32
2.3.2 Вибір кількості ланцюгів та перетинів ділянок	36
2.3.3 Розрахунок параметрів схеми заміщення мережі	45
2.3.4 Розрахунок максимального та післяаварійного режимів роботи мережі	58
2.4 Висновки за другим розділом.	79

3 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ	
ЛЕП 110 кВ	80
3.1 Підсилення ділянок ЛЕП	80
3.2 Розрахунок і вибір установок поперечної компенсації	84
3.3 Розрахунок та вибір установок продольної компенсації	87
3.4 Висновки за третім розділом	90
4 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ	
ПС 110 кВ	91
4.1 Вибір сучасних електричних апаратів захисту та комутації	91
4.2 Вибір акумуляторних батарей	92
4.3 Висновки за четвертим розділом	94
ВИСНОВКИ	95
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	97
ДОДАТОК А. ГРАФІЧНА ЧАСТИНА	99
ДОДАТОК Б. ОХОРОНА ПРАЦІ	107
ДОДАТОК В. ПЕРЕЛІК ЗАУВАЖЕНЬ НОРМОКОНТРОЛЕРА ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	117

ВСТУП

Об'єднана енергетична система України - це комплексна система, яка включає різні типи електростанцій, електричних і теплових мереж та інші об'єкти електроенергетики, об'єднані спільним процесом виробництва, передачі і розподілу електричної і теплової енергії за централізованого управління. Основу виробництва електроенергії в ОЕС України сьогодні складають атомні електростанції. Вони генерують понад 50% загального виробництва енергії в Україні та покривають потребу в базовій енергії. Пікові навантаження покривають ГЕС, ГАЕС та інші установки, маневрені і мобільні, тобто швидко вмикаються і вимикаються.

Стрімке зростання тарифів на електроенергію спонукає не лише малі та середні підприємства, а й населення України до використання сонячних колекторів та електростанцій, фотоелектричних панелей, малих, міні- та мікро гідроелектростанцій, комбінованих теплоелектростанцій, вітрогенераторів та ін. За рахунок використання споживачами власних відновлюваних джерел енергії зменшується споживання дорогої електроенергії з електростанцій. Поточні тарифи на електроенергію, вироблену такими активними споживачами (АС), і політика пільгового кредитування заохочують споживачів використовувати відновлювані джерела енергії за допомогою вбудованих систем обліку, вимірювання та діагностики SMART, систем релейного захисту та автоматизації SMART. Останні створюють умови для: гнучкого регулювання вузлових напруг як показників якості електроенергії; контроль напрямків і значень струмів у лінійних і трансформаторних відгалуженнях розподільної мережі та уникнення їх перевантаження в аварійних ситуаціях; зниження частки вартості традиційних видів палива у вартості електроенергії, що постачається споживачам; зменшення впливу на навколишнє середовище традиційних джерел електроенергії за рахунок скорочення їх виробництва, зниження собівартості продукції, що

виготовляється споживачами за рахунок зменшення витрат на споживання. Ще одним фактором, що сприяє розвитку ВДЕ та ширшому впровадженню децентралізованих джерел електроенергії, є їх екологічна привабливість. З іншого боку, виробництво електроенергії з ВДЕ залежить від природних факторів, що призводить до недостатньої потужності мережі. З огляду на це та незважаючи на енергетичну стратегію України, спрямовану на збільшення частки відновлюваної енергетики в загальній генерації, важливо забезпечити не лише збільшення частки відновлюваної енергії, а й надійну та безпечну роботу традиційних джерел генерації електроенергії.

Реалізація цих переваг сильно залежить від здатності передавати електроенергію споживачам. Основою для такої передачі є лінії електропередачі (ЛЕП). Ефективність ЛЕП значною мірою залежить від надійної роботи її елементів: від схеми електромережі, від можливості резервування, від місць установки та оптимального використання розподільних пристроїв (роз'єднувачів, вимикачів, повторного вмикання), з автоматизації, виявлення, реєстрації та передачі інформації про параметри роботи електричної мережі та локалізацію пошкоджень в ЛЕП.

Відомо, що будівництво та експлуатація ЛЕП 6-10 кВ та 0,4 кВ займає більше половини загальних витрат на постачання електроенергії споживачам в електромережі. Тому з економічних міркувань ці лінії часто будуються як повітряні лінії, при цьому 70-80% витрат припадає на будівництво. Ефективними шляхами зниження витрат електроенергії є зменшення довжини ліній електропередач, удосконалення методів механічного розрахунку проводів і опор, використання нових матеріалів.

1 ІННОВАЦІЙНІ НАПРЯМКИ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.1 Аналіз стану електричних мереж України

Стан електромереж України можна оцінювати з різних позицій – економічної, технічної та соціальної.

Загалом електроенергетична система України досить розвинена, та водночас має деякі свої проблеми. Наприклад, вона страждає від відсутності інвестицій у модернізацію та розширення електромереж, що призводить до погіршення якості електропостачання та збільшення кількості аварій. Іншою проблемою є висока залежність виробництва електроенергії від імпорту вугілля, що посилює залежність від зовнішніх постачальників і підвищує вартість виробництва електроенергії [6].

З технічної точки зору українські електромережі вже давно потребують модернізації та розширення. Більшість електромереж були побудовані в 1960-1970-х роках, і багато з них потребують ремонту та заміни. Також існують проблеми з підвищенням енергоефективності та зниженням вартості електроенергії.

У соціальному плані стан електромереж України впливає на життя населення. Завдяки електроенергії українці можуть користуватися побутовою технікою, підтримувати комунікації, розвивати бізнес. Проте відсутність електроенергії чи низька якість постачання можуть суттєво вплинути на якість життя людей, у тому числі через впливає на обмеження можливостей для роботи, освіти та розвитку. Тому стан електромереж України складний і залежить від багатьох факторів.

В Україні працює понад 60 електростанцій, більша частина яких працює на вуглеводневому паливі. За даними Держенергоефективності та

енергозбереження, за 2020 рік в Україні було вироблено 140,6 млрд кВт·год електроенергії.

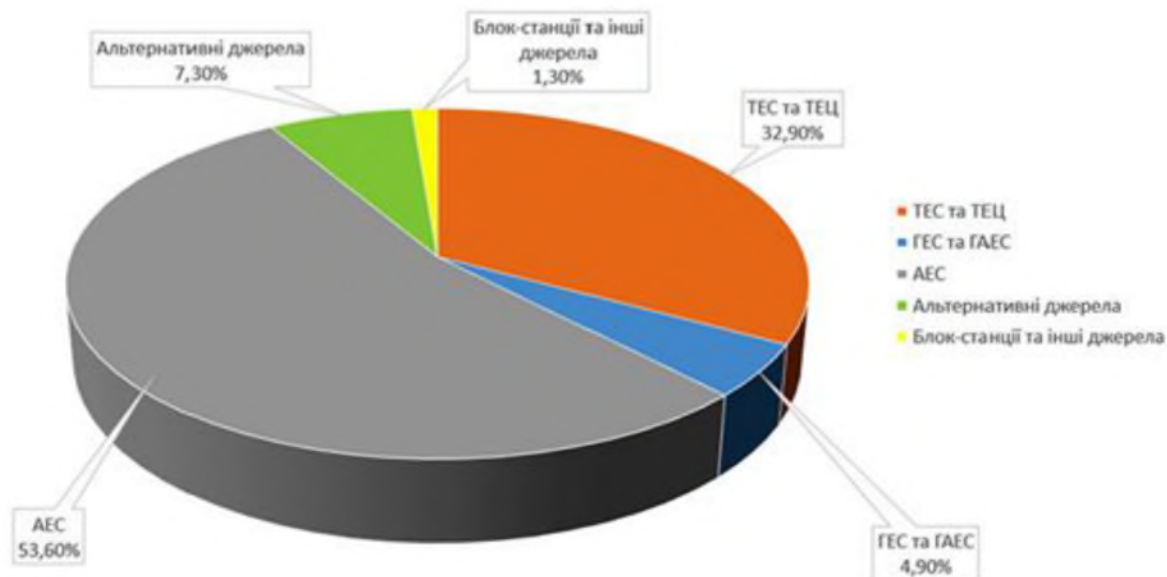


Рисунок 1.1 – Структура виробництва електроенергії в Україні за 6 місяців 2020 р.

Найбільшими виробниками електроенергії в країні є ДТЕК, НЕК «Укренерго» та НАЕК «Енергоатом».

Через опір ліній електропередач та інших факторів, при передачі електроенергії від виробника до споживача, виникають втрати електроенергії. В Україні ці втрати досягають близько 12%. Крім того, в нашій країні існують проблеми зі станом електромереж та об'єктів, що призводить до аварій та відключень електроенергії. Втрати наведені на рис. 1.2

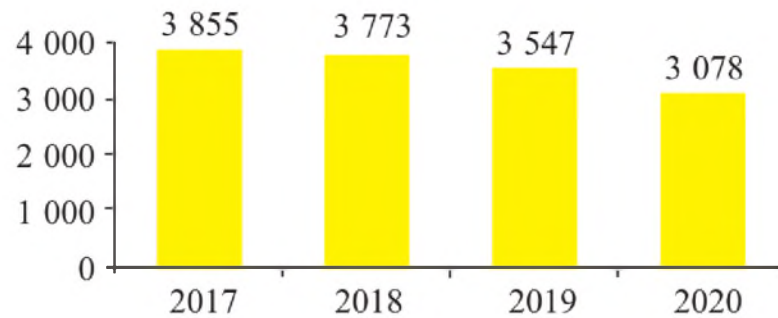


Рисунок 1.2 – Фактичні втрати електроенергії в магістральних електричних мережах України, за 2017...2020 роки, млн. кВт·год

В Україні налічується велика кількість промислових підприємств, які споживають багато електроенергії. Проте споживання електроенергії в Україні значно нижче, ніж у більшості європейських країн. За даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, середнє споживання електроенергії у 2020 році складало 2,7 тис. кВт·год на одну особу та для інших типів споживачів, наведених на рис. 1.3.

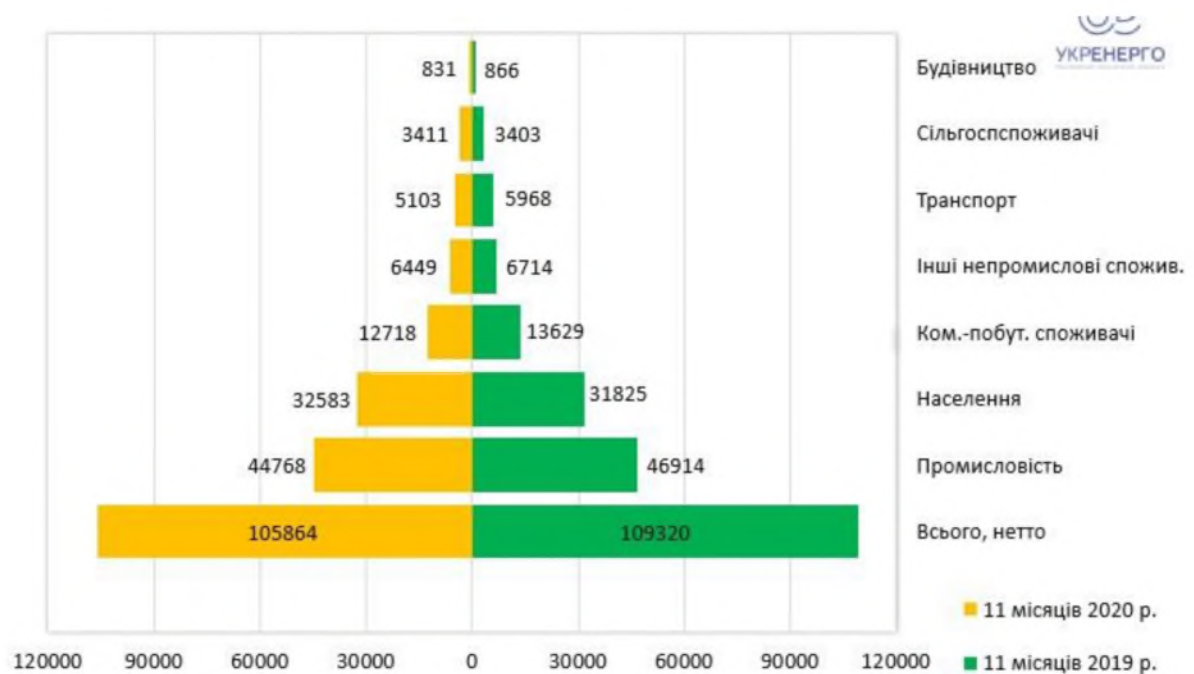


Рисунок 1.3 – Споживання електроенергії за 11 місяців 2019 та 2020 років, кВт·год

Україна має значний потенціал для виробництва електроенергії з відновлюваних джерел, таких як сонце, вітер, гідроенергія та біомаса. У 2020 році, за даними Міністерства енергетики, відновлювальна енергетика становила близько 5,4% від загального виробництва електроенергії. До 2035 року українським урядом планується збільшити відносну частку відновлюваної енергетики до 25%.

1.2 Сучасні напрямки технічних рішень передачі електроенергії

Існує декілька можливих технічних рішень для передачі електроенергії, які вже доволі непогано зарекомендували себе на практиці. Для того, щоб забезпечити ще більш ефективну та стабільну енергосистему в майбутньому, багато розробників та дослідників продовжують працювати над новими технологіями та методами передачі електроенергії

В наступних підпунктах вказані деякі актуальні області технічних рішень для передачі електроенергії.

1.2.1 Високовольтні постійні мережі передачі електроенергії

Високовольтні мережі постійного струму (HVDC) — це системи передачі електроенергії, які використовують постійний струм напругою понад 100 кВ [4].

Вигляд ліній наведено на рис. 1.4.



Рисунок 1.4 – Високовольтні лінії електропередач

Однією з переваг високовольтних мереж постійного струму є менші втрати енергії порівняно зі звичайним змінним струмом. Це пояснюється тим, що при використанні постійного струму відсутній скін-ефект або реактивні втрати, що характерні для змінного струму.

Крім того, за допомогою HVDC з'являється можливість передачі електроенергії на великі відстані без необхідності встановлення додаткових трансформаторів для зміни напруги, оскільки вони працюють при високій напрузі. Однак використання HVDC також має і недоліки, такі як висока вартість будівництва та їх обслуговування, необхідність використання спеціальних трансформаторів напруги, складність підключення нових джерел живлення і обмежена можливість регулювання потужності в мережі.

1.2.2 Розумна мережа передачі (Smart Grid)

Інтелектуальна мережа передачі (Smart Grid) – це мережа енергопостачання для оптимізації та ефективного управління процесом передачі електроенергії через використання сучасних технологій [2].

Приклад роботи зображено на рис. 1.5.

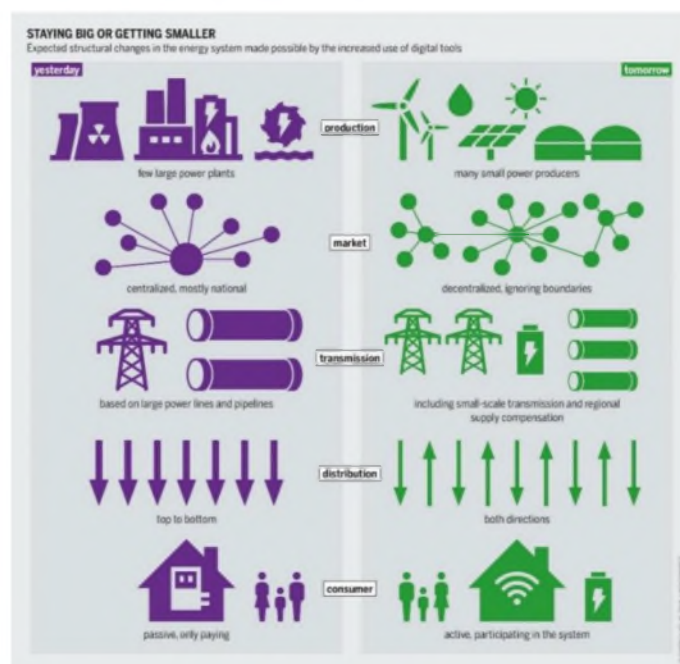


Рисунок 1.5 – Характеристики традиційної системи (ліворуч) та інтелектуальної (праворуч)

Основна ідея розумних мереж полягає в тому, щоб створити мережу, яка може саморегулюватися, оптимізувати споживання та розподіл енергії з різних джерел. Для цього використовуються передові технології збору й аналізу даних, дистанційного керування мережею, і елементи штучного інтелекту для вирішення різноманітних завдань.

Переваги розумних мереж включають менші втрати електроенергії, більшу стійкість до аварій і нижчі витрати на обслуговування мережі. Розумні мережі

також можуть більш ефективно використовувати відновлювані джерела енергії та підтримують розумні будівлі та інші розумні системи.

Однак, впровадження інтелектуальних мереж також приносить виклики та проблеми. Наприклад, необхідність стандартизувати та інтегрувати різні технології, забезпечити кібербезпеку та захист даних, а також забезпечити гарну підтримку з боку споживачів електроенергії.

1.2.3 Технології зберігання енергії

Зберігання виробленої електроенергії для подальшого використання, коли вона потрібна найбільше, являється можливою через використання технологій зберігання енергії. Такі технології важливі для підтримки стабільності та надійності енергосистеми.

Найважливіші технології зберігання енергії включають наступне:

1. Акумуляторні батареї: це технологія накопичення електроенергії, яка використовується для мобільних пристроїв і електромобілів. Також вони широко використовуються для зберігання електроенергії виробленої сонячними панелями і вітровими турбінами.

2. Насосні та гравітаційні системи зберігання: ці системи використовують механічну енергію для зберігання та відновлення електроенергії. Вони враховують резервуари, в яких енергія води може накопичуватися для подальшого виробництва електроенергії.

3. Суперконденсатори (іоністори): це технологія зберігання енергії, яка дозволяє накопичувати енергію у великих кількостях за допомогою електростатичного поля. Вони мають можливість забезпечувати високу швидкість зберігання та вивільнення енергії.

4. Системи накопичення тепла: ця технологія використовує теплову енергію для зберігання електроенергії, вона використовує теплоаккумулятори для накопичення та подальшого використання для виробництва електроенергії.

5. Системи зберігання водню: ця технологія використовується для зберігання електроенергії у формі води. Для водню, який зберігають у стисненому або рідкому стані, а потім використовують для виробництва електроенергії, створюють спеціальні водневі резервуари.

6. Літій-іонні конденсатори: це новітня технологія накопичення енергії, яка поєднує в собі переваги акумуляторних батарей і суперконденсаторів. Вони можуть надати високу швидкість зберігання та вивільнення енергії в будь-який час, а також високу ємність для зберігання.

Кожна з цих технологій має свої переваги та недоліки. Наприклад, батареї широко використовуються та ефективні для зберігання невеликої кількості енергії і являються не ефективними для великих кількостей. Насосні та гравітаційні системи зберігання мають можливість накопичувати велику кількість енергії, але вони потребують значних інвестицій та обслуговування. Технології зберігання водню мають свій потенціал в використанні, але їх застосування ще не стало широко поширеним.

Загалом технології накопичення енергії відіграють важливу роль у забезпеченні стабільної та ефективної енергетичної системи та є ключовим елементом переходу до системи відновлюваної енергетики.

1.3 Надійність роботи електричних мереж та засоби її підвищення

Надійність – це властивість зберігати у встановлених межах значення всіх параметрів, які характеризують здатність об'єкта виконувати задані функції в

заданій формі і протягом тривалого часу при певних умовах використання: технічного обслуговування, транспортування і зберігання [1; 5].

Надійність електромереж та електрообладнання є дуже важливим питанням, оскільки від цього залежить безпека та ефективність електропостачання.

Для забезпечення надійної роботи систем живлення та електрообладнання необхідно враховувати наступні фактори [5]:

- проектування системи;

Для досягнення надійності електромережі необхідно правильно спроектувати систему з урахуванням усіх факторів, які можуть вплинути на її роботу, таких як: розмір мережі, кількість споживачів, тип електрообладнання, тощо. Проект також повинен враховувати можливі ризики та заходи безпеки.

- монтаж і налагодження;

Надійна робота електромереж та електрообладнання залежить від правильного встановлення та введення обладнання в експлуатацію. Неправильне підключення може призвести до короткого замикання або інших небезпечних ситуацій.

- регулярне обслуговування та технічний огляд;

Регулярне технічне обслуговування та огляд електромережі та обладнання мають важливе значення для підтримки їх надійної роботи. Це дозволить визначити та усунути можливі проблеми, які можуть статися під час роботи.

- заходи безпеки;

Надійність електромережі та електрообладнання також залежить від заходів безпеки, таких як: використання пристроїв захисту, обмеження максимальної потужності електрообладнання, розроблення плану евакуації на випадок надзвичайних ситуацій.

- резервне живлення;

Для забезпечення надійності електричної мережі є можливість використання аварійного джерела живлення, наприклад: дизельні генератори або батареї, що можуть автоматично вмикатися під час відключення електроенергії.

- моніторинг і контроль;

Щоб забезпечити ефективне управління електромережею та зменшити ризик аварій, слід використовувати системи моніторингу та контролю для постійного перегляду параметрів електромережі в реальному часі та вживати необхідних заходів у разі виникнення проблем.

Усі ці фактори є важливими для забезпечення надійної роботи електромережі та обладнання. Щоб досягти цієї мети необхідно ретельно дотримуватися всіх правил і норм проектування, монтажу, обслуговування та експлуатації [11]. На випадок аварій необхідно мати плани евакуації та інші заходи безпеки. Це дозволить забезпечити безперебійну роботу електромереж та обладнання, що дуже важливо для безпеки бізнесу та життя.

1.4 Висновки за першим розділом

У першому розділі був проведений аналіз стану електричних мереж України, розібрані сучасні напрямки рішень передачі електроенергії, а саме: використання високовольтних постійних мереж передачі електроенергії, використання Smart Grid та її переваги, а також технології зберігання електроенергії. Ще в цьому розділі було розібрано як підвищити надійність роботи електричних мереж.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 кВ

2.1 Загальний аналіз стану електричних мереж ПрАТ "Львівобленерго"

Компанія «Львівобленерго» була заснована у 1995 р. Вона постачає електроенергію споживачам Львівської області за регульованим тарифом та передає її локальним електромережам. Забезпечує електроенергією 952235 споживачів Львівської області. Обсяг відпущеної в мережу компанії електроенергії становить 4790,5 млн. кВт·год. Виробнича потужність становить 4945 МВт, довжина ліній електропередачі на повній напрузі – 40111 км.

Основне обладнання, встановлене в ПрАТ «Львівобленерго», випущено переважно в 1950-1970 рр. минулого століття, працює в безперервному режимі та визначає надійність і економічність роботи. Воно поступається сучасним апаратам за основними технічними характеристиками (масогабаритні показники, показники надійності та економічності та ін.) вони поступаються сучасним апаратам і потребують значних витрат на ремонт. Наприклад, 47% трансформаторів, 51% вимикачів 35-110кВ і 36% вимикачів 6-110кВ на підстанціях 35-110кВ експлуатуються більше 40 років. Цей стан негативно впливає на зростання втрат електроенергії в системі розподілу, зменшує можливість запобігання технічним порушенням, тобто пошкодженням електроустановок та порушенням їх ефективності, а також призводить до порушень нормального та надійного електропостачання споживачів електроенергії в Львівська обл.

Таблиця 2.1 – Узагальнений технічний стан об’єктів електричних мереж системи розподілу ПрАТ «Львівобленерго»

№ з/п	Назва обладнання та якісна оцінка*	Од. вим.	Прогнозний технічний стан на початок першого року прогнозного періоду**	Обсяги запланованих робіт на перший рік прогнозного періоду**	Прогнозний технічний стан (з урахуванням обсягів запланованих робіт) на кінець				
					першого року прогнозного періоду**	другого року прогнозного періоду**	третього року прогнозного періоду**	четвертого року прогнозного періоду**	п'ятого року прогнозного періоду**
					2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Повітряні лінії (ПЛ)-220 кВ, усього	км	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції	(по трасі)	0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
1	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	ПЛ-110 (150) кВ, усього	км	1 641.60	0	1 641.60	1 641.60	1 641.60	1 641.60	1 641.60
	у доброму стані		1513.1	0	1519.1	1524.1	1534.7	1540.7	1 545.70
	підлягає реконструкції	(по трасі)	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	підлягає капітальному ремонту		128.50	0	122.5	117.5	106.9	100.9	95.9
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
2	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	ПЛ-35 кВ, усього	км	2072.974	0	2 072.974	2 072.974	2 072.974	2 072.974	2 072.974
	у доброму стані		1822.554	0	1 827.554	1 833.554	1 859.954	1 870.254	1 878.15
	підлягає реконструкції	(по трасі)	54.02	0	54.02	54.02	32.62	28.32	25.42
	підлягає капітальному ремонту		196.4	0	191.4	185.4	180.4	174.4	169.4
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
3	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	ПЛ-6 (10) кВ, усього	км	12209	0	12185	12176	12179	12185	12227
	у доброму стані		2994	0	3000	3026	3078	3123	3214
	підлягає реконструкції	(по трасі)	33	0	27	16	13	18	10
	підлягає капітальному ремонту		9179	0	9155	9134	9088	9044	9003
	підлягає повній заміні		3	0	3	0	0	0	0
4	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	ПЛ-0,4 кВ, усього	км	20828	0	20840	20908	20948	20988	21028
	у доброму стані		2425	0	2437	2491	2604	2748	2923
	підлягає реконструкції	(по трасі)	4904	0	4892	4838	4725	4581	4406
	підлягає капітальному ремонту		13218	0	13255	13354	13425	13496	13567
	підлягає повній заміні		281	0	256	225	194	163	132
5	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	Кабельні лінії (КЛ)-220 кВ, усього		0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
6	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	КЛ-110 (150) кВ, усього	км	0.96	0	0.96	2.06	2.06	2.06	2.06
	у доброму стані		0.96	0	0.96	2.06	2.06	2.06	2.06
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
7	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	КЛ-35 кВ, усього	км	30.159	0	30.159	30.159	30.159	30.159	30.159
	у доброму стані		30.159	0	30.159	30.159	30.159	30.159	30.159
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
8	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	КЛ-6 (10) кВ, усього	км	2 209	0	2 221	2 226	2 228	2 230	2 234
	у доброму стані		1367	0	1 405	1 448	1 493	1 541	1 593
	підлягає реконструкції		388	0	390	393	397	402	360
	підлягає капітальному ремонту		263	0	273	275	273	270	270
	підлягає повній заміні		191	0	153	110	65	17	11
9	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	КЛ-0,4 кВ, усього	км	2050	0	2 062	2 064	2 066	2 068	2 072
	у доброму стані		1246	0	1 281	1 320	1 361	1 405	1 452
	підлягає реконструкції		181	0	183	186	190	195	201
	підлягає капітальному ремонту		276	0	291	290	249	235	229
	підлягає повній заміні		347	0	307	268	266	233	190
10	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього	шт.	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
11	ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього	шт.	58	0	58	58	59	62	62
	у доброму стані		43	0	39	43	47	50	50
	підлягає реконструкції		8	0	10	6	3	3	3
	підлягає капітальному ремонту		7	0	9	9	9	9	9
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього	шт.	157	0	157	157	157	156	156
12	у доброму стані		110	0	112	121	135	135	135
	підлягає реконструкції		23	0	22	14	1	0	0
	підлягає капітальному ремонту		24	0	23	22	21	21	21
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
13	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	КЛ-110 (150) кВ, усього	км	0.96	0	0.96	2.06	2.06	2.06	2.06
	у доброму стані		0.96	0	0.96	2.06	2.06	2.06	2.06
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
7	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	КЛ-35 кВ, усього	км	30.159	0	30.159	30.159	30.159	30.159	30.159
	у доброму стані		30.159	0	30.159	30.159	30.159	30.159	30.159
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
8	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	КЛ-6 (10) кВ, усього	км	2 209	0	2 221	2 226	2 228	2 230	2 234
	у доброму стані		1367	0	1 405	1 448	1 493	1 541	1 593
	підлягає реконструкції		388	0	390	393	397	402	360
	підлягає капітальному ремонту		263	0	273	275	273	270	270
9	підлягає повній заміні		191	0	153	110	65	17	11
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	КЛ-0,4 кВ, усього	км	2050	0	2 062	2 064	2 066	2 068	2 072
	у доброму стані		1246	0	1 281	1 320	1 361	1 405	1 452
	підлягає реконструкції		181	0	183	186	190	195	201
	підлягає капітальному ремонту		276	0	291	290	249	235	229
10	підлягає повній заміні		347	0	307	268	266	233	190
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	Підстанції (ПС) з вищим класом напруги 220 кВ, усього	шт.	0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
11	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	ПС з вищим класом напруги 110 (150) кВ, усього	шт.	58	0	58	58	59	62	62
	у доброму стані		43	0	39	43	47	50	50
	підлягає реконструкції		8	0	10	6	3	3	3
	підлягає капітальному ремонту		7	0	9	9	9	9	9
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
12	ПС з вищим класом напруги 35 кВ, усього	шт.	157	0	157	157	157	156	156
	у доброму стані		110	0	112	121	135	135	135
	підлягає реконструкції		23	0	22	14	1	0	0
	підлягає капітальному ремонту		24	0	23	22	21	21	21
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0
13	підлягає капітальному ремонту		0	0	0	0	0	0	0
	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
	виведено з експлуатації		0	0	0	0	0	0	0
	КЛ-110 (150) кВ, усього	км	0.96	0	0.96	2.06	2.06	2.06	2.06
	у доброму стані		0.96	0	0.96	2.06	2.06	2.06	2.06
	підлягає реконструкції		0	0	0	0	0	0	0

Продовження таблиці 2.1

	підлягає повній заміні		0	0	0	0	0	0	0
14	Трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти (РП) 6 (10) кВ, усього		9 485	0	9 570	9 355	9 150	9 145	9 145
	у доброму стані		4 691	0	5 101	5 256	5 433	5 863	6 310
	підлягає реконструкції		1 660	0	1 600	1 500	1 380	1 230	1 060
	підлягає капітальному ремонту		2 874	0	2 614	2 354	2 094	1 834	1 574
	підлягає повній заміні		260	0	255	245	233	218	201
	виведено з експлуатації	шт.	0	0	0	0	0	0	0
15	Силові трансформатори ПС вищою напругою 220 кВ, усього		0	0	0	0	0	0	0
	у доброму стані		0	0	0	0	0	0	0
	вимагають заміни з метою зниження технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ)		0	0	0	0	0	0	0
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту	шт.	0	0	0	0	0	0	0
	Силові трансформатори ПС вищою напругою 110 (150) кВ, усього		98	0	98	99	100	102	102
16	у доброму стані		89	0	89	91	93	97	97
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		9	0	9	8	7	5	5
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту	шт.	0	0	0	0	0	0	0
	Силові трансформатори ПС вищою напругою 35 кВ, усього		273	0	274	273	271	271	271
	у доброму стані		224	0	224	223	223	225	226
17	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		50	0	50	50	48	46	45
	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту	шт.	0	0	0	0	0	0	0
	Силові трансформатори ПС вищою напругою 6 – 10 кВ, усього		10 566	0	10 501	10 582	10 663	10 744	10 825
	у доброму стані		8243	0	8275	8386	8497	8608	8719
	вимагають заміни з метою зниження ТВЕ		2 323	0	2226	2196	2166	2136	2106
18	вимагають заміни як такі, що не підлягають ремонту	шт.	0	0	0	0	0	0	0

Таблиця 2.2 – Перелік об'єктів незавершеного будівництва, реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу станом на початок прогнозного періоду

з/п	Найменування об'єктів	Початок виконання ПВР (рік, місяць)	Початок виконання БМР (рік, місяць)	Затверджена кошторисна вартість,	Залишок кошторисної вартості на дату початку базового періоду	Характер робіт (нове будівництво, реконструкція, технічне переоснащення)	Джерело фінансування	Пролозиції щодо подальшого використання (виконати, списати, продати)
				тис. грн (без ПДВ)	тис. грн (без ПДВ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Будівельно-монтажні роботи								
1	Будівництво ПС-110/6кВ "Л-24" з заходами ПЛ-110кВ для електропостачання багатоквартирних житлових будинків ЛКП "Рембуд" на вул.Під Голоском у м.Львів	2017.09	2018.12	221 341	119 799	будівництво	власні кошти (ІП)	Призупинити. Подальше будівництво, продовжити у 2023-2025р.р.
2	Будівництво трансформаторної підстанції ПС 110/20/6кВ "Львів-29" 2х25 МВА на вул.Академіка С.Лазаренка (1 черга)	2016.06	2021.02	208 254	207 046	будівництво	власні кошти (ІП)	виконати у 2021р.
	Разом по БМР			429 595	326 845			
Проектні роботи								
1	Будівництво трансформаторної підстанції ПС 110/10/6 кВ „Львів-31” на вул.В.Срошенка	2016.06		186 434	185 059	будівництво	власні кошти (ІП)	виконати у 2022-2024 р.р.
2	Технічне переоснащення РУ-10кВ ПС-110/35/10кВ №256 "Львів-21"	2019.06		25 020	24 766	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2021р.
3	Реконструкція ПС-35/10кВ №208 "Заводська" із будівництвом двоколової ПЛ-110кВ і переводом на напругу 110/35/10кВ	2019.12		-		реконструкція	власні кошти (ІП)	виконати у 2025-2026 р.р.
4	Комплексна телемеханізація, автоматизація та зміна необхідного обладнання ПС-35/10кВ №106 "Глинцян" Золочівського району, Львівської області	2019.12		39 100	38 841	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2024р.
5	Технічне переоснащення двоколового заходу ПЛ-110кВ «Комарно - Добрівляни» та ПЛ-110кВ "Щирець - Комарно"	2018.1		2 082	2 007	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2025р.
6	Технічне переоснащення ПЛ-110 кВ "Любемці - Сколе" (монтаж тросостійок та грозозахисного тросу)	2018.1		786	562	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2026р.
7	Технічне переоснащення РУ-110 кВ ПС 110/6 кВ „Львів-13” (заміна ВД-КЗ на ЕВ, встановлення СВ-110 кВ)	2018.1		11 509	11 245	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2027р.
8	Комплексна телемеханізація, автоматизація та зміна	2018.1		10 044	9 929	технічне переосна	власні кошти	виконати у 2022р.

Продовження таблиці 2.2

	необхідного обладнання ПС-35/10кВ №132 "Білий камінь" Золочівського району Львівської області					шення	(ІП)	
9	Комплексна телемеханізація, автоматизація та заміна необхідного обладнання ПС-110/6кВ №60 "Розвадів" Миколаївського району Львівської області	2018.1		5 618	5 504	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2022р.
10	Комплексна телемеханізація, автоматизація та заміна необхідного обладнання ПС-35/6кВ №89 "Розділ" Миколаївського району Львівської області	2018.1		10 027	9 934	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
11	Комплексна телемеханізація, автоматизація та заміна необхідного обладнання ПС-35/10кВ №139 "Поморяни" Золочівського району Львівської області	2018.1		15 317	15 202	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2022р.
12	Технічне переоснащення РУ-35 кВ ПС 35/6 кВ „Київськ №84” Миколаївський р-н	2017.12		1 426	1 240	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2027р.
13	Технічне переоснащення РУ-35 кВ ПС 35/10 кВ „Купчиничі №63”	2017.11		1 426	1 256	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2027р.
14	Технічне переоснащення РУ-110 кВ ПС 110/35/10 кВ „Миколайів №58”	2017.11		6 454	6 214	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2027р.
15	Технічне переоснащення РУ-35 кВ ПС 35/10 кВ „Рудки №43”	2017.11		1 513	1 295	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2025р.
16	Технічне переоснащення РУ-110 кВ ПС 110/10 кВ „Ясенів № 240”	2017.11		2 773	2 577	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2024р.
17	Технічне переоснащення ПС 35/6 кВ „В.Любін №161”	2017.12		14 785	14 490	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2027р.
18	Технічне переоснащення РУ-35 кВ ПС 35/10 кВ „Н.Синьовидне №61”	2017.11		1 343	1 163	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2027р.
19	Технічне переоснащення РУ-110 кВ ПС 110/35/10 кВ „Радехів № 151”	2017.11		3 918	3 706	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2027р.
20	Технічне переоснащення РУ-35 кВ ПС 35/6 кВ „Снятинка №48”	2017.12		1 157	984	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2027р.
21	ЕМ-110кВ "Борислав-220 - Тухля - Карпати НПС". ПЛ-110кВ "Борислав-220 - Турка-36" (I, II, III етапи), "ПЛ-110кВ від ПС "Турка" до ПС-110кВ "Турка-Т", технічне переоснащення ВРП-110кВ "Тухля-Т" "	2008.1		396 046	393 308	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2027р.
22	Будівництво КЛ-110 кВ від ПС „Л-31” до врізки в ПЛ-110 кВ „Л-9” – „Л-11” – „Л-2”.	2016.02		24 370	24 093	будівництво	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
23	Технічне переоснащення ПС-35/10 кВ №86 "Жидачів" Жидачівського РЕМ ПАТ "ЛОЕ"	2014.1		2 975	2 972	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2025р.

Продовження таблиці 2.2

24	Будівництво ПС-35/10кВ "Жупани" з ЛЕП-35кВ та ЛЕП-10кВ Сколівського р-ну Львівської обл.	2012.12		40 721	39 526	будівництво	власні кошти (ІП)	виконати у 2027р.
25	Реконструкція ПС 35/10 кВ „Мостиська” (заміна Т1, Т2)	2012.04		8 332	8 181	реконструкція	власні кошти (ІП)	виконати у 2027р.
26	Заходи ПЛ-110 кВ на ПС "Дрогобич-330"	2012.06		1 501	1 401	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2027р.
27	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-3 від ЗТП-223, з встановленням розвантажувальної ТП в смт.Красне Буського району Львівської обл.	2018.1		3 960	3 920	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2021р.
28	Виготовлення ПКД "Технічне переоснащення електромереж 0,4кВ Л-1, Л-2 від КТП-259 з заміною проводів на СИП та встановленням розвантажувальної ТП в с.Батятичі Кам'янка-Бузького району Львівської обл."	2017.11		4 067	4 016	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2021р.
29	Виготовлення ПКД "Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-1 від КТП-101 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Тучне Перемишлянського району Львівської обл."	2017.11		2 783	2 730	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
30	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-3 від КТП-363, з встановленням розвантажувальної ТП в с.Підберізіці Пустомитівського району Львівської обл.	2018.1		944	918	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2021р.
31	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-1 від КТП-165, з встановленням розвантажувальної ТП в с. Підгайчики Самбірського району Львівської обл.	2018.1		3 677	3 633	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2021р.
32	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-2 від КТП-43 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Унів Перемишлянського району Львівської обл.	2018.1		3 808	3 757	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
33	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-2 від КТП-18 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Ладивці Перемишлянського району Львівської обл.	2018.1		3 622	3 574	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
34	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-2 від КТП-14 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Остатовичі Перемишлянського району Львівської обл.	2018.1		2 692	2 642	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.

Продовження таблиці 2.2

35	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-2 від КТП-328 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Дусанів Перемишлянського району Львівської обл.	2018.1		4 283	4 231	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
36	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-1 від КТП-65 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Держків Миколивіського району Львівської обл.	2018.1		2 838	2 784	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2022р.
37	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-1 від КТП-192 з встановленням розвантажувальної ТП та заміною проводів на СИП в с.Ямельниця Сколівського району Львівської обл.	2018.1		5 751	5 702	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
38	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-2 від КТП-445 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Дубрівка Самбірського району Львівської обл.	2018.1		3 912	3 866	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2022р.
39	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-2 від КТП-12 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Віскоти Самбірського району Львівської обл.	2018.1		4 069	4 025	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
40	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ ПЛД-0,4кВ Л-2 від ТП-1208, з встановленням розвантажувальної ТП в с.Унятичі Дрогобицького району Львівської обл.	2018.1		2 548	2 513	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
41	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ ПЛД-0,4кВ Л-2, Л-3 від ТП-1063, з встановленням розвантажувальної ТП в с.Далива Дрогобицького району Львівської обл.	2018.1		4 179	4 122	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
42	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-3 від КТП-243, з встановленням розвантажувальної ТП в с.Раково Старосамбірського району Львівської обл.	2018.1		3 368	3 324	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
43	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-2 від КТП-52, з встановленням розвантажувальної ТП в с.Горщів Кам'янка-Бузького району Львівської обл.	2018.1		1 972	1 931	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
44	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-1 від КТП-48, з встановленням розвантажувальної ТП в с.Соколів Кам'янка-Бузького	2018.1		3 632	3 587	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.

Продовження таблиці 2.2

	району Львівської обл.							
45	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-2 від КТП-337, з встановленням розвантажувальної ТП в с.Колоденці Ким'янка-Бузького району Львівської обл.	2018.1		2 588	2 549	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
46	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-1 від КТП-79, з встановленням розвантажувальної ТП в с.Побужині Буського району Львівської обл.	2018.1		3 082	3 039	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
47	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-2 від КТП-165, з встановленням розвантажувальної ТП в с.Залужжя Городоцького району Львівської обл.	2018.1		3 060	3 019	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
48	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-1 від КТП-71, з встановленням розвантажувальної ТП в с.Угри Городоцького району Львівської обл.	2018.1		5 771	5 720	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
49	Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-2 від КТП-71, з встановленням розвантажувальної ТП в с.Угри Городоцького району Львівської обл.	2018.1		3 829	3 784	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2022р.
50	Виготовлення ПКД "Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ від КТП-347 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Мшана Городоцького району Львівської обл."	2017.11		3 136	3 084	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
51	Виготовлення ПКД "Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-1, Л-2 від КТП-144 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Підмонастир Перемишлянського району Львівської обл."	2017.11		6 161	6 099	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2022р.
52	Виготовлення ПКД "Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-2 від КТП-49 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Дилівці Перемишлянського району Львівської обл."	2017.11		2 469	2 415	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
53	Виготовлення ПКД "Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-1 від КТП-110 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Дусанів Перемишлянського району Львівської обл."	2017.11		4 352	4 297	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
54	Виготовлення ПКД "Технічне переоснащення електромереж	2017.11		2 352	2 298	технічне переосна	власні кошти	виконати у 2023р.

Продовження таблиці 2.2

	0,4-10кВ Л-2 від КТП-194 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Любешка Перемишлянського району Львівської обл."					шення	(ІП)	
S5	Виготовлення ПКД "Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-1 від КТП-44 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Речичани Городоцького району Львівської обл."	2017.11		2 570	2 513	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2022р.
S6	Виготовлення ПКД "Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-1 від КТП-160 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Галичани Городоцького району Львівської обл."	2017.11		2 283	2 230	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
S7	Виготовлення ПКД "Технічне переоснащення електромереж 0,4-10кВ Л-1 від КТП-201 з встановленням розвантажувальної ТП в с.Зашковичі Городоцького району Львівської обл."	2017.11		2 259	2 208	технічне переоснащення	власні кошти (ІП)	виконати у 2023р.
Разом по проєктних роботах				920 696	909 987			
Усього				1 350 290	1 236 832			

План розвитку системи розподілу електроенергії ПрАТ «Львівобленерго» на 2022-2026 роки передбачає прозорість реконструкції та будівництва об'єктів електромережі системи розподілу, а також комплексний та своєчасний розвиток всієї енергосистеми ПрАТ «Львівобленерго». Він спрямований на генерацію ідей та подальше підвищення надійності та якості електропостачання споживачів.

План розвитку системи розподілу ПрАТ «Львівобленерго» на 2022-2026 роки (далі – ПРСР) складено відповідно до та з урахуванням діючих заходів схеми перспективного розвитку електричних мереж 35-110 кВ ПрАТ «Львівобленерго» на 2023-2029 рр. з детальним опрацюванням перших п'яти років.

Основною метою реалізації ПРПР є:

– своєчасне забезпечення необхідної пропускної спроможності системи розподілу відповідно до існуючих та прогнозованих потреб споживачів та замовників (щодо споживання електричної енергії та її доставки до мережі);

- забезпечення достатньої пропускної спроможності розподільчої мережі для потреб споживачів енергетичних вузлів, що розвиваються (в частині споживання електричної енергії та її доставки в мережу);
- забезпечення надійної, безпечної та ефективної роботи розподільчої мережі та відповідності якості електропостачання встановленим вимогам;
- зниження технологічних витрат електроенергії в елементах системи розподілу та комерційних втрат електроенергії в системі розподілу;
- зниження показників якості послуг SAIDI та SAIFI.

Для досягнення основної мети ПРСР ПрАТ «Львівобленерго» на 2022-2026 роки, зокрема щодо подальшого підвищення надійності передачі та постачання споживачів якісною електричною енергією, підвищення економічної та енергетичної ефективності діяльності підприємства, планується реалізація комплексу заходів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення елементів системи розподілу, а саме технічно оновити ЛЕП-110 «Борислав-Уріж» та ПС 110/35/6 «Ч-2».

2.2 Обґрунтування заходів з розвитку електричних мереж 110 кВ та технічного переоснащення підстанцій

Технічна реконструкція ПЛ-110 кВ "Борислав-Уріж"

ПЛ-110 кВ Борислав-Уріж відіграє важливу роль в електропостачанні населених пунктів та споживачів Дрогобицького та Самбірського районів, особливо важливими є водозабірні точки та частина Східницького курорту. ПЛ-110 кВ Борислав-Уріж побудована в 1938 році і виконана проводом АС-95. На цій ПЛ-110кВ велика частина металевих опор надмірно поржавіла та фізично зношена. Крім того, лінійна арматура та проводи цієї ПЛ-110 кВ сильно зношені.

ПС 110/35/6 «Ч-2» заміна МС на ЕВ в приєднанні ПЛ-110кВ ДТЕС Ч-2 л.1 Електропостачання однієї з основних підстанцій 110 кВ м. Червонограда, яка забезпечує електроенергією Львівсько-Волинський вугільний басейн та м. Червоноград, здійснюється трьома системоутворюючими ЛЕП-110 кВ від Добротвірської ТЕС.

З метою забезпечення надійності цих системоутворюючих ліній електропередач підприємством систематично проводяться роботи: фізично зношені застарілі вимикачі МКП-110 кВ, що приєднані до підстанцій I та II СШ 110 кВ «Ч-2», замінити на сучасні елегазові вимикачі. Наразі вимикач МКП-110 кВ на приєднанні ДТЕС-Ч-2 до другої СШ-110 кВ I ланки має найгірші технічні характеристики, тому планується до заміни. Цей вимикач працює з 1970 року.

Щоб вирішити цю проблему, зазвичай необхідно замінювати принаймні 3-5 шт. вимикачів 110 кВ на елегазові щороку. Завдяки цьому через п'ять років суттєво покращиться технічний стан парку ПС та підвищити надійність електропостачання.

Технічна реконструкція ПС 110/35/6 «Ч-2» передбачена планом перспективного розвитку електричної мережі 20-110 кВ ПрАТ «Львівобленерго» на 2020-2029 роки та детальними дослідженнями на перші п'ять років.

Слід зазначити, що українська електроенергетика має потенціал для розвитку та модернізації. Вирішення цих проблем потребує комплексного підходу та практичних дій з боку влади та бізнесу. Запровадження реформ та заходів, спрямованих на підвищення енергоефективності та використання відновлюваних джерел енергії, може позитивно вплинути на розвиток економіки та підвищення рівня життя населення.

2.3 Розрахунок режимів роботи електричної мережі 110 кВ

Для розрахунку режимів роботи електричної мережі 110 кВ необхідна наступна інформація:

1. Структура мережі: вона включає в себе дані про структуру електромережі 110 кВ, а саме розташування підстанцій, розподільних станцій ліній електропередачі та підключеного обладнання.

2. Параметри обладнання: знайти параметри обладнання, такі як потужність, опір, номінальний струм трансформаторів, ліній електропередачі, реакторів, вимикачів і конденсаторів.

3. Дані про генеруючі установки: отримати інформацію про характеристики цих установок, з'єднаних з мережею 110 кВ, включаючи їх тип, потужність, режими керування та роботи.

4. Навантаження: знайти дані про навантаження, що під'єднане до мережі 110 кВ, включаючи активну та реактивну складові, кут фази, потужність, час роботи та режими зміни навантаження.

5. Умови експлуатації: взяти до уваги умови роботи мережі, такі як номінальна напруга, допустимі зміни напруги та кута фази, обмеження потужності, а також умови підключення та відключення.

Після отримання цих даних стає можливим використовувати спеціальні програми для моделювання та розрахунку режимів роботи енергосистеми, такі як Power System Analysis Toolbox (PSAT), PowerWorld Simulator або інші подібні інструменти. За допомогою цих програм в нас є можливість створювати моделі мережі та виконувати розрахунки потужності, напруги, струму, реактивної потужності, стабільності та інших параметрів для визначення оптимальних умов роботи мережі 110 кВ.

Для подальших розрахунків приймемо такі трансформатори.

Таблиця 2.3 – Установлені трансформатори

№	Тип трансформаторів	S _{ном}	U _{квс}	U _{квн}	U _{ксни}	ΔP _{к.з.}	ΔP _{х.х.}	I _{х.х.}
1	ТДТН-25000/110/35/10	25	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
2	ТДТН-40000/110/35/10	40	10,5	17	6	200	43	0,6
3	ТРДН-25000/110/10	25	-	10,5	-	120	27	0,7
4	ТД-40000/110/10	40	-	10,5	-	160	50	0,65
5	ТДТН-25000/110/35/10	25	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7

2.3.1 Попередній розрахунок поточкорозділу навантажень при зміні конфігурації електричної мережі

Зазвичай вважається, що замкнута мережа електрично однорідна, тобто складається з повітряних ліній одного типу, з однаковими перерізами та розташуванням проводів на опорах. Це припущення дозволяє приблизно розрахувати поточкорозподіл в замкнутій мережі на основі довжин ділянок [7].

Розрахунок проводиться виходячи з заданого навантаження пунктів. Втрати потужності в поздовжніх елементах схеми заміщення мережі (ЛЕП, трансформатори), а також втрати потужності в поперечних провідниках на цьому етапі не враховуються, оскільки їх вплив на вибір перерізів лінії незначний.

Для підвищення надійності передавання електроенергії в мережі було додатково прокладено лінії Поляна-Заболотці та Заболотці-Львів-25. Таким чином було організована замкнута мережа.

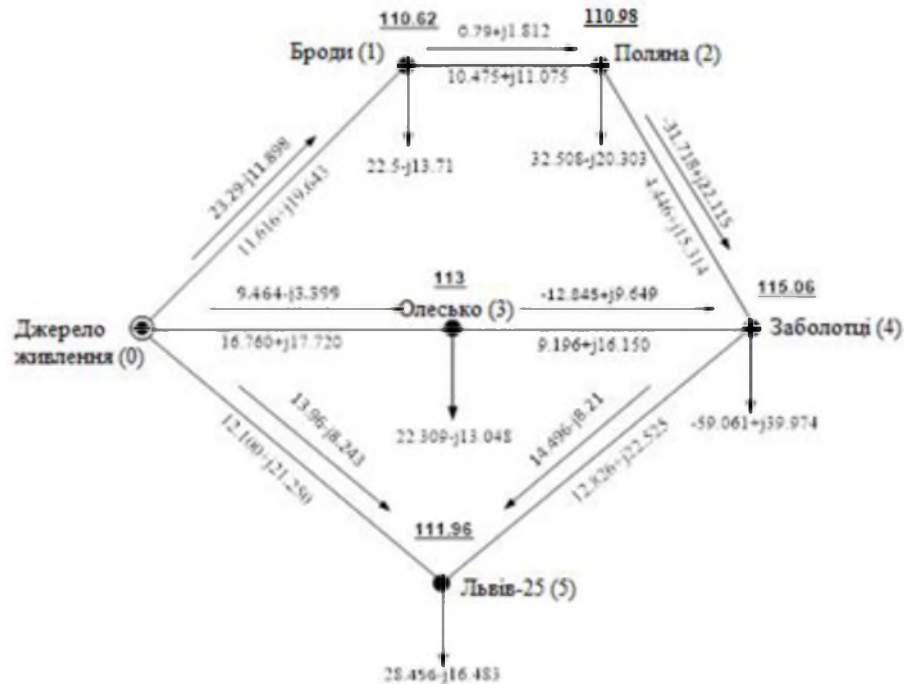


Рисунок 2.2 – Вихідна схема для розрахунку

Розрахуємо довжини контурів:

$$L_{11} = L_{03} + L_{34} + L_{45} + L_{05} = 40 + 38 + 53 + 50 = 181 \text{ км} ; \quad (2.1)$$

$$L_{22} = L_{01} + L_{12} + L_{24} + L_{34} + L_{03} = 48 + 25 + 38 + 38 + 40 = 189 \text{ км} ;$$

Розрахуємо між контурні довжини:

$$L_{12} = L_{03} + L_{34} = 40 + 38 = 78 \text{ км} ; \quad (2.2)$$

Складемо систему рівнянь:

$$\begin{cases} \dot{S}_{kl} L_{11} - \dot{S}_{kl} L_{12} + \dot{S}_{max4} L_{34} + (\dot{S}_{max3} + \dot{S}_{max4}) \cdot L_{03} - \dot{S}_{max5} L_{05} = 0 \\ -\dot{S}_{kl} L_{12} + \dot{S}_{kl} L_{22} + \dot{S}_{max2} L_{12} + (\dot{S}_{max1} + \dot{S}_{max2}) \cdot L_{01} - \dot{S}_{max4} L_{34} - (\dot{S}_{max3} + \dot{S}_{max4}) \cdot L_{03} = 0. \end{cases} \quad (2.3)$$

Підставимо значення в систему рівнянь:

$$\begin{cases} \dot{S}_{kI}L_{11} - \dot{S}_{kII}L_{12} + (-60 + j45) \cdot 38 + (-38 + j32.526) \cdot 40 - (28 - j16.777) \cdot 50 = 0 \\ -\dot{S}_{kI}L_{12} + \dot{S}_{kII}L_{22} + (32 - j19.098) \cdot 25 + (54 - j32.208) \cdot 48 - (-60 + j45) \cdot 38 - \\ -(-38 + j32.526) \cdot 40 = 0. \end{cases} \quad (2.4)$$

$$\begin{cases} 181 \cdot \dot{S}_{kI} - 78 \cdot \dot{S}_{kII} = 5200 - j3849.89, \\ -78 \cdot \dot{S}_{kI} + 189 \cdot \dot{S}_{kII} = -7192 + j5034.474; \end{cases}$$

Запишемо отриману систему рівнянь у матричному вигляді:

$$\begin{pmatrix} 181 & -78 \\ -78 & 189 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \dot{S}_{kI} \\ \dot{S}_{kII} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 5200 - j3849.89 \\ -7192 + j5034.474 \end{pmatrix}; \quad (2.5)$$

$$\begin{pmatrix} \dot{S}_{kI} \\ \dot{S}_{kII} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 14.998 - j11.909 \\ -31.863 + j21.723 \end{pmatrix} \text{ MBA}$$

Накладаємо знайдені контурні потужності на потокорозподіл в розімкненій схемі.

$$\begin{aligned} \dot{S}'_{01} &= \dot{S}_{01} + \dot{S}_{kII} = 54 - j32.208 - 31.863 + j21.723 = 22.137 - j10.485 \text{ MBA}; \\ \dot{S}'_{05} &= \dot{S}_{05} - \dot{S}_{kI} = 28 - j16.777 - 14.998 + j11.909 = 13.002 - j4.868 \text{ MBA}; \\ \dot{S}'_{12} &= \dot{S}_{12} + \dot{S}_{kII} = 32 - j19.098 - 31.863 + j21.723 = 0.137 + j2.625 \text{ MBA}; \\ \dot{S}'_{03} &= \dot{S}_{03} + \dot{S}_{kI} - \dot{S}_{kII} = -38 + j32.526 + 14.998 - j11.909 + 31.863 - j21.723 = \\ &= 8.861 - j1.106 \text{ MBA}; \\ \dot{S}'_{34} &= \dot{S}_{34} + \dot{S}_{kI} - \dot{S}_{kII} = -60 + j45 + 14.998 - j11.909 + 31.863 - j21.723 = \\ &= -13.139 + j11.368 \text{ MBA}; \end{aligned} \quad (2.6)$$

$$\begin{aligned}\dot{S}'_{45} = \dot{S}_{kI} &= 14.998 - j11.909 \text{ MBA} ; \\ \dot{S}'_{24} = \dot{S}_{kII} &= -31.863 + j21.723 \text{ MBA} .\end{aligned}$$

де $\dot{S}_{nn}$ – контурна потужність, MBA

Здійснюємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа у початковій схемі електричної мережі:

– для 1-го контуру:

$$\begin{aligned}\dot{S}'_{03} L_{03} - \dot{S}'_{05} L_{05} + \dot{S}'_{34} L_{34} + \dot{S}'_{45} L_{45} &= (8.861 - j1.106) \cdot 40 - (13.002 - j4.868) \cdot 50 + \\ + (-13.139 + j11.368) \cdot 38 + (14.998 - j11.909) \cdot 53 &= -0.048 + j0.033 \approx 0\end{aligned}\quad (2.7)$$

– для 2-го контуру:

$$\begin{aligned}\dot{S}'_{01} L_{01} + \dot{S}'_{12} L_{12} + \dot{S}'_{24} L_{24} - \dot{S}'_{34} L_{34} - \dot{S}'_{03} L_{03} &= (22.137 - j10.485) \cdot 48 + \\ + (0.137 + j2.625) \cdot 25 + (-31.863 + j21.723) \cdot 38 - &(-13.139 + j11.368) \cdot 38 - \\ - (8.861 - j1.106) \cdot 40 &= 0.049 - j0.075 \approx 0\end{aligned}\quad (2.8)$$

Таким чином, потокорозподіл потужностей у L-схемі електричної мережі знайдений вірно.

Результуючий потокорозподіл зображений на рис.2.3.

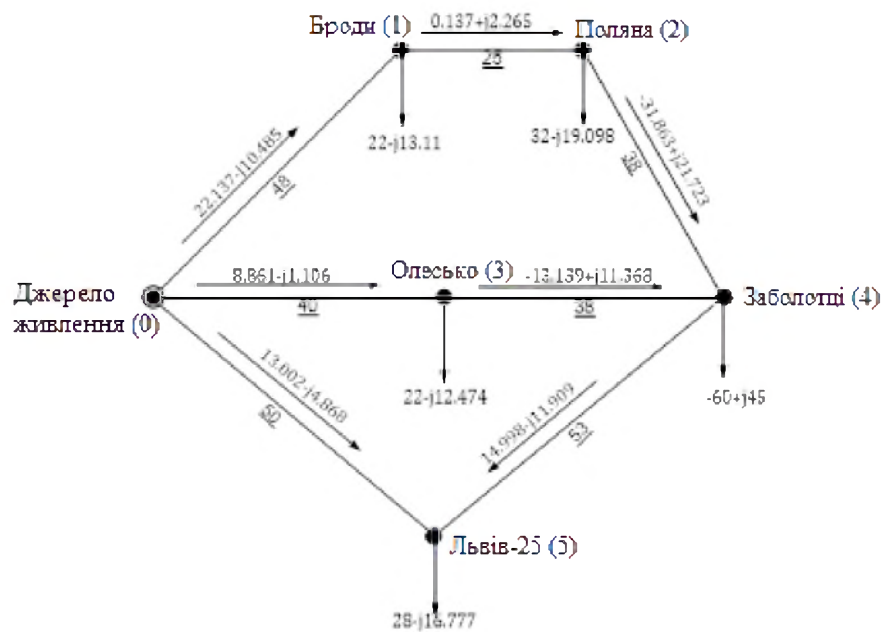


Рисунок 2.3 – Потокорозподіл потужностей в L-схемі для нормального режиму роботи

2.3.2 Вибір кількості ланцюгів та перетинів ділянок

Вибір перерізу проводів ПЛ 110 кВ здійснюється з розрахунковим струмовим навантаженням, яке потім порівнюється з економічними інтервалами струму кожної марки проводів.

Розрахункове струмове навантаження визначається за формулою:

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_m \quad (2.9)$$

де I_5 - сила струму лінії на п'ятий рік експлуатації в нормальному експлуатаційному режимі;

α_i - коефіцієнт, який враховує зміну навантаження впродовж експлуатації лінії;

α_m - коефіцієнт, що враховує число годин використання максимуму навантаження

T_{max} та коефіцієнт його попадання в максимум енергосистеми α_m .

Розрахуємо струм кожної ділянки на п'ятий рік експлуатації лінії та розрахункове струмове навантаження.

$$I_{01} = \alpha_i \cdot \alpha_m \cdot \frac{\sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{H01} \cdot 10^{-3}} = 1.05 \cdot 0.8 \cdot \frac{\sqrt{22.137^2 + 10.485^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^{-3}} = 108.2 \text{ A} \quad (2.10)$$

де P – активна потужність ділянки, МВт;

Q – реактивна потужність ділянки, МВар;

U – номінальна напруга, кВт.

Значення струмів всіх наступних ділянок схеми і дані про наближені значення проводів ПЛ приведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Значення струмів та дані проводів ПЛ

Ділянка	I_{ijp}, A	Марка проводу	$I_{гр}, A$	Погонне значення опору, Ом/км		Опір ЛЕП(наближений)	
				$r_{0\ i-j}$	$x_{0\ i-j}$	r_{i-j}	x_{i-j}
0-1	108.12	АС-120/19	170	0.244	0.4	11.71	19.2
1-2	10.02	АС-70/11	55	0.422	0.4	10.55	10.0
2-4	170.22	АС-240/32	370	0.118	0.4	4.48	15.2
0-3	39.42	АС-70/11	55	0.422	0.4	16.88	16.0
3-4	76.69	АС-120/19	170	0.244	0.4	9.27	15.2
4-5	84.03	АС-120/19	170	0.244	0.4	12.93	21.2
0-5	61.28	АС-120/19	170	0.244	0.4	12.20	20.0

Попередньо обрані перерізи проводів ділянок розподільної електромережі необхідно перевірити на відповідність таким технічним умовам:

– допустимість відхилення напруги на вході трансформатора кожної понижувальної станції, де ще можливо підтримувати бажаний режим напруги на вторинних рейках:

$$U_{k \min} \leq U_k \leq U_{k \max} \quad (2.11)$$

– допустимого нагріву проводів:

$$I_i \leq I_{i \text{ доп}} \quad (2.12)$$

Перевірку проводиться для одного з найбільш серйозних аварійних режимів мережі. В якості режиму розглянемо випадок, коли аварія сталася на найбільш завантаженій ділянці схеми (ділянка 2-4, яка несе струмове навантаження 170.22 (А)). Розрахуємо поточкорозподіл в мережі за умови відключення ділянки 2-4.

Складемо розрахункову схему.

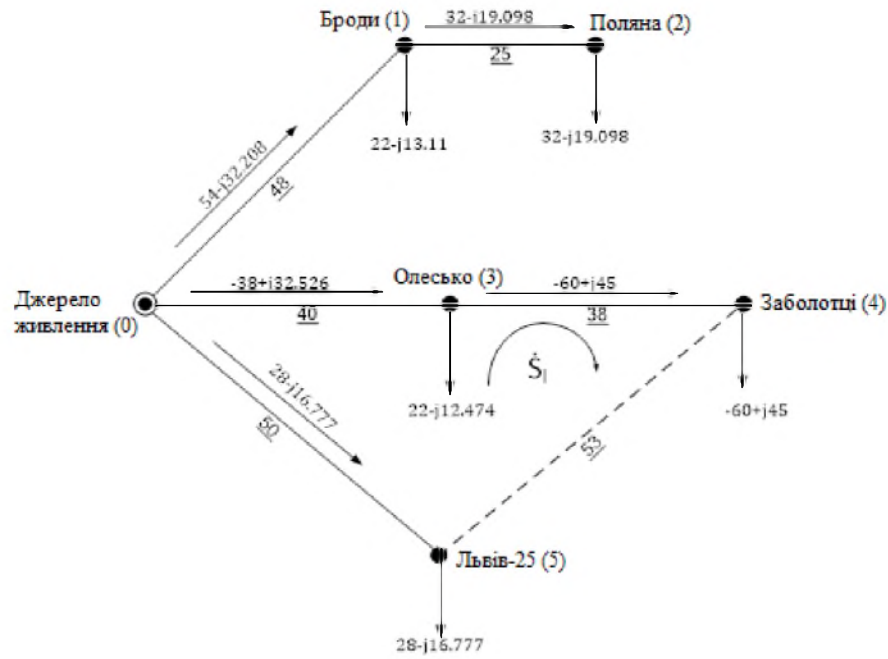


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема для після аварійного режиму роботи

Складемо контурне рівняння:

$$\dot{S}_{kl} L_{11} + \dot{S}_{max4} L_{34} + (\dot{S}_{max3} + \dot{S}_{max4}) \cdot L_{03} - \dot{S}_{max5} L_{05} = 0 \quad (2.13)$$

Підставимо відомі нам значення в рівняння:

$$\dot{S}_{kl} \cdot 181 + (-60 + j45) \cdot 38 + (-38 + j32.526) \cdot 40 - (28 - j16.777) \cdot 50 = 0 \quad (2.14)$$

$$181 \cdot \dot{S}_{kl} = 5200 - j3849.89$$

Розв'язавши дане рівняння, отримаємо значення контурної потужності:

$$\dot{S}_{kl} = 28.729 - j21.27 \text{ МВА} \quad (2.15)$$

Значення потоків потужностей за ділянками схеми визначають таким чином:

$$\begin{aligned}
 \dot{S}'_{01} &= \dot{S}_{01} = 54 - j32,208 \text{ MBA} ; \\
 \dot{S}'_{12} &= \dot{S}_{12} = 32 - j19,098 \text{ MBA} ; \\
 \dot{S}'_{03} &= \dot{S}_{03} + \dot{S}_{kl} = -38 + j32,526 + 28,729 - j21,27 = -9,271 + j11,256 \text{ MBA} ; \\
 \dot{S}'_{34} &= \dot{S}_{34} + \dot{S}_{kl} = -60 + j45 + 28,729 - j21,27 = -31,271 + j23,73 \text{ MBA} ; \\
 \dot{S}'_{05} &= \dot{S}_{05} - \dot{S}_{kl} = 28 - j16,777 - 28,729 + j21,27 = -0,729 + j4,493 \text{ MBA} ; \\
 \dot{S}'_{45} &= \dot{S}_{kl} = 28,729 - j21,27 \text{ MBA}
 \end{aligned} \tag{2.16}$$

Виконаємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа для єдиного контуру після аварійної схеми мережі:

$$\begin{aligned}
 \dot{S}'_{03} L_{03} - \dot{S}'_{05} L_{05} + \dot{S}'_{34} L_{34} + \dot{S}'_{45} L_{45} &= (-9,271 + j11,256) \cdot 40 - (-0,729 + j4,493) \cdot 50 + \\
 &+ (-31,271 + j23,73) \cdot 38 + (28,729 - j21,27) \cdot 53 = -0,051 + j0,02 \approx 0
 \end{aligned} \tag{2.17}$$

У після аварійній L-схемі електричної мережі поточкорозподіл потужностей було розраховано вірно. Поточкорозподіл потужностей у L-схемі мережі для даного режиму роботи показано на рис. 2.5.

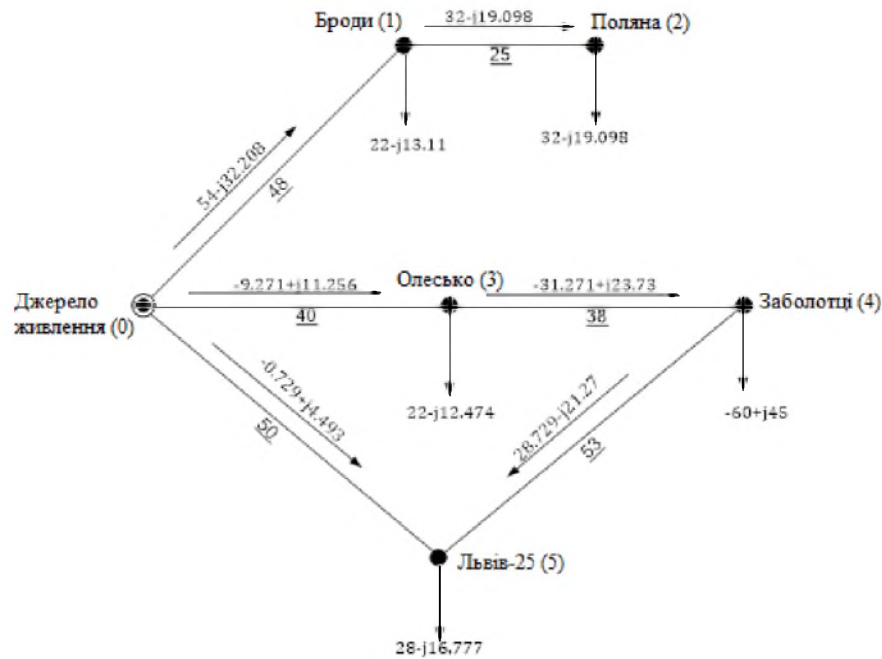


Рисунок 2.5 – Потокорозподіл потужностей у L-схемі для після аварійного режиму роботи

На основі цього поточного розподілу ми перевіряємо виконання двох технічних умов, зазначених вище.

Розрахуємо струми ділянок, на основі визначеного потокорозподілу після аварійного режиму схеми, і порівняємо їх з допустимими струмами для рекомендованих перерізів. При невиконанні умови (2), необхідно збільшити переріз розглянутої ділянки.

Розрахуємо струмове навантаження для ділянки 0-1:

$$I_{p01} = \frac{\sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot 10^{-3}} = \frac{\sqrt{54^2 + 32.208^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^{-3}} = 330.4 \text{ A} \quad (2.18)$$

Для інших ділянок виконуємо аналогічні розрахунки. Отримані результати показані у табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Розраховані струмові навантаження

Ділянка	I_{pi-j}, A	Марка проводу	$I_{доп}, A$
0-1	330.403	АС-120/19	390
1-2	195.826	АС-70/11	265
0-3	76.628	АС-70/11	265
3-4	206.282	АС-120/19	390
4-5	187.839	АС-120/19	390
0-5	23.919	АС-120/19	390

Для виявлення відхилень напруги на вході трансформаторної підстанції необхідно визначити діапазон регулювання напруги.

Регулювання напруги на підстанції 4, до шин якої підключено два енергоблоки, здійснюється шляхом зміни струму збудження генераторів. Тому діапазон регулювання для трансформаторів підстанції 4 не розраховується.

Для прикладу визначимо діапазон регулювання напруги для трансформаторів, встановлених на підстанціях пунктів 1 і 3.

Для триобмоткових трансформаторів пункту 1 розрахуємо фіктивні значення напруги к.з. для високої, низької та середньої напруги силових трансформаторів:

$$U_{кв1} \% = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)1} \% + U_{к(в-н)1} \% - U_{к(с-н)1} \%) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\% \quad (2.19)$$

$$U_{кс1} \% = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)1} \% - U_{к(в-н)1} \% + U_{к(с-н)1} \%) = 0,5 \cdot (10,5 - 17,5 + 6,5) = 0,25\% = 0\%$$

$$U_{кн1} \% = 0,5 \cdot (U_{к(в-н)1} \% + U_{к(с-н)1} \% - U_{к(в-с)1} \%) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%$$

Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів підстанції пункту 1 складають:

$$\begin{aligned}
\Delta U_{me1} &= \frac{P_{max1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{me1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{max1}}{n} \cdot \frac{U_{me1} \cdot U_{кз1} \%}{100 \cdot S_{н1}} = \\
&= \frac{22}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-13.11}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10.75}{100 \cdot 25} = 3.38 \text{ кВ} \\
\Delta U_{mc1} &= \frac{P_{сн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{me1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{сн1}}{n} \cdot \frac{U_{me1} \cdot U_{кз1} \%}{100 \cdot S_{н1}} = \\
&= \frac{12}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-7.44}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,077 \text{ кВ} \\
\Delta U_{mn1} &= \frac{P_{нн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{me1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{нн1}}{n} \cdot \frac{U_{me1} \cdot U_{кз1} \%}{100 \cdot S_{н1}} = \\
&= \frac{10}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{-5,67}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6.75}{100 \cdot 25} = 0,944 \text{ кВ}
\end{aligned} \tag{2.20}$$

де $\Delta P_{кз}$ – втрата активної потужості в обмотках трансформатора, кВт.

Для двохобмоткових трансформаторів пункту 3 приведені значення втрат становлять:

$$\begin{aligned}
\Delta U_{mn3} &= \frac{U_{me3}}{n \cdot S_{н3}} \cdot \left(P_{max3} \cdot \frac{\Delta P_{кз3} \cdot 10^{-3}}{S_{н3}} - Q_{max2} \cdot \frac{U_{кз3} \%}{100} \right) = \\
&= \frac{115}{2 \cdot 25} \cdot \left(22 \cdot \frac{120 \cdot 10^{-3}}{25} - (-12,474) \cdot \frac{10.75}{100} \right) = 3,326 \text{ кВ}
\end{aligned} \tag{2.21}$$

де S – номінальна потужність

Регульовальний діапазон напруги для три обмоткових силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1 складає:

$$\begin{aligned}
U_{min1} &= \frac{U_{ндж} \cdot U_{me1}}{U_{mn1}} \cdot (1 - w_{\epsilon}) + \Delta U_{me1} + \Delta U_{mn1} = \\
&= \frac{10.5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 3.38 + 0.944 = 96.511 \text{ кВ}
\end{aligned} \tag{2.22}$$

$$\begin{aligned}
 U_{max1} &= \frac{U_{ндж} \cdot U_{те1}}{U_{ин1}} \cdot (1 + w_e) + \Delta U_{те1} + \Delta U_{ин1} = \\
 &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 3,38 + 0,944 = 131,682 \text{ кВ}
 \end{aligned}$$

А для двохобмоткових трансформаторів пункту 3 буде:

$$U_{min3} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{те3}}{U_{ин3}} \cdot (1 - w_e) + \Delta U_{т3} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 3,326 = 95,513 \text{ кВ} \quad (2.23)$$

$$U_{max3} = \frac{U_{ндж} \cdot U_{те3}}{U_{ин3}} \cdot (1 + w_e) + \Delta U_{т3} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 3,326 = 130,684 \text{ кВ}$$

Аналогічним чином розраховуються діапазони регулювання силових трансформаторів інших підстанцій. Результати розрахунків контрольних діапазонів наведені в таблиці 2.5.

Розрахуємо рівні напруги на високовольтних шинах підстанцій, наприклад, для точки 1.

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r_{01} - Q_{01} \cdot x_{01})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (54 \cdot 11,71 - (-32,208) \cdot 19,2)} = 103,554 \text{ кВ} \quad (2.24)$$

Розрахунок рівнів напруги на шинах ВН інших понижуючих підстанцій розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені у табл.2.6.

Таблиця 2.6 – Рівні напруги на шинах ВН

Номер пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min i}$, кВ	$U_{\max i}$, кВ	
1	96.511	131.682	103.554
2	96.073	131.224	110.308
3	95.513	130.684	117.889
4	-	-	120.523
5	98.128	133.299	115.885

Таким чином, усі рекомендовані перерізи провідників ПЛ повністю відповідають вимогам технічних обмежень після аварійної експлуатації. Вибрані перерізи провідників приймаються для подальшого розрахунку.

2.3.3 Розрахунок параметрів схеми заміщення мережі

Для ЛЕП 110 кВ приймаємо, що проводи прокладені горизонтально на опорах. Відстань між сусідніми фазами $D = 4000$ (мм). Тоді середньо геометрична відстань між фазами дорівнює:

$$D_{s.g.} = 1.26 \cdot D = 1.26 \cdot 4000 = 5040 \text{ мм} \quad (2.25)$$

Щоб визначити індуктивний фазний опір дроту будь-якого поперечного перерізу, необхідно знати діаметр дроту. За даними довідкової літератури, діаметр сталевалюмінієвого дроту перетином 70 мм^2 дорівнює 11,4 мм, 120 мм^2 – 15,2 мм, 240 мм^2 – 21,6 мм. Запишемо розрахункові формули:

$$\begin{aligned}
x_{070} &= 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{s.g.}}{d_{70}}\right) + 0.016 \cdot \mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5040}{11.4}\right) + 0.016 \cdot 1 = 0.443 \text{ Ом / км} \\
x_{0120} &= 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{s.g.}}{d_{120}}\right) + 0.016 \cdot \mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5040}{15.2}\right) + 0.016 \cdot 1 = 0.425 \text{ Ом / км} \\
x_{0240} &= 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{s.g.}}{d_{240}}\right) + 0.016 \cdot \mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5040}{21.6}\right) + 0.016 \cdot 1 = 0.403 \text{ Ом / км}
\end{aligned} \tag{2.26}$$

Наведемо приклад розрахунку реактивного опору ділянки мережі:

$$x_{0-1} = \frac{x_{0120} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{1}{1} \cdot 48 \cdot 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5040}{15.2}\right) + 0.016 \cdot 1 = 19.643 \text{ Ом} \tag{2.27}$$

Значення погонного активного опору для всіх перерізів, які буде застосовано, визначимо за виразами:

$$\begin{aligned}
r_{070} &= \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28.5}{68} = 0.419 \text{ Ом / км} \\
r_{0120} &= \frac{\rho}{F_{120}} = \frac{28.5}{118} = 0.242 \text{ Ом / км} \\
r_{0240} &= \frac{\rho}{F_{240}} = \frac{28.5}{244} = 0.117 \text{ Ом / км}
\end{aligned} \tag{2.28}$$

Наведемо приклад розрахунку активного опору ділянки мережі:

$$r_{0-1} = \frac{r_{0120} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{1}{1} \cdot 48 \cdot 0.242 = 11.616 \text{ Ом} \tag{2.29}$$

Значення погонної ємнісної реактивної провідності для всіх перерізів, які буде застосовано, визначимо за виразами:

$$\begin{aligned}
 b_{070} &= \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{s.g.}}{d_{70}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5040}{11.4}\right)} = 2.578 \cdot 10^{-6} \text{ } C_M / \text{ } \kappa M \\
 b_{0120} &= \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{s.g.}}{d_{120}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5040}{15.2}\right)} = 2.688 \cdot 10^{-6} \text{ } C_M / \text{ } \kappa M \\
 b_{0240} &= \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{s.g.}}{d_{240}}\right)} = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5040}{21.6}\right)} = 2.839 \cdot 10^{-6} \text{ } C_M / \text{ } \kappa M
 \end{aligned}
 \tag{2.30}$$

Наведемо приклад розрахунку реактивної провідності ділянки мережі:

$$b_{0-1} = b_{0120} \cdot l_{0-1} = 2.688 \cdot 10^{-6} \cdot 48 = 12.902 \cdot 10^{-5} \text{ } C_M \tag{2.31}$$

Наведемо приклад розрахунку зарядної потужності ділянки мережі:

$$Q_{0-1} = b_{0-1} \cdot U_H^2 = 12.902 \cdot 10^{-5} \cdot 110^2 = 1.561 \text{ } MBAr \tag{2.32}$$

Для інших ділянок розрахунки проводимо аналогічно і заносимо отримані дані до табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Розраховані параметри схем заміщення

Ділянка	Опір ділянки			Провідність ділянки			Qзар, МВАр
	г, Ом	х, Ом	Z, Ом	g, См	b, См·10 ⁻⁵	Y, См·10 ⁻⁵	
0-1	11.616	19.643	11.616+j19.643	0	12.902	j12.902	1.561
1-2	10.475	11.075	10.475+j11.075	0	6.445	j6.445	0.780
2-4	4.446	15.314	4.446+j15.314	0	10.778	j10.778	1.304
0-3	16.760	17.720	16.760+j17.720	0	10.312	j10.312	1.248
3-4	9.196	16.150	9.196+j16.150	0	10.214	j10.214	1.236
4-5	12.826	22.525	12.826+j22.525	0	14.246	j14.246	1.724
0-5	12.100	21.250	12.100+j21.250	0	13.440	j13.440	1.626

Проілюструємо розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів на прикладі підстанцій в точках 1 і 3 електромережі.

Активний опір обмоток трьохобмоткового силового трансформатора, встановленого на ПС пункту 1:

$$r_{B1} = r_{C1} = r_{H1} = \frac{\Delta P_{\kappa 31} \cdot U_{OB1}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot S_{H1}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 25000^2} = 1.48 \text{ Ом} \quad (2.33)$$

А активний опір силового трансформатора, встановленого в підстанції пункту 3:

$$r_{T3} = \frac{\Delta P_{\kappa 33} \cdot U_{OB3}^2 \cdot 10^3}{S_{H3}^2} = \frac{120 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{25000^2} = 2.54 \text{ Ом} \quad (2.34)$$

Активні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1:

$$r_{\delta e1} = r_{\delta c1} = r_{\delta n1} = \frac{r_{B1}}{n} = \frac{r_{C1}}{n} = \frac{r_{H1}}{n} = \frac{1.48}{2} = 0.74 \text{ Ом} \quad (2.35)$$

а активний опір блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 3:

$$r_{\delta m3} = \frac{r_{T3}}{n} = \frac{2.54}{2} = 1.27 \text{ Ом} \quad (2.36)$$

Реактивний опір обмоток силового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 1:

$$\begin{aligned} x_{TB1} &= \frac{10 \cdot U_{KB1} \cdot U_{OB1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 10.75 \cdot 115^2}{25000} = 56.87 \text{ Ом} \\ x_{TC1} &= \frac{10 \cdot U_{KC1} \cdot U_{OB1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{25000} = 0 \text{ Ом} \\ x_{TH1} &= \frac{10 \cdot U_{KH1} \cdot U_{OB1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 6.75 \cdot 115^2}{25000} = 35.71 \text{ Ом} \end{aligned} \quad (2.37)$$

Реактивний опір обмоток силового двох обмоткового трансформатора, встановленого на підстанції пункту 3:

$$x_{T3} = \frac{10 \cdot U_{KBH3} \cdot U_{OB3}^2}{2 \cdot S_{H3}} = \frac{10 \cdot 10.5 \cdot 115^2}{2 \cdot 25 \cdot 10^3} = 27.78 \text{ Ом} \quad (2.38)$$

Реактивні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1:

$$x_{\delta e1} = \frac{x_{B1}}{n} = \frac{56.87}{2} = 28.43 \text{ Ом}$$

$$x_{\sigma c1} = \frac{x_{c1}}{n} = 0 \text{ Ом} \quad (2.39)$$

$$x_{\sigma H1} = \frac{x_{H1}}{n} = \frac{35.71}{2} = 17.85 \text{ Ом}$$

Реактивні опори обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 3:

$$x_{\sigma m3} = \frac{x_{T3}}{n} = \frac{27.78}{2} = 13.89 \text{ Ом} \quad (2.40)$$

Активна провідність силових трансформаторів блоків, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 3:

$$g_{T1} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx1} \cdot 10^{-3}}{U_{OB1}^2} = \frac{2 \cdot 31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 4.688 \cdot 10^{-6} \text{ См} \quad (2.41)$$

$$g_{T3} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx3} \cdot 10^{-3}}{U_{OB1}^2} = \frac{2 \cdot 27 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 4.083 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

де n – кількість трансформаторних блоків, шт.

ΔP_{xx} – втрати реактивної потужності в сталі трансформатора, кВт.

Значення індуктивної реактивної провідності силових трансформаторів, встановлених на підстанціях пунктів 1 та 3:

$$b_{T1} = -\frac{n \cdot I_{xx1} \cdot S_{H1} \cdot 10^{-2}}{U_{OB1}^2} = -\frac{2 \cdot 0.7 \cdot 25 \cdot 10^{-2}}{115^2} = -2.647 \cdot 10^{-5} \text{ См} \quad (2.42)$$

$$b_{T3} = -\frac{n \cdot I_{xx3} \cdot S_{H3} \cdot 10^{-2}}{U_{OB3}^2} = -\frac{2 \cdot 0.7 \cdot 25 \cdot 10^{-2}}{115^2} = -2.647 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

Аналогічно розраховуються параметри схем заміщення трансформаторних блоків решти підстанцій електромережі. Результати розрахунків представлені в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Параметри блоків трансформаторів

№ п/с	Опір блоку трансформаторів, Ом								Провідність, Ом	
	активний				реактивний				Активна	Реактивна
	гг	ггв	ггс	ггн	хг	хгв	хгс	хгн	$g_T, \text{См}$	$b_T, \text{См}$
1	-	0.74	0.74	0.74	-	28.43	0	17.85	$4.688 \cdot 10^{-6}$	$-2.647 \cdot 10^{-5}$
2	-	1.06	1.06	1.06	-	17.77	0	11.16	$6.502 \cdot 10^{-6}$	$-3.629 \cdot 10^{-5}$
3	1.27	-	-	-	27.77	-	-	-	$4.083 \cdot 10^{-6}$	$-2.647 \cdot 10^{-5}$
4	0.661	-	-	-	17.36	-	-	-	$7.561 \cdot 10^{-6}$	$-3.932 \cdot 10^{-5}$
5	-	0.74	0.74	0.74	-	28.43	0	17.85	$4.688 \cdot 10^{-6}$	$-2.647 \cdot 10^{-5}$

Значення реактивної поперечної провідності ЛЕП однаково застосовуються до кожного вузла кола, що обмежує цю ЛЕП, відповідно до П-подібної схеми заміщення. Важливою складовою провідності вузла є також поперечна провідність груп трансформаторів, встановлених на підстанціях.

$$\begin{aligned}
 \underline{Y}_0 &= 0.5 \cdot (\underline{Y}_{01} + \underline{Y}_{05} + \underline{Y}_{03}) = 0.5 \cdot (j12.902 \cdot 10^{-5} + j13.44 \cdot 10^{-5} + j10.312 \cdot 10^{-5}) = \\
 &= j1.83 \cdot 10^{-4} \text{ См} ; \\
 \underline{Y}_1 &= 0.5 \cdot j(\underline{Y}_{01} + \underline{Y}_{12}) + g_{T1} + jb_{T1} = 0.5 \cdot j(12.902 \cdot 10^{-5} + 6.445 \cdot 10^{-5}) + \\
 &+ 4.69 \cdot 10^{-6} - j2.65 \cdot 10^{-5} = 4.69 \cdot 10^{-6} + j7.02 \cdot 10^{-5} \text{ См} ;
 \end{aligned} \tag{2.43}$$

$$\begin{aligned}
 \underline{Y}_2 &= 0.5 \cdot j(\underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{24}) + g_{T2} + jb_{T2} = 0.5 \cdot j(6.445 \cdot 10^{-5} + 10.778 \cdot 10^{-5}) + \\
 &+ 6.5 \cdot 10^{-6} - j3.63 \cdot 10^{-5} = 6.5 \cdot 10^{-6} + j4.98 \cdot 10^{-5} \text{ См} ;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \underline{Y}_3 &= 0.5 \cdot j(\underline{Y}_{03} + \underline{Y}_{34}) + g_{T3} + jb_{T3} = 0.5 \cdot j(10.312 \cdot 10^{-5} + 10.214 \cdot 10^{-5}) + \\
 &+ 4.08 \cdot 10^{-6} - j2.65 \cdot 10^{-5} = 4.08 \cdot 10^{-6} + j7.61 \cdot 10^{-5} \text{ См} ;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\underline{Y}_4 &= 0.5 \cdot j(\underline{Y}_{24} + \underline{Y}_{34} + \underline{Y}_{45}) + g_{T4} + jb_{T4} = \\
&= 0.5 \cdot j(10.778 \cdot 10^{-5} + 10.214 \cdot 10^{-5} + 14.246 \cdot 10^{-5}) + \\
&\quad + 7.56 \cdot 10^{-6} - j3.93 \cdot 10^{-5} = 7.56 \cdot 10^{-6} + j13.69 \cdot 10^{-5} \text{ См} ; \\
\underline{Y}_5 &= 0.5 \cdot j(\underline{Y}_{05} + \underline{Y}_{45}) + g_{T5} + jb_{T5} = 0.5 \cdot j(13.44 \cdot 10^{-5} + 14.246 \cdot 10^{-5}) + \\
&\quad + 4.69 \cdot 10^{-6} - j2.65 \cdot 10^{-5} = 4.69 \cdot 10^{-6} + j11.19 \cdot 10^{-5} \text{ См} .
\end{aligned}$$

Для визначення втрат в обмотках трансформаторів необхідно знати коефіцієнти навантаження. Приклад розрахунку показаний для трьохобмоткового блоку силових трансформаторів, встановленого в пункті 1:

$$\begin{aligned}
\beta_{BH1} &= \frac{S_{BH1}}{n \cdot S_{H1}} = \frac{25.61}{2 \cdot 25} = 0.51 \\
\beta_{CH1} &= \frac{S_{CH1}}{n \cdot S_{H1}} = \frac{22}{2 \cdot 25} = 0.44 \\
\beta_{HH1} &= \frac{S_{HH1}}{n \cdot S_{H1}} = \frac{13.11}{2 \cdot 25} = 0.26
\end{aligned} \tag{2.44}$$

де S_{BH} , S_{CH} , S_{HH} – потужність на верхній, середній та нижній напрузі, МВА

Для блоку двохобмоткових силових трансформаторів, встановленого в пункті 3 маємо:

$$\beta_{B3} = \frac{S_{BH3}}{n \cdot S_{H3}} = \frac{25,29}{2 \cdot 25} = 0,51 \tag{2.45}$$

Значення всіх інших коефіцієнтів зведені в табл 2.9.

Таблиця 2.9 – Коефіцієнти завантаження трансформаторів

№п/с	β_{BH}	β_{CH}	β_{HH}
1	0,51	0,44	0,26
2	0,47	0,40	0,24
3	0,51	-	-
4	0,94	-	-
5	0,65	0,56	0,34

Розрахуємо величини активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку триобмоткових силових трансформаторів, встановлених в пункті 1:

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{TZ1} &= \Delta P_{\kappa 1} \cdot 10^{-3} \cdot (\beta_{BH1}^2 + \beta_{CH1}^2 + \beta_{HH1}^2) = \\
 &= 140 \cdot 10^{-3} \cdot (0,51^2 + 0,44^2 + 0,26^2) = 0,073 \text{ MBm} ; \\
 \Delta Q_{TZ1} &= \frac{-2 \cdot S_{H1}}{100} \cdot (\beta_{BH1}^2 \cdot U_{KB1} + \beta_{CH1}^2 \cdot U_{KC1} + \beta_{HH1}^2 \cdot U_{KH1}) = \\
 &= \frac{-2 \cdot 25}{100} \cdot (0,51^2 \cdot 10,75 + 0,44^2 \cdot 0 + 0,26^2 \cdot 6,75) = -1,63 \text{ MBAp} ; \\
 \Delta P_{TY1} &= 2 \cdot \Delta P_{\kappa 1} = 2 \cdot 0,031 = 0,062 \text{ MBm} ; \\
 \Delta Q_{TY1} &= \frac{-2 \cdot S_{H1}}{100} \cdot I_{\kappa 2} = \frac{-2 \cdot 25}{100} \cdot 0,7 = -0,35 \text{ MBAp} ;
 \end{aligned} \tag{2.46}$$

Візначасмо значення приведенного навантаження у пункті 1:

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{np1} &= \dot{S}_{\kappa \partial 1} + \Delta P_{TZ1} + j \Delta Q_{TZ1} + \Delta P_{TY1} + j \Delta Q_{TY1} = \\
 &= 22 - j13,11 + 0,073 - j1,63 + 0,062 - j0,35 = \\
 &= 22,135 - j15,09 \text{ MBA}
 \end{aligned} \tag{2.47}$$

Розрахуємо величини активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку двохобмоткових силових трансформаторів, встановленого в пункті 3:

$$\begin{aligned}\Delta P_{TZ3} &= n \cdot \Delta P_{кз3} \cdot 10^{-3} \cdot \beta_{BH3}^2 = 2 \cdot 120 \cdot 10^{-3} \cdot 0,51^2 = 0,062 \text{ MBm} ; \\ \Delta Q_{TZ3} &= \frac{-2 \cdot S_{H3}}{100} \cdot \beta_{BH3}^2 \cdot U_{KB3} = \frac{-2 \cdot 25}{100} \cdot 0,51^2 \cdot 10,75 = -1,398 \text{ MBAp} ; \\ \Delta P_{TY3} &= 2 \cdot \Delta P_{xx3} = 2 \cdot 0,027 = 0,054 \text{ MBm} ; \\ \Delta Q_{TY3} &= \frac{-2 \cdot S_{H3}}{100} \cdot I_{xx3} = \frac{-2 \cdot 25}{100} \cdot 0,7 = -0,35 \text{ MBAp} ;\end{aligned}\tag{2.48}$$

Визначаємо значення приведенного навантаження у пункті 3:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{np3} &= \dot{S}_{зод3} + \Delta P_{TZ3} + j\Delta Q_{TZ3} + \Delta P_{TY3} + j\Delta Q_{TY3} = \\ &= 22 - j12,474 + 0,062 - j1,398 + 0,054 - j0,35 = \\ &= 22,116 - j14,222 \text{ MVA}\end{aligned}\tag{2.49}$$

Значення приведених навантажень решти пунктів розраховують аналогічно. Результати розрахунків наведені в табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Розраховані значення приведених навантажень

№ вузла	ΔP_{TZ}	ΔQ_{TZ}	ΔP_{TY}	ΔQ_{TY}	$\dot{S}_{пр}$
1	0,073	-1,63	0,062	-0,35	22,135-j15,09
2	0,088	-2,21	0,086	-0,48	32,174-j21,788
3	0,062	-1,398	0,054	-0,35	22,116-j14,222
4	0,281	-7,559	0,1	-0,52	-59,619+j36,921
5	0,073	-1,63	0,062	-0,35	28,135-j18,757

Визначимо потокорозподіл у замкнутій схемі розподілу електроенергії після аварійної ситуації. Розрахунок проводиться виходячи з розрахункових навантажень пунтів і з урахуванням комплексних повних опорів ділянок мережі. В якості режиму розглянемо випадок, коли аварія сталася на найбільш навантаженій ділянці схеми (ділянка 2-4, яка несе струмове навантаження 170.22 (А)). Розрахуємо розподіл потоку в мережі за умови відключення ділянки 2-4.

Складемо розрахункову схему.

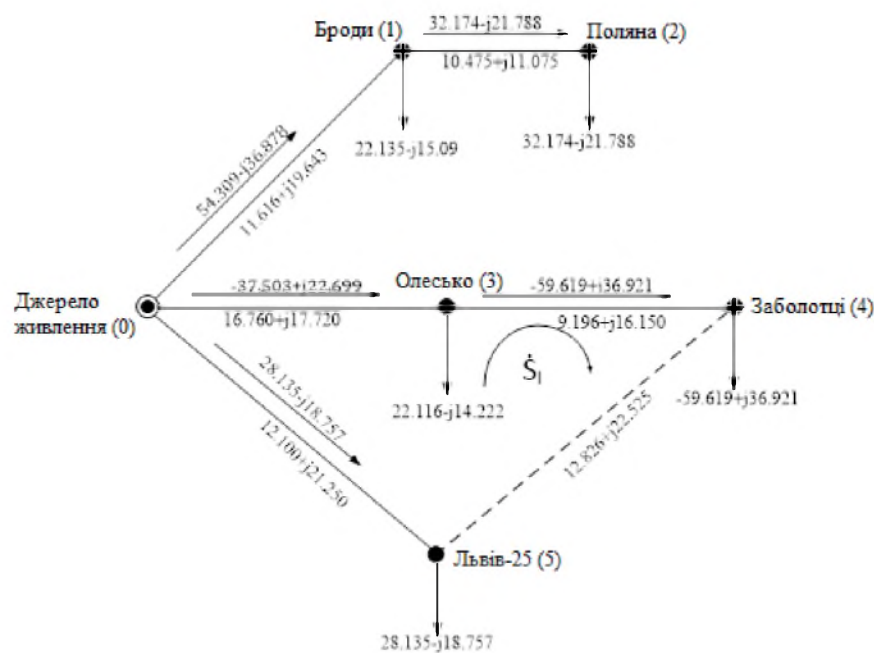


Рисунок 2.6 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму роботи

Значення навантаження за ділянками схеми:

$$\dot{S}_{01} = \dot{S}_{np1} + \dot{S}_{np2} = 22.135 - j15.09 + 32.174 - j21.788 = 54.309 - j36.878 \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{np2} = 32.174 - j21.788 \text{ MBA} \quad (2.50)$$

$$\dot{S}_{03} = \dot{S}_{np3} + \dot{S}_{np4} = 22.116 - j14.222 - 59.619 + j36.921 = -37.503 + j22.699 \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{34} = \dot{S}_{np4} = -59.619 + j36.921 \text{ MBA}$$

$$\dot{S}_{05} = \dot{S}_{np5} = 28.135 - j18.757 \text{ MBA}$$

Складемо контурне рівняння:

$$\dot{S}_{\kappa} L_{11} + \dot{S}_{np4} L_{34} + (\dot{S}_{np3} + \dot{S}_{np4}) \cdot L_{03} - \dot{S}_{np5} L_{05} = 0 \quad (2.51)$$

Підставимо відомі нам значення в рівняння:

$$\dot{S}_{\kappa} \cdot 181 + (-59.619 + j36.921) \cdot 38 + (-37.503 + j22.699) \cdot 40 - (28.135 - j18.757) \cdot 50 = 0$$

$$181 \cdot \dot{S}_{\kappa} = 5172.392 - j3248.808 \quad (2.52)$$

Розв'язавши дане рівняння, отримаємо значення контурної потужності:

$$\dot{S}_{\kappa} = 28.576 - j17.949 \text{ MBA} \quad (2.53)$$

Значення потоків потужностей за ділянками післяаварійної схеми визначають таким чином:

$$\dot{S}'_{01} = \dot{S}_{01} = 54.309 - j36.878 \text{ MBA} ;$$

$$\dot{S}'_{12} = \dot{S}_{12} = 32.174 - j21.788 \text{ MBA} ; \quad (2.54)$$

$$\dot{S}'_{03} = \dot{S}_{03} + \dot{S}_{\kappa} = -37.503 + j22.699 + 28.576 - j17.949 = -8.927 + j4.75 \text{ MBA} ;$$

$$\dot{S}'_{34} = \dot{S}_{34} + \dot{S}_{\kappa} = -59.619 + j36.921 + 28.576 - j17.949 = -31.043 + j18.972 \text{ MBA} ;$$

$$\dot{S}'_{05} = \dot{S}_{05} - \dot{S}_{\kappa} = 28.135 - j18.757 - 28.576 + j17.949 = -0.441 - j0.808 \text{ MBA} ;$$

$$\dot{S}'_{45} = \dot{S}_{\kappa} = 28.576 - j17.949 \text{ MBA}$$

Здійснюємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа для єдиного контуру після аварійної схеми мережі:

$$\begin{aligned} \dot{S}'_{03} L_{03} - \dot{S}'_{05} L_{05} + \dot{S}'_{34} L_{34} + \dot{S}'_{45} L_{45} = & (-8.927 + j4.75) \cdot 40 - (-0.441 - j0.808) \cdot 50 + \\ & + (-31.043 + j18.972) \cdot 38 + (28.576 - j17.949) \cdot 53 = -0.036 + j0.04 \approx 0 \end{aligned} \quad (2.55)$$

Потокорозподіл потужностей визначено правильно на Z-схемі електромережі після аварії. Потокорозподіл потужностей на Z-схемі електромережі для даного режиму роботи показано на рис. 2.7.

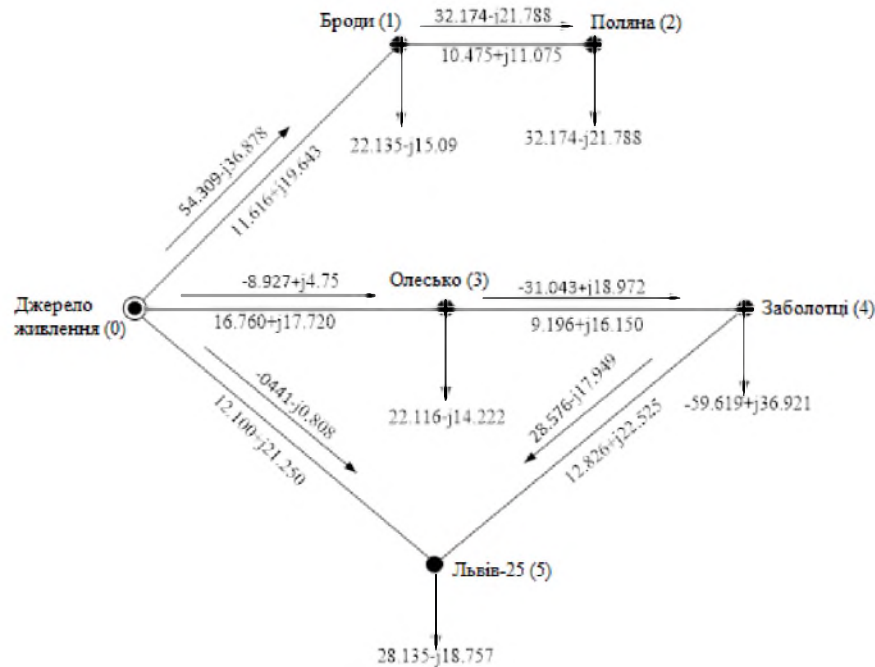


Рисунок 2.7 – Потокорозподіл потужностей у Z-схемі для післяаварійного режиму роботи.

2.3.4 Розрахунок максимального та після аварійного режимів роботи мережі

Робочі стани мереж районної передачі розраховуються ітераційним методом. Розрахунок усталеного режиму роботи електричної мережі полягає в тому, що визначаються рівні напруги в окремих точках схеми мережі, фактичні потужності на ділянках і сумарні втрати потужності в повздовжніх і поперечних елементах схеми заміщення мережі.

При розрахунку необхідно працювати не з втратами потужності в провідностях, а з самими провідностями, так як втрати потужності задаються в процесі розрахунку. У цьому контексті в наступних розрахунках використовується Z-схема мережі з повними опороми ділянок, загальним навантаженням на ділянки та загальною провідністю ділянок. Загальна провідність ділянок складається із сумарної провідності ліній електропередачі, які застосовуються за П-подібною схемою заміщення, і повної провідності трансформаторів, підключених до пункту, що розглядається.

На рис. 2.8 показано отриману схему заміщення із сумарними опорами секцій і сумарними навантаженнями вузлів.

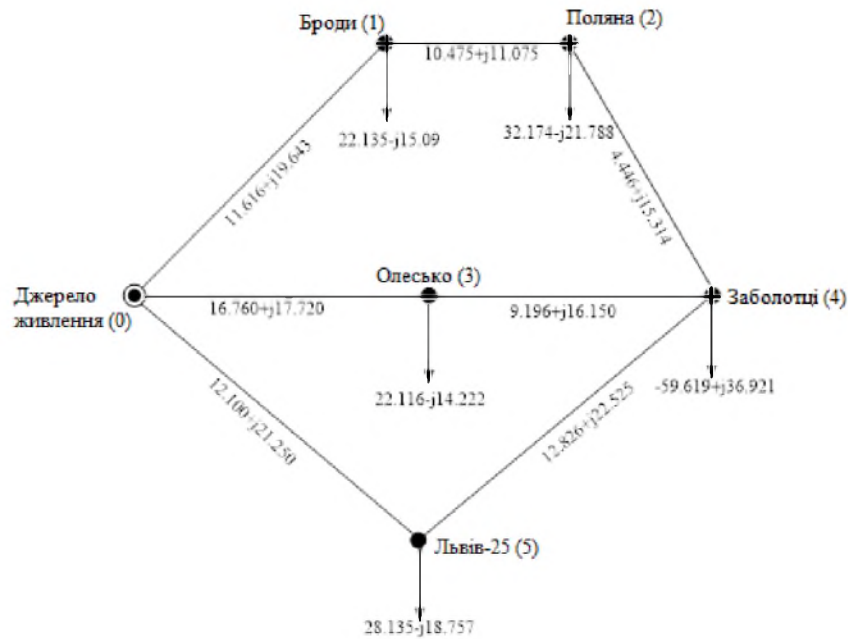


Рисунок 2.8 – Вихідна схема для розрахунку

Розрахунок починається з визначення основного поточкорозподілу в схемі замкнутої мережі методом контурних рівнянь. Кожна наступна ітерація включає такі кроки:

1. Визначити втрати потужності на опорах ділянок і провідності пунктів за режимом напруги, визначеним на попередній ітерації.
2. Визначені втрати потужності розподіляються за симетричною П-подібною схемою заміщення на кінцях ділянок мережі та алгебраїчно підсумовуються з втратами потужності в поперечних провідностях пунктів. Це означає, що додаткове навантаження на комутатори виявлено.
3. Визначити поточкорозподіл від додаткових навантажень.
4. Поточкорозподіл накладається на основний поточкорозподіл, знайдений перед першою ітерацією, від додаткових навантажень.
5. За отриманим поточкорозподілом визначити режим напруги у вузлах схеми та середньолінійну напругу ділянок.

Перейдемо до розрахунку максимального режиму. Схема для знаходження основного поточкорозподілу зображена на рис. 2.9

$$\begin{aligned}
 & \left\{ \begin{aligned}
 & \dot{S}_{\kappa I} [(16.76 + j17.72) + (9.196 + j16.15) + (12.826 + j22.525) + (12.1 + j21.25)] - \\
 & - \dot{S}_{\kappa II} [(16.76 + j17.72) + (9.196 + j16.15)] + (-59.619 + j36.921) \cdot (9.196 + j16.15) + \\
 & + [(22.116 - j14.222) + (-59.619 + j36.921)] \cdot (16.76 + j17.72) - \\
 & - (28.135 - j18.757) \cdot (12.1 + j21.25) = 0 \\
 & - \dot{S}_{\kappa I} [(16.76 + j17.72) + (9.196 + j16.15)] + \dot{S}_{\kappa II} [(16.76 + j17.72) + \\
 & + (9.196 + j16.15) + (11.616 + j19.643) + (10.475 + j11.075) + \\
 & + (4.446 + j15.314)] + (32.174 - j21.788) \cdot (10.475 + j11.075) + \\
 & + [(22.135 - j15.09) + (32.174 - j21.788)] \cdot (11.616 + j19.643) - \\
 & - (-59.619 + j36.921) \cdot (9.196 + j16.15) - \\
 & - [(22.116 - j14.222) + (-59.619 + j36.921)] \cdot (16.76 + j17.72) = 0.
 \end{aligned} \right. \quad (2.57)
 \end{aligned}$$

$$\begin{cases}
 (50.882 + j77.645) \cdot \dot{S}_{\kappa I} - (25.956 + j33.87) \cdot \dot{S}_{\kappa II} = 2914.51 + j1278.35 \\
 -(25.956 + j33.87) \cdot \dot{S}_{\kappa I} + (52.493 + j79.902) \cdot \dot{S}_{\kappa II} = -4108.88 - j1673.954;
 \end{cases}$$

Після розв'язання системи отримуємо такі значення контурних потужностей:

$$\begin{pmatrix} \dot{S}_{\kappa I} \\ \dot{S}_{\kappa II} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 14.897 - j7.28 \\ -31.733 + j22.426 \end{pmatrix} \text{ MBA} \quad (2.58)$$

Накладаємо отримані контурні потужності на потокорозподіл умовно незамкненої схеми мережі. Ось як ми знайшли основний потокорозподіл в замкненій схемі.

$$\dot{S}_{\text{осн}01} = \dot{S}_{01} + \dot{S}_{\kappa II} = 54.309 - j36.878 - 31.733 + j22.426 = 22.576 - j14.452 \text{ MBA} ;$$

$$\dot{S}_{\text{осн}05} = \dot{S}_{05} - \dot{S}_{\kappa I} = 28.135 - j18.757 - 14.897 + j7.28 = 13.238 - j11.477 \text{ MBA} ;$$

$$\dot{S}_{\text{осн}12} = \dot{S}_{12} + \dot{S}_{\kappa II} = 32.174 - j21.788 - 31.733 + j22.426 = 0.441 + j0.638 \text{ MBA} ;$$

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{\text{осн}03} &= \dot{S}_{03} + \dot{S}_{\kappa I} - \dot{S}_{\kappa II} = -37.503 + j22.699 + 14.897 - j7.28 + 31.733 - j22.426 = \\
 &= 9.127 - j7.007 \text{ MBA} ;
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{осн34} &= \dot{S}_{34} + \dot{S}_{\bar{K}} - \dot{S}_{\bar{K}II} = -59.619 + j36.921 + 14.897 - j7.28 + 31.733 - j22.426 = \\
&= -12.989 + j7.215 \text{ MBA}; \\
\dot{S}_{осн45} &= \dot{S}_{\bar{K}I} = 14.897 - j7.28 \text{ MBA} \\
\dot{S}_{осн24} &= \dot{S}_{\bar{K}II} = -31.733 + j22.426 \text{ MBA} .
\end{aligned} \tag{2.59}$$

Здійснюємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа у початковій схемі електричної мережі:

– для 1-го контуру:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{осн03} \underline{Z}_{03} - \dot{S}_{осн05} \underline{Z}_{05} + \dot{S}_{осн34} \underline{Z}_{34} + \dot{S}_{осн45} \underline{Z}_{45} &= (9.127 - j7.007) \cdot (16.67 + j17.72) - \\
&- (13.238 - j11.477) \cdot (12.1 + j21.25) + (-12.989 + j7.215) \cdot (9.196 + j16.15) + \\
&+ (14.897 - j7.28) \cdot (12.826 + j22.525) = -0.088 + j0.056 \approx 0
\end{aligned} \tag{2.60}$$

– для 2-го контуру:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{осн01} \underline{Z}_{01} + \dot{S}_{осн12} \underline{Z}_{12} + \dot{S}_{осн24} \underline{Z}_{24} - \dot{S}_{осн34} \underline{Z}_{34} - \dot{S}_{осн03} \underline{Z}_{03} &= \\
&= (22.576 - j14.572) \cdot (11.616 + j19.643) + (0.441 + j0.638) \cdot (10.475 + j11.075) + \\
&+ (-31.733 + j22.426) \cdot (4.446 + j15.314) - (-12.989 + j7.215) \cdot (9.196 + j16.15) + \\
&- (14.897 - j7.28) \cdot (12.826 + j22.525) = 0.049 - j0.075 \approx 0
\end{aligned} \tag{2.61}$$

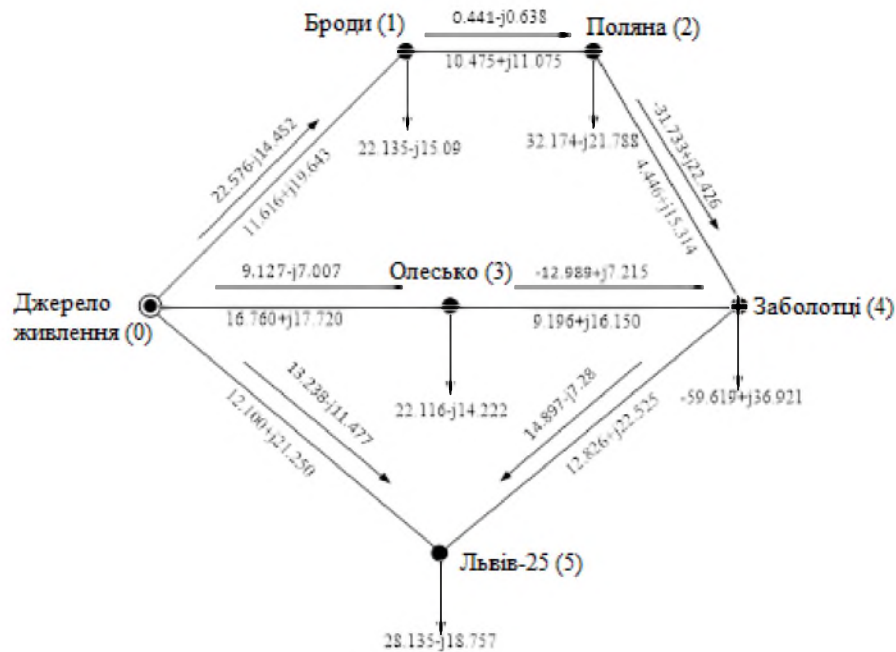


Рисунок 2.10 – Основний потокорозподіл в замкненій схемі

Ітерація розрахунку № 1

Розрахуємо втрати потужності в поперечному та поздовжньому елементах схеми заміщення. Прийнято, що рівень напруги в усіх пунктах схеми дорівнює номінальному значенню 110 кВ. Результати розрахунків зведені в таблиці 2.11 та 2.12.

$$\Delta \dot{S}_{0-1}^{(1)} = \frac{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}{0.5 \cdot (U_0^2 + U_1^2)} \cdot Z_{0-1} = \frac{22.576^2 + 14.452^2}{0.5 \cdot (115^2 + 110^2)} \cdot (11.616 + j19.643) = 0.662 + j1.12 \text{ MVA} \quad (2.62)$$

Втрати потужності у провідності пунктів:

$$\Delta \dot{S}_{r1}^{(1)} = Y_{s1} \cdot U_1^2 = (4.69 \cdot 10^{-6} + j7.02 \cdot 10^{-5}) \cdot 110^2 = 0.057 + j0.85 \text{ MVA} \quad (2.63)$$

Таблиця 2.11 – Втрати потужностей в повздовжніх елементах схеми

Вітка	$\Delta \dot{S}^{(1)}, MVA$
0-1	$0.662 + j1.12$
0-5	$0.293 + j0.515$
1-2	$0.498 \cdot 10^{-3} + j0.526 \cdot 10^{-3}$
2-4	$0.676 + j2.328$
0-3	$0.167 + j0.177$
3-4	$0.16 + j0.281$
4-5	$0.278 + j0.489$

Таблиця 2.12 – Втрати потужностей в поперечних елементах схеми

Вузол	$\Delta \dot{S}_Y^{(1)}, MVA$
0	$j2.42$
1	$0.057 + j0.85$
2	$0.079 + j0.603$
3	$0.049 + j0.92$
4	$0.091 + j1.656$
5	$0.057 + j1.354$

Розрахуємо додаткові навантаження вузлів та складемо потокорозподіл в умовно розімкненій мережі від додаткових навантажень, рис. 2.11.

$$\Delta \dot{S}_{0\Sigma}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{Y0}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{0-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{0-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{0-5}^{(1)}) = j2.42 + 0.5 \cdot [(0.662 + j1.12) + (0.167 + j0.177) + (0.293 + j0.515)] = 0.561 + j3.326 \text{ MVA}$$

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{S}_{1\Sigma}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{11}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{0-1}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{1-2}^{(1)}) = 0.057 + j0.85 + \\
&+ 0.5 \cdot [(0.662 + j1.12) + (0.498 \cdot 10^{-3} + j0.526 \cdot 10^{-3})] = 0.388 + j1.41 \text{ MBA} \\
\Delta \dot{S}_{2\Sigma}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{12}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{1-2}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{2-4}^{(1)}) = 0.079 + j0.603 + \\
&+ 0.5 \cdot [(0.498 \cdot 10^{-3} + j0.526 \cdot 10^{-3}) + (0.676 + j2.328)] = 0.417 + j1.767 \text{ MBA} \\
\Delta \dot{S}_{3\Sigma}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{13}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{0-3}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{3-4}^{(1)}) = 0.049 + j0.92 + \\
&+ 0.5 \cdot [(0.167 + j0.177) + (0.16 + j0.281)] = 0.213 + j1.149 \text{ MBA} \quad (2.64) \\
\Delta \dot{S}_{4\Sigma}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{14}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{2-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{3-4}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{4-5}^{(1)}) = 0.091 + j1.656 + \\
&+ 0.5 \cdot [(0.676 + j2.328) + (0.16 + j0.281) + (0.278 + j0.489)] \\
&= 0.31 + j2.041 \text{ MBA} \\
\Delta \dot{S}_{5\Sigma}^{(1)} &= \Delta \dot{S}_{15}^{(1)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{0-5}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{4-5}^{(1)}) = 0.057 + j1.354 + \\
&+ 0.5 \cdot [(0.293 + j0.515) + (0.278 + j0.489)] = 0.343 + j1.856 \text{ MBA}
\end{aligned}$$

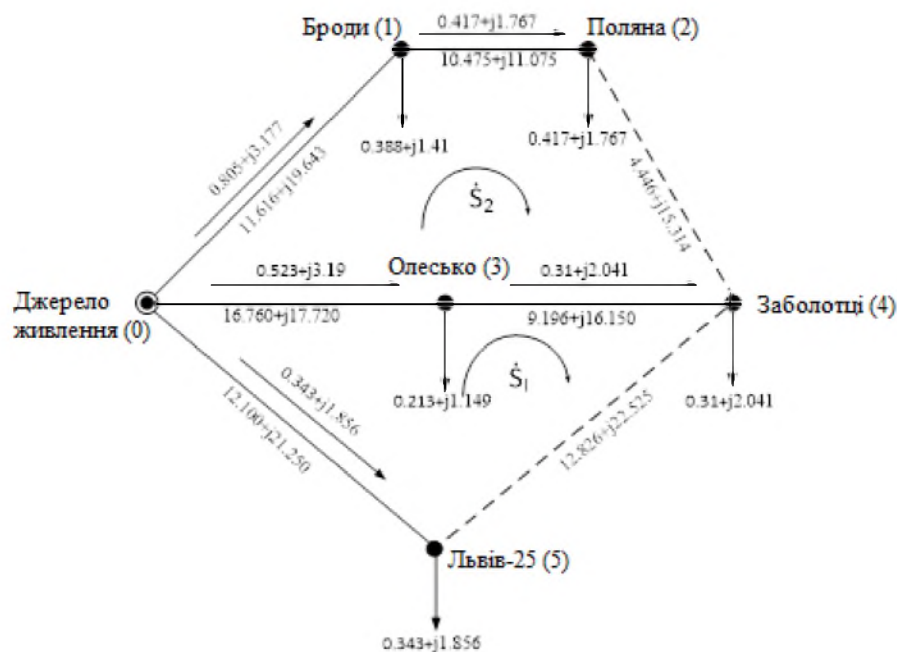


Рисунок 2.11 – Попередній потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій мережі від втрат потужності на першій ітерації розрахунку

Система контурних рівнянь для даної схеми має вигляд:

$$\begin{cases} \Delta \dot{S}_I^{(1)} \cdot (\underline{Z}_{03} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{45} + \underline{Z}_{05}) - \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} \cdot (\underline{Z}_{03} + \underline{Z}_{34}) + \Delta \dot{S}_{4\Sigma}^{(1)} \underline{Z}_{34} + \\ + (\Delta \dot{S}_{3\Sigma}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{4\Sigma}^{(1)}) \cdot \underline{Z}_{03} - \Delta \dot{S}_{5\Sigma}^{(1)} \underline{Z}_{05} = 0 \\ -\Delta \dot{S}_I^{(1)} (\underline{Z}_{03} + \underline{Z}_{34}) + \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} (\underline{Z}_{03} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{24}) + \Delta \dot{S}_{2\Sigma}^{(1)} \underline{Z}_{12} + \\ + (\Delta \dot{S}_{1\Sigma}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{2\Sigma}^{(1)}) \cdot \underline{Z}_{01} - \Delta \dot{S}_{4\Sigma}^{(1)} \underline{Z}_{34} - (\Delta \dot{S}_{3\Sigma}^{(1)} + \Delta \dot{S}_{4\Sigma}^{(1)}) \cdot \underline{Z}_{03} = 0. \end{cases} \quad (2.65)$$

Підставимо відомі нам значення в систему рівнянь:

$$\begin{cases} \Delta \dot{S}_I^{(1)} (50.882 + j77.645) - \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} (25.956 + j33.87) + (0.31 + j2.041) \cdot (9.196 + j16.15) + \\ + (0.523 + j3.19) \cdot (16.76 + j17.72) - (0.343 + j1.856) \cdot (12.1 + j21.25) = 0 \\ -\Delta \dot{S}_I^{(1)} (25.956 + j33.87) + \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} (52.493 + j79.902) + \\ + (0.417 + j1.767) \cdot (10.475 + j11.075) + (0.805 + j3.177) \cdot (11.616 + j19.643) \\ - (0.31 + j2.041) \cdot (9.196 + j16.15) - (0.523 + j3.19) \cdot (16.76 + j17.72) = 0. \end{cases} \quad (2.66)$$

Розв'язком цієї системи рівнянь будуть наступні значення контурних потужностей:

$$\begin{pmatrix} \Delta \dot{S}_I^{(1)} \\ \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0.355 - j0.821 \\ -0.19 - j0.237 \end{pmatrix} \text{ MBA} \quad (2.67)$$

Накладемо знайдені контурні потужності на потокорозподіл умовно розімкнутого контуру мережі. З цього ми знаходимо потокорозподіл потужності від втрат у замкнутому схемі.

$$\Delta \dot{S}_{\partial 01}^{(1)} = \dot{S}_{01} + \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} = 0.805 + j3.177 - 0.19 - j0.237 = 0.615 + j2.94 \text{ MBA} ;$$

$$\dot{S}_{\partial 05}^{(1)} = \dot{S}_{05} - \Delta \dot{S}_I^{(1)} = 0.343 + j1.856 + 0.355 + j0.821 = 0.698 + j2.677 \text{ MBA} ;$$

$$\Delta \dot{S}_{012}^{(1)} = \dot{S}_{12} + \Delta \dot{S}_I^{(1)} = 0.417 + j1.767 - 0.19 - j0.237 = 0.227 + j1.53 \text{ MBA} ;$$

$$\Delta \dot{S}_{003}^{(1)} = \dot{S}_{03} + \Delta \dot{S}_I^{(1)} - \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} = 0.523 + j3.19 - 0.355 - j0.821 + 0.19 + j0.237 = \\ = 0.358 + j2.606 \text{ MBA} ;$$

$$\Delta \dot{S}_{034}^{(1)} = \dot{S}_{34} + \Delta \dot{S}_I^{(1)} - \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} = 0.31 + j2.041 - 0.355 - j0.821 + 0.19 + j0.237 = \\ = 0.145 + j1.457 \text{ MBA} ;$$

$$\Delta \dot{S}_{045}^{(1)} = \Delta \dot{S}_I^{(1)} = -0.355 - j0.821 \text{ MBA}$$

$$\Delta \dot{S}_{024}^{(1)} = \Delta \dot{S}_{II}^{(1)} = -0.19 - j0.237 \text{ MBA} . \quad (2.68)$$

Здійснюємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа у початковій схемі електричної мережі:

– для 1-го контуру:

$$\Delta \dot{S}_{003}^{(1)} \underline{Z}_{03} - \Delta \dot{S}_{005}^{(1)} \underline{Z}_{05} + \Delta \dot{S}_{034}^{(1)} \underline{Z}_{34} + \Delta \dot{S}_{045}^{(1)} \underline{Z}_{45} = (0.358 + j2.606) \cdot (16.67 + j17.72) - \\ - (0.698 + j2.677) \cdot (12.1 + j21.25) + (0.145 + j1.457) \cdot (9.196 + j16.15) + \\ + (-0.355 - j0.821) \cdot (12.826 + j22.525) = 0 \quad (2.69)$$

– для 2-го контуру:

$$\Delta \dot{S}_{001}^{(1)} \underline{Z}_{01} + \Delta \dot{S}_{012}^{(1)} \underline{Z}_{12} + \Delta \dot{S}_{024}^{(1)} \underline{Z}_{24} - \Delta \dot{S}_{034}^{(1)} \underline{Z}_{34} - \Delta \dot{S}_{003}^{(1)} \underline{Z}_{03} = \\ = (0.615 + j2.94) \cdot (11.616 + j19.643) + (0.227 + j1.53) \cdot (10.475 + j11.075) + \\ + (-0.19 - j0.237) \cdot (4.446 + j15.314) - (0.145 + j1.457) \cdot (9.196 + j16.15) + \\ - (0.358 + j2.606) \cdot (12.826 + j22.525) = 0 \quad (2.70)$$

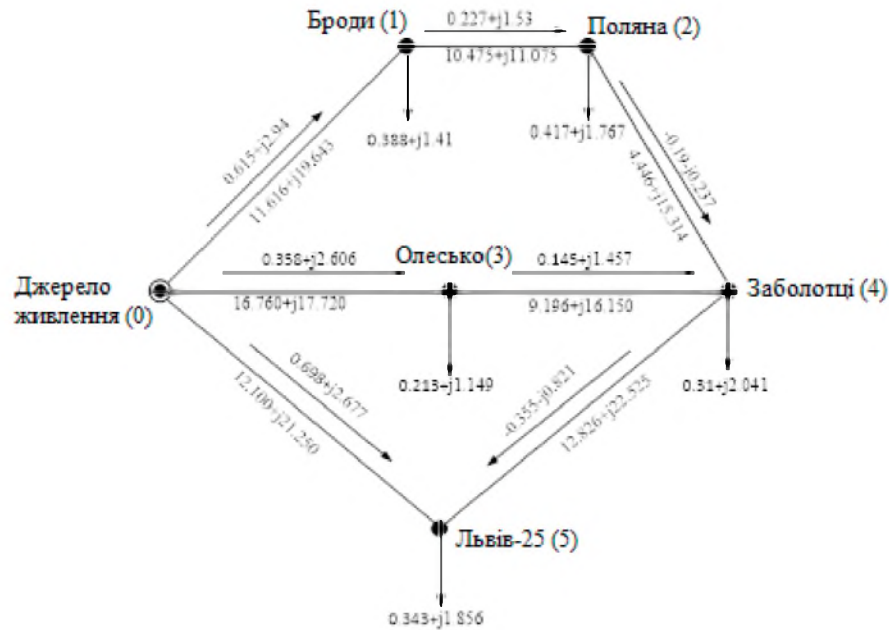


Рисунок 2.12 – Потокорозподіл потужностей в мережі від втрат потужності на першій ітерації розрахунку

Отриманий потокорозподіл для першої ітерації розрахунку визначається шляхом накладання потокорозподілу від додаткових пунктів навантажень на основний потокорозподіл, визначений перед першою ітерацією.

Для пунктів результату навантаження для першої ітерації розрахунку буде:

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{рез1}^{(1)} &= \dot{S}_{np1} + \Delta \dot{S}_{1\Sigma}^{(1)} = 22.135 - j15.09 + 0,388 + j1.41 = 22.523 - j13.68 \text{ MBA} \\
 \dot{S}_{рез2}^{(1)} &= \dot{S}_{np2} + \Delta \dot{S}_{2\Sigma}^{(1)} = 32.174 - j21.788 + 0,417 + j1.767 = 32.591 - j20.027 \text{ MBA} \\
 \dot{S}_{рез3}^{(1)} &= \dot{S}_{np3} + \Delta \dot{S}_{3\Sigma}^{(1)} = 22.116 - j14.222 + 0,213 + j1.149 = 22.329 - j13.073 \text{ MBA} \\
 \dot{S}_{рез4}^{(1)} &= \dot{S}_{np4} + \Delta \dot{S}_{4\Sigma}^{(1)} = -59.619 + j36.921 + 0,31 + j2.041 = -59.309 + j38.962 \text{ MBA} \\
 \dot{S}_{рез5}^{(1)} &= \dot{S}_{np5} + \Delta \dot{S}_{5\Sigma}^{(1)} = 28.135 - j18.757 + 0,343 + j1.856 = 28.478 - j16.901 \text{ MBA}
 \end{aligned} \tag{2.71}$$

Результуючий потік потужності ділянок на першій ітерації розрахунку складе:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{\text{рез0-1}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{осн0-1}} + \Delta \dot{S}_{\partial 0-1}^{(1)} = 22.576 - j14.452 + 0.615 + j2.94 = 23.191 - j11.512 \text{ MVA} \\
\dot{S}_{\text{рез0-5}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{осн0-5}} + \Delta \dot{S}_{\partial 0-5}^{(1)} = 13.238 - j11.477 + 0.698 + j2.677 = 13.936 - j8.81 \text{ MVA} \\
\dot{S}_{\text{рез1-2}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{осн1-2}} + \Delta \dot{S}_{\partial 1-2}^{(1)} = 0.441 + j0.638 + 0.227 + j1.53 = 0.668 + j2.168 \text{ MVA} \\
\dot{S}_{\text{рез0-3}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{осн0-3}} + \Delta \dot{S}_{\partial 0-3}^{(1)} = 9.127 - j7.007 + 0.358 + j2.606 = 9.485 - j4.401 \text{ MVA} \quad (2.72) \\
\dot{S}_{\text{рез3-4}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{осн3-4}} + \Delta \dot{S}_{\partial 3-4}^{(1)} = -12.989 + j7.215 + 0.145 + j1.457 = -12.844 + j8.672 \text{ MVA} \\
\dot{S}_{\text{рез4-5}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{осн4-5}} + \Delta \dot{S}_{\partial 4-5}^{(1)} = 14.897 - j7.28 - 0.355 - j0.821 = 14.542 - j8.101 \text{ MVA} \\
\dot{S}_{\text{рез2-4}}^{(1)} &= \dot{S}_{\text{осн2-4}} + \Delta \dot{S}_{\partial 2-4}^{(1)} = -31.733 + j22.426 - 0.19 - j0.237 = -31.923 + j22.189 \text{ MVA}
\end{aligned}$$

Визначимо рівні напруги в пунктах схеми на першій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}
U_1^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез0-1}}^{(1)} \cdot r_{01} - Q_{\text{рез0-1}}^{(1)} \cdot x_{01})} = \\
&= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (23.191 \cdot 11.616 - (-11.512) \cdot 19.643)} = 110.6 \text{ кВ} \\
U_2^{(1)} &= \sqrt{U_1^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез1-2}}^{(1)} \cdot r_{12} - Q_{\text{рез1-2}}^{(1)} \cdot x_{12})} = \\
&= \sqrt{110.6^2 - 2 \cdot (0.668 \cdot 10.475 - (2.168) \cdot 11.075)} = 110.8 \text{ кВ} \\
U_3^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез0-3}}^{(1)} \cdot r_{03} - Q_{\text{рез0-3}}^{(1)} \cdot x_{05})} = \\
&= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (9.485 \cdot 16.76 - (-4.401) \cdot 17.72)} = 112.9 \text{ кВ} \quad (2.73) \\
U_4^{(1)} &= \sqrt{U_2^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез2-4}}^{(1)} \cdot r_{24} - Q_{\text{рез2-4}}^{(1)} \cdot x_{24})} = \\
&= \sqrt{110.8^2 - 2 \cdot (-31.733 \cdot 4.446 - (22.426) \cdot 15.314)} = 115.1 \text{ кВ} \\
U_5^{(1)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{\text{рез0-5}}^{(1)} \cdot r_{05} - Q_{\text{рез0-5}}^{(1)} \cdot x_{05})} = \\
&= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (13.936 \cdot 12.1 - (-8.81) \cdot 21.25)} = 111.9 \text{ кВ}
\end{aligned}$$

Параметри режиму роботи електричної мережі на першій ітерації розрахунку при максимальних навантаженнях наведені на рис. 2.13.

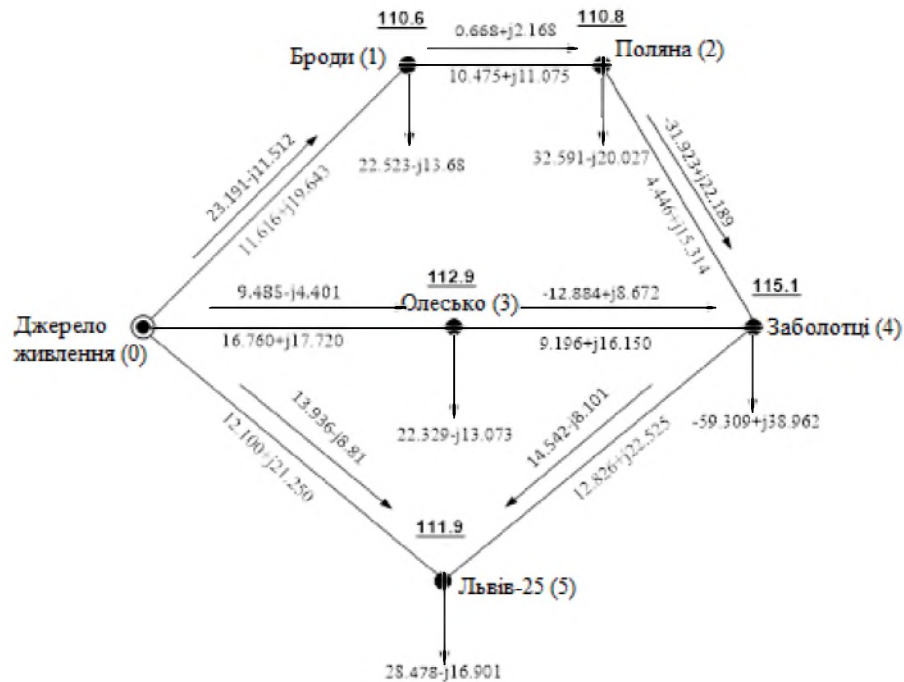


Рисунок 2.13 – Результуючий потокорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми при максимальних навантаженнях на першій ітерації розрахунку

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу по зміні модуля напруги вузлів, результати зведемо до табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Збіжності ітераційного процесу

Вузол	$U^{(0)}$, кВ	$U^{(1)}$, кВ	$ \Delta U^{(1)} $, кВ	$ \Delta U^{(1)} $, %
1	110	110.6	0.6	0.55
2	110	110.8	0.8	0.73
3	110	112.9	2.9	2.64
4	110	115.1	5.1	4.64
5	110	111.9	1.9	1.73

Оскільки зміни модулів напруги в деяких пунктах схеми перевищують 2%, то необхідно продовжити розрахунок і виконати наступну ітерацію розрахунку.

Визначимо втрати потужності в схемі на першій ітерації.

Потужність БП на першій ітерації складе:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{БП}^{(1)} &= \dot{S}_{рез0-1}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-3}^{(1)} + \dot{S}_{рез0-5}^{(1)} + \Delta\dot{S}_{0\Sigma}^{(1)} = 23.191 - j11.512 + 9.485 - j4.401 + \\ &+ 13.936 - j8.81 + 0.561 + j3.326 = 47.173 - j21.397 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (2.74)$$

Сумарні втрати потужності в мережі на першій ітерації будуть дорівнювати:

$$\begin{aligned}\Delta\dot{S}_{\Sigma}^{(1)} &= \dot{S}_{БП}^{(1)} - \dot{S}_{\max 1} - \dot{S}_{\max 2} - \dot{S}_{\max 3} - \dot{S}_{\max 4} - \dot{S}_{\max 5} = \\ &= (47.173 - j21.397) - (22 - j13.11) - (32 - j19.098) - (22 - j12.474) - \\ &- (-60 + j45) - (28 - j16.777) = 3.173 + j4.938 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (2.75)$$

Ітерація розрахунку №2

Знайдемо втрати потужностей в поперечних та повздовжніх елементах схеми заміщення. Рівень напруги в усіх пунктах схеми приймаємо рівним номінальному значенню 110 кВ. Результати розрахунків зведені в табл. 2.14 та 2.15.

$$\begin{aligned}\Delta\dot{S}_{0-1}^{(2)} &= \frac{(P_{рез0-1}^{(1)})^2 + (Q_{рез0-1}^{(1)})^2}{0.5 \cdot (U_0^2 + (U_1^{(1)})^2)} \cdot Z_{0-1} = \frac{23.191^2 + 11.512^2}{0.5 \cdot (115^2 + 110.6^2)} \cdot (11.616 + j19.643) = \\ &= 0.616 + j1.041 \text{ МВА}\end{aligned}\quad (2.76)$$

Втрати потужності у провідності пунктів:

$$\Delta \dot{S}_{Y1}^{(2)} = Y_{y1} \cdot (U_1^{(1)})^2 = (4.69 \cdot 10^{-6} + j7.02 \cdot 10^{-5}) \cdot 110.6^2 = 0.057 + j0.86 \text{ MBA} \quad (2.77)$$

Таблиця 2.14 – Втрати потужностей в повздовжніх елементах схеми

Вітка	$\Delta \dot{S}^{(2)}, \text{MBA}$
0-1	$0.616 + j1.041$
0-5	$0.254 + j0.446$
1-2	$0.419 \cdot 10^{-3} + j0.443 \cdot 10^{-3}$
2-4	$0.507 + j1.745$
0-3	$0.141 + j0.149$
3-4	$0.141 + j0.259$
4-5	$0.269 + j0.473$

Таблиця 2.15 – Втрати потужностей в поперечних елементах схеми

Вузол	$\Delta \dot{S}_Y^{(2)}, \text{MBA}$
0	$j2.42$
1	$0.057 + j0.86$
2	$0.08 + j0.612$
3	$0.052 + j0.97$
4	$0.1 + j1.814$
5	$0.059 + j1.4$

Розрахуємо додаткові навантаження вузлів та складемо потокорозподіл в умовно розімкненій мережі від додаткових навантажень, рис. 2.14.

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{0\Sigma}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{Y0}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{0-1}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{0-3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{0-5}^{(2)}) = j2.42 + \\ &+ 0,5 \cdot [(0.616 + j1.041) + (0.141 + j0.149) + (0.254 + j0.446)] = 0.506 + j3.238 \text{ MBA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{S}_{1\Sigma}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{Y1}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{0-1}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{1-2}^{(2)}) = 0.057 + j0.86 + \\
&+ 0.5 \cdot [(0.616 + j1.041) + (0.419 \cdot 10^{-3} + j0.443 \cdot 10^{-3})] = 0.365 + j1.38 \text{ MBA} \\
\Delta \dot{S}_{2\Sigma}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{Y2}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{1-2}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{2-4}^{(2)}) = 0.08 + j0.612 + \\
&+ 0.5 \cdot [(0.419 \cdot 10^{-3} + j0.443 \cdot 10^{-3}) + (0.507 + j1.745)] = 0.334 + j1.485 \text{ MBA} \\
\Delta \dot{S}_{3\Sigma}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{Y3}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{0-3}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{3-4}^{(2)}) = 0.052 + j0.97 + \\
&+ 0.5 \cdot [(0.141 + j0.149) + (0.141 + j0.259)] = 0.193 + j1.174 \text{ MBA} \quad (2.78) \\
\Delta \dot{S}_{4\Sigma}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{Y4}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{2-4}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{3-4}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{4-5}^{(2)}) = 0.1 + j1.814 + \\
&+ 0.5 \cdot [(0.507 + j1.745) + (0.141 + j0.259) + (0.269 + j0.473)] \\
&= 0.558 + j3.053 \text{ MBA} \\
\Delta \dot{S}_{5\Sigma}^{(2)} &= \Delta \dot{S}_{Y5}^{(2)} + 0,5 \cdot (\Delta \dot{S}_{0-5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{4-5}^{(2)}) = 0.059 + j1.814 + \\
&+ 0.5 \cdot [(0.254 + j0.446) + (0.269 + j0.473)] = 0.321 + j2.274 \text{ MBA}
\end{aligned}$$

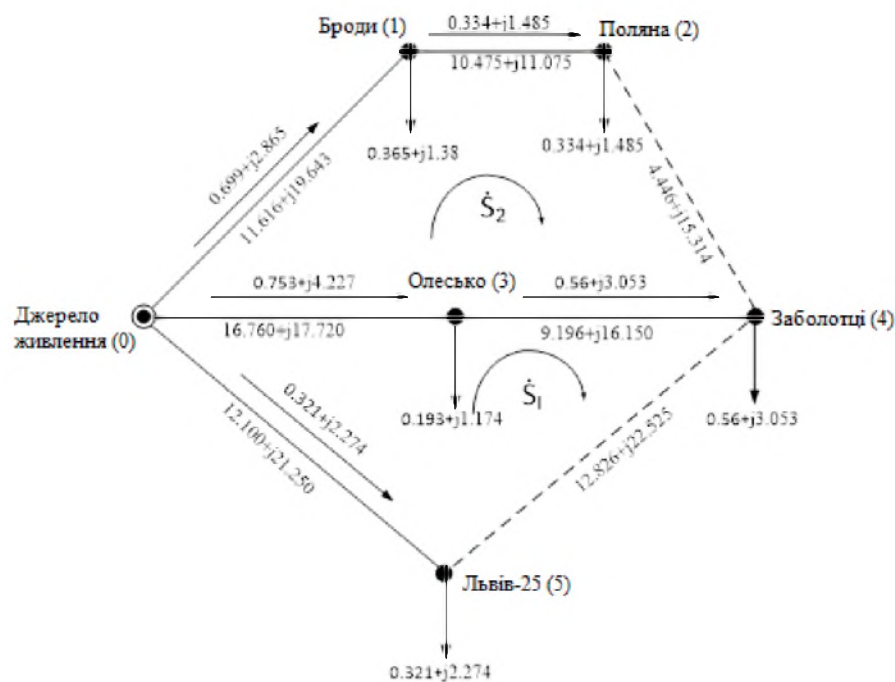


Рисунок 2.14 – Попередній потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій мережі від втрат потужності на другій ітерації розрахунку

Система контурних рівнянь для даної схеми має вигляд:

$$\begin{cases} \Delta \dot{S}_I^{(2)} \cdot (\underline{Z}_{03} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{45} + \underline{Z}_{05}) - \Delta \dot{S}_{II}^{(2)} \cdot (\underline{Z}_{03} + \underline{Z}_{34}) + \Delta \dot{S}_{4\Sigma}^{(2)} \underline{Z}_{34} + \\ + (\Delta \dot{S}_{3\Sigma}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{4\Sigma}^{(2)}) \cdot \underline{Z}_{03} - \Delta \dot{S}_{5\Sigma}^{(2)} \underline{Z}_{05} = 0 \\ -\Delta \dot{S}_I^{(2)} (\underline{Z}_{03} + \underline{Z}_{34}) + \Delta \dot{S}_{II}^{(2)} (\underline{Z}_{03} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{24}) + \Delta \dot{S}_{2\Sigma}^{(2)} \underline{Z}_{12} + \\ + (\Delta \dot{S}_{1\Sigma}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{2\Sigma}^{(2)}) \cdot \underline{Z}_{01} - \Delta \dot{S}_{4\Sigma}^{(2)} \underline{Z}_{34} - (\Delta \dot{S}_{3\Sigma}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{4\Sigma}^{(2)}) \cdot \underline{Z}_{03} = 0. \end{cases} \quad (2.79)$$

Підставимо відомі нам значення в систему рівнянь:

$$\begin{cases} \Delta \dot{S}_I^{(2)} (50.882 + j77.645) - \Delta \dot{S}_{II}^{(2)} (25.956 + j33.87) + (0.56 + j3.053) \cdot (9.196 + j16.15) + \\ + (0.753 + j3.19) \cdot (16.76 + j17.72) - (0.321 + j2.274) \cdot (12.1 + j21.25) = 0 \\ -\Delta \dot{S}_I^{(2)} (25.956 + j33.87) + \Delta \dot{S}_{II}^{(2)} (52.493 + j79.902) + \\ + (0.334 + j1.485) \cdot (10.475 + j11.075) + (0.699 + j2.865) \cdot (11.616 + j19.643) \\ - (0.56 + j3.053) \cdot (9.196 + j16.15) - (0.753 + j4.227) \cdot (16.76 + j17.72) = 0. \end{cases} \quad (2.80)$$

Розв'язком цієї системи рівнянь будуть наступні значення контурних потужностей:

$$\begin{pmatrix} \Delta \dot{S}_I^{(2)} \\ \Delta \dot{S}_{II}^{(2)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0.401 - j0.93 \\ 0.015 - j0.311 \end{pmatrix} \text{ MBA} \quad (2.81)$$

Накладаємо знайдені контурні потужності на потокорозподіл умовно розімкненої схеми мережі. Так ми зможемо знайти потокорозподіл потужностей від втрат в замкненій схемі.

$$\Delta \dot{S}_{001}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{01}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{II}^{(2)} = 0.699 + j2.865 + 0.015 - j0.311 = 0.714 + j2.554 \text{ MBA} ;$$

$$\Delta \dot{S}_{005}^{(2)} = \dot{S}_{05}^{(2)} - \Delta \dot{S}_I^{(2)} = 0.321 + j2.274 + 0.401 + j0.93 = 0.722 + j3.204 \text{ MBA} ;$$

$$\Delta \dot{S}_{012}^{(2)} = \dot{S}_{12}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{II}^{(2)} = 0.334 + j1.485 + 0.015 - j0.311 = 0.349 + j1.174 \text{ MBA} ;$$

$$\Delta \dot{S}_{003}^{(2)} = \dot{S}_{03}^{(2)} + \Delta \dot{S}_I^{(2)} - \Delta \dot{S}_{II}^{(2)} = 0.753 + j4.227 - 0.401 - j0.93 - 0.015 + j0.311 = \\ = 0.337 + j3.608 \text{ MBA} ;$$

$$\Delta \dot{S}_{034}^{(2)} = \dot{S}_{34}^{(2)} + \Delta \dot{S}_I^{(2)} - \Delta \dot{S}_{II}^{(2)} = 0.56 + j3.053 - 0.401 - j0.93 - 0.015 + j0.311 = \\ = 0.144 + j2.434 \text{ MBA} ;$$

$$\Delta \dot{S}_{045}^{(2)} = \Delta \dot{S}_I^{(2)} = -0.401 - j0.93 \text{ MBA} \quad (2.82)$$

$$\Delta \dot{S}_{024}^{(2)} = \Delta \dot{S}_{II}^{(2)} = 0.015 - j0.311 \text{ MBA} .$$

Здійснюємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа у початковій схемі електричної мережі:

– для 1-го контуру:

$$\Delta \dot{S}_{003}^{(2)} \underline{Z}_{03} - \Delta \dot{S}_{005}^{(2)} \underline{Z}_{05} + \Delta \dot{S}_{034}^{(2)} \underline{Z}_{34} + \Delta \dot{S}_{045}^{(2)} \underline{Z}_{45} = (0.337 + j3.608) \cdot (16.67 + j17.72) - \\ - (0.722 + j3.204) \cdot (12.1 + j21.25) + (0.144 + j2.434) \cdot (9.196 + j16.15) + \\ + (-0.401 - j0.93) \cdot (12.826 + j22.525) = 0 \quad (2.83)$$

– для 2-го контуру:

$$\Delta \dot{S}_{001}^{(2)} \underline{Z}_{01} + \Delta \dot{S}_{012}^{(2)} \underline{Z}_{12} + \Delta \dot{S}_{024}^{(2)} \underline{Z}_{24} - \Delta \dot{S}_{034}^{(2)} \underline{Z}_{34} - \Delta \dot{S}_{003}^{(2)} \underline{Z}_{03} = \\ = (0.714 + j2.554) \cdot (11.616 + j19.643) + (0.349 + j1.174) \cdot (10.475 + j11.075) + \\ + (-0.015 - j0.311) \cdot (4.446 + j15.314) - (0.144 + j2.434) \cdot (9.196 + j16.15) + \\ - (0.337 + j3.608) \cdot (12.826 + j22.525) = 0 \quad (2.84)$$

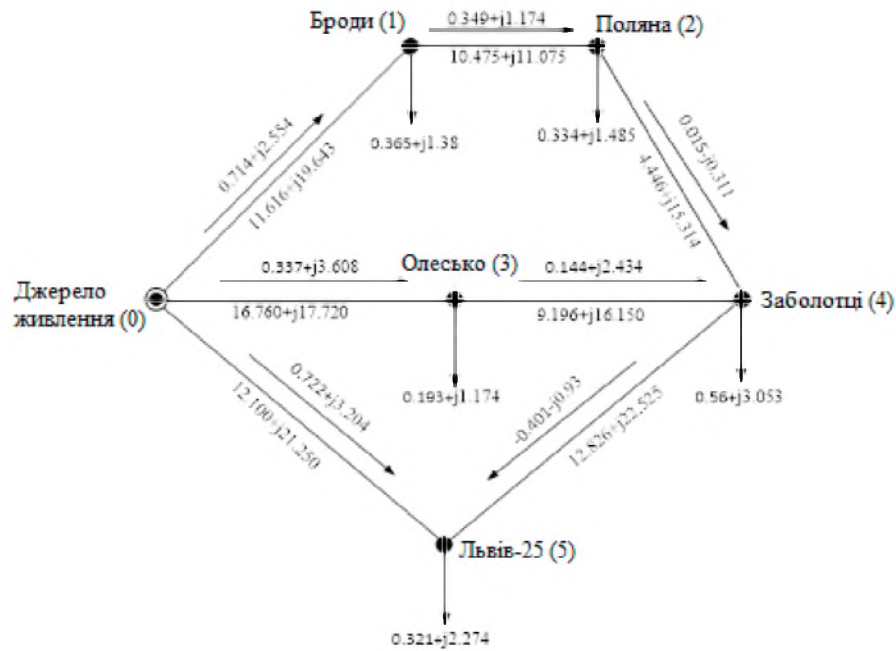


Рисунок 2.15 – Потокорозподіл потужностей в мережі від втрат потужності на другій ітерації розрахунку

Результуючий потокорозподіл для другої ітерації розрахунку знаходимо накладанням потокорозподілу від додаткових навантажень пунктів на основний потокорозподіл, знайдений перед першою ітерацією.

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{рез1}^{(2)} &= \dot{S}_{np1} + \Delta \dot{S}_{1\Sigma}^{(2)} = 22.135 - j15.09 + 0,365 + j1.38 = 22.5 - j13.71 \text{ MBA} \\
 \dot{S}_{рез2}^{(2)} &= \dot{S}_{np2} + \Delta \dot{S}_{2\Sigma}^{(2)} = 32.174 - j21.788 + 0,334 + j1.485 = 32.508 - j20.303 \text{ MBA} \\
 \dot{S}_{рез3}^{(2)} &= \dot{S}_{np3} + \Delta \dot{S}_{3\Sigma}^{(2)} = 22.116 - j14.222 + 0,193 + j1.174 = 22.309 - j13.048 \text{ MBA} \quad (2.85) \\
 \dot{S}_{рез4}^{(2)} &= \dot{S}_{np4} + \Delta \dot{S}_{4\Sigma}^{(2)} = -59.619 + j36.921 + 0,558 + j3.053 = -59.061 + j39.974 \text{ MBA} \\
 \dot{S}_{рез5}^{(2)} &= \dot{S}_{np5} + \Delta \dot{S}_{5\Sigma}^{(2)} = 28.135 - j18.757 + 0,321 + j2.274 = 28.456 - j16.483 \text{ MBA}
 \end{aligned}$$

Результуючий потік потужності ділянок на другій ітерації розрахунку складе:

$$\dot{S}_{рез0-1}^{(2)} = \dot{S}_{осн0-1} + \Delta \dot{S}_{00-1}^{(2)} = 22.576 - j14.452 + 0.714 + j2.554 = 23.29 - j11.898 \text{ MBA}$$

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{S}_{pez0-5}^{(2)} &= \dot{S}_{ocH0-5} + \Delta \dot{S}_{\partial 0-5}^{(2)} = 13.238 - j11.477 + 0.722 + j3.204 = 13.96 - j8.243 \text{ MVA} \\
\dot{S}_{pez1-2}^{(2)} &= \dot{S}_{ocH1-2} + \Delta \dot{S}_{\partial 1-2}^{(2)} = 0.441 + j0.638 + 0.349 + j1.174 = 0.79 + j1.812 \text{ MVA} \\
\dot{S}_{pez0-3}^{(2)} &= \dot{S}_{ocH0-3} + \Delta \dot{S}_{\partial 0-3}^{(2)} = 9.127 - j7.007 + 0.337 + j3.608 = 9.464 - j3.399 \text{ MVA} \\
\dot{S}_{pez3-4}^{(2)} &= \dot{S}_{ocH3-4} + \Delta \dot{S}_{\partial 3-4}^{(2)} = -12.989 + j7.215 + 0.144 + j2.434 = -12.845 + j9.649 \text{ MVA} \\
\dot{S}_{pez4-5}^{(2)} &= \dot{S}_{ocH4-5} + \Delta \dot{S}_{\partial 4-5}^{(2)} = 14.897 - j7.28 - 0.401 - j0.93 = 14.496 - j8.21 \text{ MVA} \\
\dot{S}_{pez2-4}^{(2)} &= \dot{S}_{ocH2-4} + \Delta \dot{S}_{\partial 2-4}^{(2)} = -31.733 + j22.426 + 0.015 - j0.311 = -31.718 + j22.115 \text{ MVA}
\end{aligned} \tag{2.86}$$

Визначимо рівні напруги в пунктах схеми на другій ітерації розрахунку:

$$\begin{aligned}
U_1^{(2)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{pez0-1}^{(2)} \cdot r_{01} - Q_{pez0-1}^{(2)} \cdot x_{01})} = \\
&= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (23.29 \cdot 11.616 - (-11.898) \cdot 19.643)} = 110.62 \text{ кВ} \\
U_2^{(2)} &= \sqrt{U_1^2 - 2 \cdot (P_{pez1-2}^{(2)} \cdot r_{12} - Q_{pez1-2}^{(2)} \cdot x_{12})} = \\
&= \sqrt{110.62^2 - 2 \cdot (0.79 \cdot 10.475 - (1.812) \cdot 11.075)} = 110.81 \text{ кВ} \\
U_3^{(2)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{pez0-3}^{(2)} \cdot r_{03} - Q_{pez0-3}^{(2)} \cdot x_{05})} = \\
&= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (9.464 \cdot 16.76 - (-3.399) \cdot 17.72)} = 113 \text{ кВ} \\
U_4^{(2)} &= \sqrt{U_2^2 - 2 \cdot (P_{pez2-4}^{(2)} \cdot r_{24} - Q_{pez2-4}^{(2)} \cdot x_{24})} = \\
&= \sqrt{110.81^2 - 2 \cdot (-31.718 \cdot 4.446 - (22.115) \cdot 15.314)} = 115.06 \text{ кВ} \\
U_5^{(2)} &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{pez0-5}^{(2)} \cdot r_{05} - Q_{pez0-5}^{(2)} \cdot x_{05})} = \\
&= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (13.96 \cdot 12.1 - (-8.243) \cdot 21.25)} = 111.96 \text{ кВ}
\end{aligned} \tag{2.87}$$

Параметри режиму роботи електричної мережі на другій ітерації розрахунку при максимальних навантаженнях наведені на рис. 2.16.

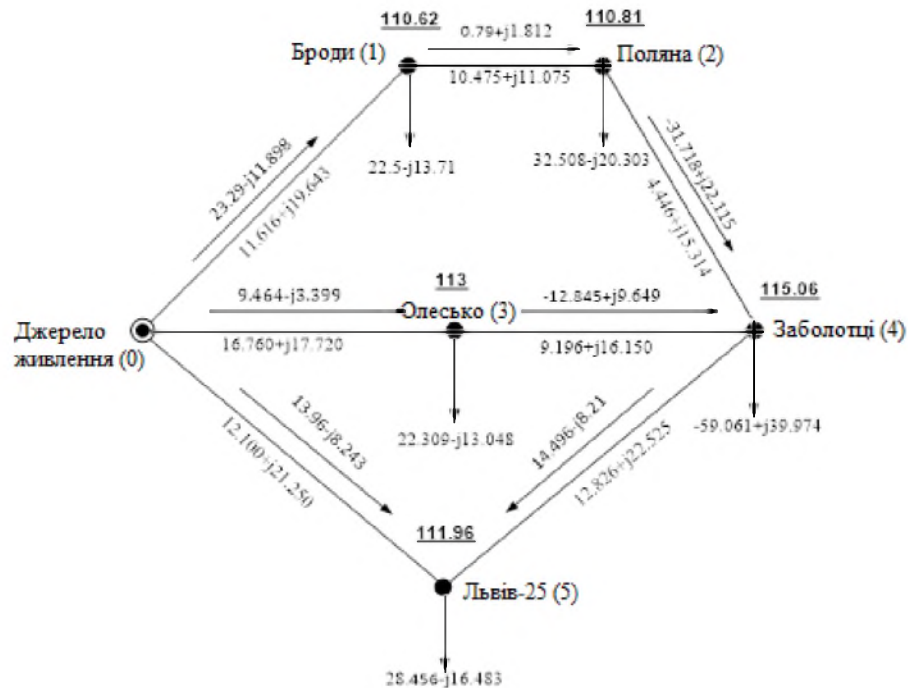


Рисунок 2.16 – Результуючий поточкорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми при максимальних навантаженнях на другій ітерації розрахунку

Визначимо втрати потужності в схемі на другій ітерації.

Потужність БП на другій ітерації складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{БП}^{(2)} &= \dot{S}_{рез0-1}^{(2)} + \dot{S}_{рез0-3}^{(2)} + \dot{S}_{рез0-5}^{(2)} + \Delta \dot{S}_{0\Sigma}^{(2)} = 23.29 - j11.898 + 9.464 - j3.399 + \\ &+ 13.96 - j8.243 + 0.506 + j3.238 = 47.22 - j20.302 \text{ МВА} \end{aligned} \quad (2.88)$$

Сумарні втрати потужності в мережі на другій ітерації будуть дорівнювати:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(2)} &= \dot{S}_{БП}^{(2)} - \dot{S}_{\max 1} - \dot{S}_{\max 2} - \dot{S}_{\max 3} - \dot{S}_{\max 4} - \dot{S}_{\max 5} = \\ &= (47.22 - j20.302) - (22 - j13.11) - (32 - j19.098) - (22 - j12.474) - \\ &- (-60 + j45) - (28 - j16.777) = 3.22 + j3.843 \text{ МВА} \end{aligned} \quad (2.89)$$

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу по зміні модуля напруги вузлів, результати зведемо до табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Збіжність ітераційного процесу

Вузол	$U^{(1)}$, кВ	$U^{(2)}$, кВ	$ \Delta U^{(2)} $, кВ	$ \Delta U^{(2)} $, %
1	110.6	110.62	0,02	0,018
2	110.8	110.81	0,01	0,009
3	112.9	113	0,1	0,09
4	115.1	115.06	0.04	0.035
5	111.9	111.96	0, 06	0,054

Оскільки зміни модулів напруги у всіх пунктах схеми не перевищують 2%, то, відповідно, до даного критерію, подальший ітераційний розрахунок не виконуємо.

2.4 Висновки за другим розділом

У другому розділі проведено аналіз стану електричних мереж ПрАТ "Львівобленерго", розглянуті заходи з розвитку електричних мереж 110 кВ та переоснащення підстанцій, також був проведений розрахунок режимів роботи ЕМ 110 кВ (розрахунок поточкорозділу, вибір кількості ланцюгів та перетин ділянок, розрахунок параметрів схеми заміщення та максимального і післяаварійного режимів роботи мережі).

3 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ЛЕП 110 кВ

3.1 Підсилення ділянок ЛЕП

Першим варіантом покращення режиму напруги в розподільній мережі розглядаємо збільшення перерізу проводів запланованих ПЛ.

Збільшимо рівень напруги для точки, що характеризується найменшим значенням у режимі максимального навантаження. У запроектованій мережі це точка № 2. Бажана напруга на 0,5 кВ вище фактичної.

Розглянемо підсилення ділянки 1-2, яка складається з дроту перерізом 70 мм². Збільшимо переріз цієї ділянки до 120 мм² і перерахуйте значення елементів схеми заміщення:

$$\begin{aligned} r_{1-2} &= \frac{r_{120}}{n} \cdot l_{12} = \frac{0.242}{1} \cdot 25 = 6.05 \text{ Ом/км} ; \\ x_{1-2} &= \frac{x_{120}}{n} \cdot l_{12} = \frac{0.425}{1} \cdot 25 = 10.63 \text{ Ом/км} ; \end{aligned} \quad (3.1)$$

$$b_{1-2} = 2 \cdot b_{120} \cdot l_{12} = 2 \cdot 2.688 \cdot 10^{-6} \cdot 25 = 134.4 \cdot 10^{-6} \text{ См} ;$$

$$\begin{aligned} Y_1 &= 0.5 \cdot (Y_{0-1} + Y_{1-2}) + g_{\tau 1} - jb_{\tau 1} \\ &= 0.5 \cdot (j129.02 + j134.4) \cdot 10^{-6} + (0 + j22.12) \cdot 10^{-6} \\ &= j153.83 \cdot 10^{-6} \text{ См} ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Y_2 &= 0.5 \cdot (Y_{1-2} + Y_{2-4}) + g_{\tau 2} - jb_{\tau 2} \\ &= 0.5 \cdot (j134.4 + j107.8) \cdot 10^{-6} + (0 + j32.17) \cdot 10^{-6} \\ &= j153.217 \cdot 10^{-6} \text{ См} . \end{aligned}$$

Режимні параметри розраховуємо при максимальному навантаженні, збільшивши переріз проводів для ПЛ 1-2 до 120 мм².

Результати показані на рис. 3.1.

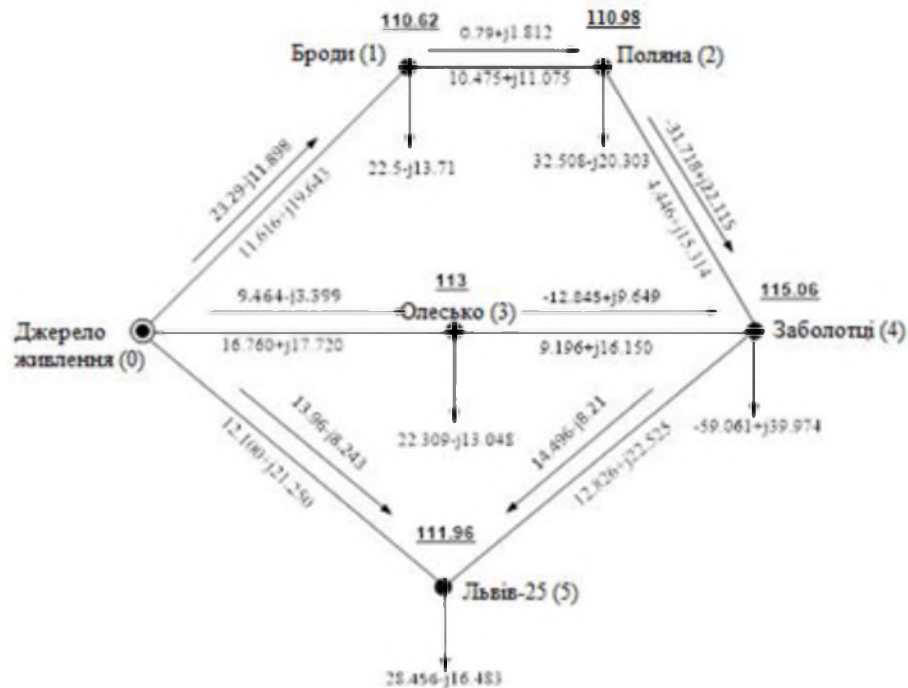


Рисунок 3.1 – Параметри режимів післязбільшення перерізу проводів ПЛ 1-2 до 120 мм² при максимальних навантаженнях

Значення реальної надбавки напруги ми можемо знайти в пункті 2, після збільшення перерізу ділянки 1-2 до 120 мм²:

$$\delta U_2^{\phi} = U_2^{\cdot} - U_2 = 110.98 - 110.81 = 0.17 \text{ кВ} \quad (3.2)$$

Очевидно, що в пункті 2 добавка напруги – менше бажаного. Тому переріз проводів ділянки 1-2 можна збільшити до 150 мм². Аналогічно при максимальному навантаженні робимо перерахунок параметрів схеми заміщення мережі та розраховуємо параметри роботи. Результати розрахунку наведені на рис. 3.2.

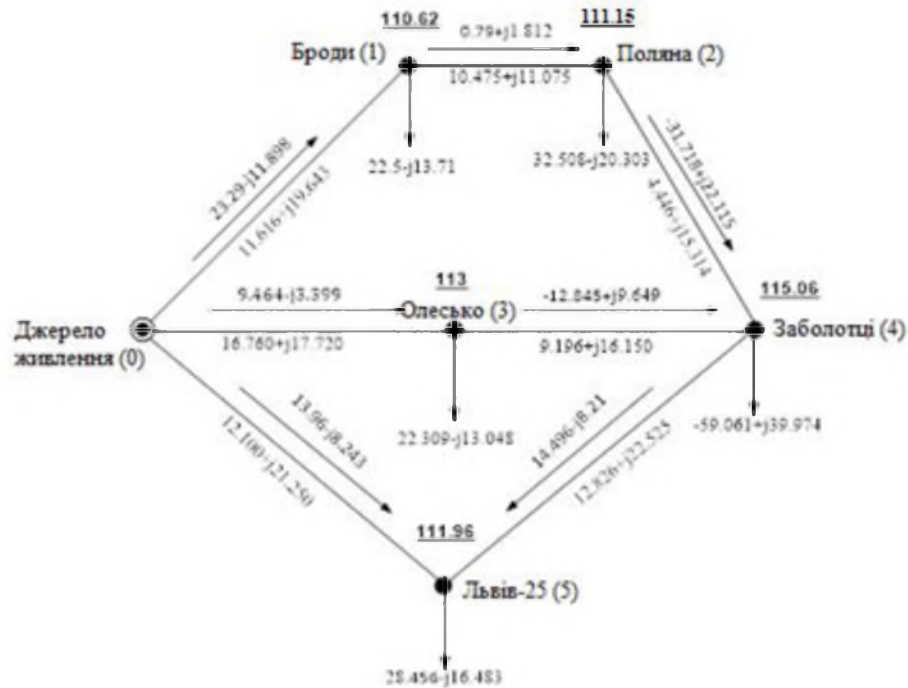


Рисунок 3.2 – Режимні параметри після збільшення перерізу проводів ПЛ 1-2 до 150 мм² при максимальних навантаженнях

Значення реальної надбавки напруги знаходимо в пункті 2, після збільшення перерізу ділянки 1-2 до 150 мм²:

$$\delta U_2^{\phi} = U_2^* - U_2 = 111.15 - 110.81 = 0.34 \text{ кВ} \quad (3.3)$$

Очевидно, що в пункті 2 добавка напруги – менше бажаного. Тому переріз проводів ділянки 1-2 можна збільшити до 185 мм². Аналогічно при максимальному навантаженні виконуємо перерахунок параметрів схеми заміщення мережі та розраховуємо параметри роботи. Результати розрахунку наведені на рис. 3.3.

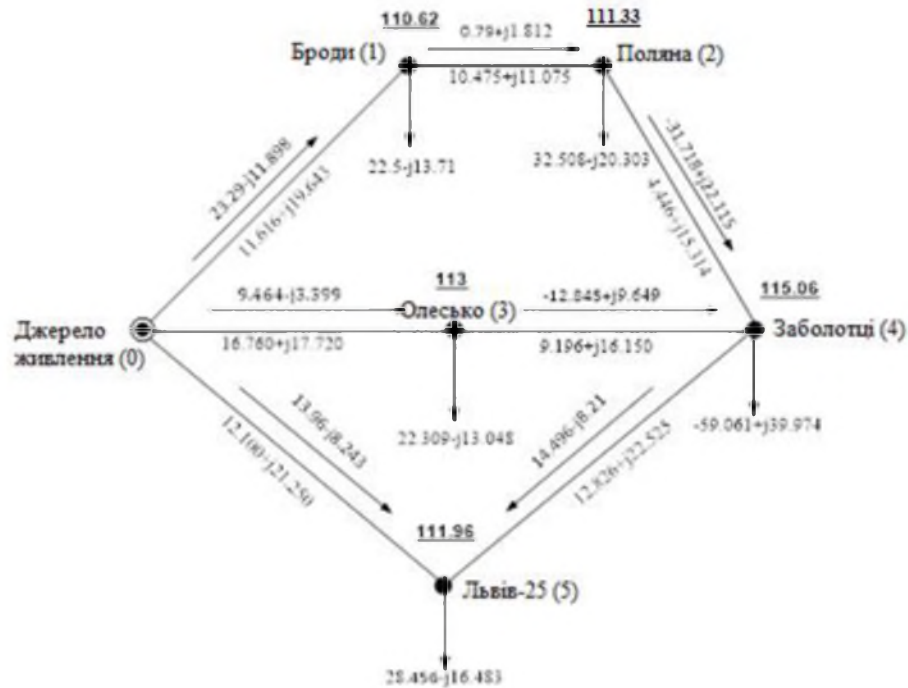


Рисунок 3.3 – Знайдені режимні параметри при максимальних навантаженнь після збільшення перерізу проводів ПЛ 1-2 до 185 мм²

Значення реальної добавки напруги ми можемо знайти в пункті 2, після збільшення перерізу ділянки 1-2 до 185 мм²:

$$\delta U_2^{\phi} = U_2^* - U_2 = 111.33 - 110.81 = 0.52 \text{ кВ} \quad (3.4)$$

Таким чином, в точці 2 досягається бажане значення добавки напруги.

У наступних підрозділах буде розглянуто можливість збільшення напруги в точці 2 шляхом встановлення додаткових поперечних і поздовжніх компенсаторів.

3.2 Розрахунок і вибір установок поперечної компенсації

Як другий варіант поліпшення режиму напруги в мережі ми розглядаємо використання установок поперечної компенсації.

Так само збільшуємо рівень напруги для точки 2. Бажаний рівень напруги – це рівень напруги, отриманий збільшенням перерізу проводів ділянок мережі:

$$U_{65} = 111,33 \text{ кВ.}$$

$$\begin{aligned} Z_1 &= Z_{0-5} + Z_{4-5} = (12.100 + j21.250) + (12.826 + j22.525) \\ &= 24.962 + j43.775 \text{ Ом} ; \\ Z_2 &= Z_{0-3} + Z_{3-4} = (16.760 + j17.720) + (9.196 + j16.150) \\ &= 25.956 + j33.870 \text{ Ом} ; \\ Z_3 &= Z_{0-1} + Z_{1-2} = (11.616 + j19.643) + (10.475 + j11.075) \\ &= 22.091 + j30.718 \text{ Ом} ; \end{aligned} \quad (3.5)$$

$$\begin{aligned} Z_4 &= \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2} = \frac{(24.962 + j43.775) \cdot (25.956 + j33.870)}{(24.962 + j43.775) + (25.956 + j33.870)} \\ &= 12.725 + j18.095 \text{ Ом} ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_5 &= Z_4 + Z_{2-4} = (12.725 + j18.095) + (4.446 + j15.314) \\ &= 17.171 + j33.409 \text{ Ом} ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_e &= \frac{Z_3 \cdot Z_5}{Z_3 + Z_5} = \frac{(22.091 + j30.718) \cdot (17.171 + j33.409)}{(22.091 + j30.718) + (17.171 + j33.409)} \\ &= 9.661 + j16.003 \text{ Ом} . \end{aligned}$$

Розрахункова ємність батареї статичних конденсаторів визначається у вигляді установки поперечної конденсації, необхідної для створення бажаної добавки рівня напруги на кроці 2:

$$Q_{\text{БСК2}}^{\text{p}} = \frac{U_{62} \cdot (U_{62} - U_2)}{x_{\Sigma 0-2}} = \frac{111.33 \cdot (111.33 - 110.81)}{16.003} = 3.62 \text{ МВАр} \quad (3.6)$$

Знайдемо кількість конденсаторів типу КЭК1-10,5-35-2 УЗ, що послідовно підключені до кола батареї статичних конденсаторів:

$$n_{\text{пс}} = \frac{U_{62}}{\sqrt{3} \cdot U_0} = \frac{111.33}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 6.121 \rightarrow n_{\text{пс}} = 7 \text{ шт.} \quad (3.7)$$

Обчислимо фактичну напругу, що прикладається до конденсаторної банки:

$$U_{\text{фс}} = \frac{U_{62}}{k \cdot n_{\text{пс}}} = \frac{111.33}{\sqrt{3} \cdot 7} = 9.18 \text{ кВ} \quad (3.8)$$

Уточнена величина розрахункової потужності батареї статичних конденсаторів складає:

$$Q_{\text{БСК2}}^{\text{p}} = \left(\frac{U_0}{U_{\text{ф}}} \right)^2 \cdot Q_{\text{БСК2}}^{\text{p}} = \left(\frac{10.5}{9.18} \right)^2 \cdot 3.62 = 4.74 \text{ МВАр} \quad (3.9)$$

Знаходимо кількість конденсаторів, що паралельно включені до кола батареї статичних конденсаторів:

$$n_{\text{пар}} = \frac{k \cdot U_0 \cdot Q_{\text{БСК2}}^{\text{p}} \cdot 10^3}{3 \cdot U_{62} \cdot Q_0} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 4.74 \cdot 10^3}{3 \cdot 111.33 \cdot 35} = 7.37 \rightarrow n_{\text{пар}} = 8 \text{ шт.} \quad (3.10)$$

Розрахунок величини встановленої потужності батареї статичних конденсаторів:

$$Q_{\text{БСК2}}^{\text{вст}} = 3 \cdot n_{\text{пс}} \cdot n_{\text{пар}} \cdot Q_0 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 7 \cdot 8 \cdot 35 \cdot 10^{-3} = 5.88 \text{ МВАр} \quad (3.11)$$

Реальна потужність батареї статичних конденсаторів у вигляді установки поперечної компенсації складає:

$$Q_{\text{БСК2}}^{\text{д}} = \left(\frac{U_{\Phi}}{U_0} \right)^2 \cdot Q_{\text{БСК2}}^{\text{вст}} = \left(\frac{9.18}{10.5} \right)^2 \cdot 5.88 = 4.49 \text{ МВАр} \quad (3.12)$$

З урахуванням батареї статичних конденсаторів у вигляді установки поперечної компенсації приведені навантаження в пункті 2 складає:

$$\dot{S}_{\text{пр2}} = \dot{S}_{\text{пр2}} + j \cdot Q_{\text{БСК2}}^{\text{д}} = 32 - j19.098 + j4.49 = 32 - j14.61 \text{ МВА} \quad (3.13)$$

Розрахуємо режим максимальних навантажень з урахуванням установки поперечної компенсації в пункті 2. Результати розрахунку показані на рис. 3.4.

Давайте визначимо значення реальної добавки напруги в точці 2 після того, як підключили установку поперечної компенсації до шин ВН в т. 2:

$$\delta U_2^{\Phi} = U_2^{\Phi} - U_2 = 111.51 - 110.81 = 0.7 \text{ кВ} \quad (3.14)$$

Відхилення рівня напруги розрахуємо в пункті 2 після включення установки поперечної компенсації від бажаного значення:

$$\frac{|U_2 - U_{62}|}{U_2} \cdot 100 = \frac{|111.51 - 111.33|}{111.51} \cdot 100 = 0.16 \% \quad (3.15)$$

В пункті 2 відхилення рівня напруги складає, від бажаного значення, менше 0,25 %, отже результат – задовільний.

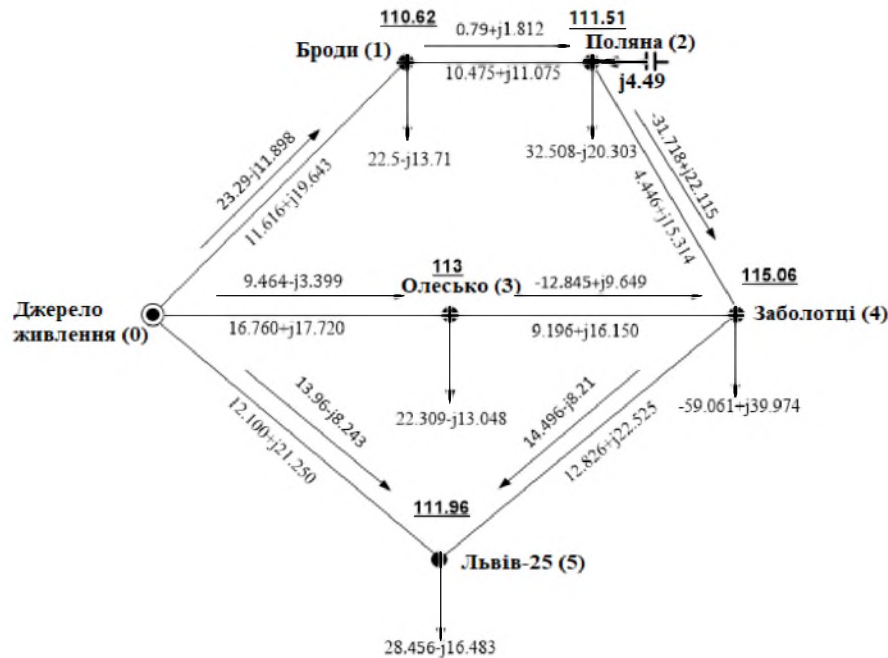


Рисунок 3.4 – Режим максимальних навантажень з урахуванням установки поперечної компенсації в п.2

3.3 Розрахунок та вибір установок продольної компенсації

Як третій спосіб поліпшення режиму напруги в мережі ми розглядаємо використання систем поздовжньої компенсації.

Також підвищимо рівень напруги для точки №2. Бажаний рівень – рівень напруги, отриманий збільшенням перерізу проводів ділянок мережі: $U_{62} = 111,33$ кВ.

Використовуємо поздовжню компенсацію БСК на ділянках 1-2. У пункті 2 знаходимо розрахований опір статичних конденсаторів у формі установки

поздовжньої компенсаційної, яка необхідна для отримання потрібного рівня напруги.

$$x_{\text{упк1-2}}^{\text{р}} = \frac{U_{62} \cdot (U_{62} - U_2)}{x_{\Sigma 0-2}} = \frac{111.33 \cdot (111.33 - 110.81)}{-19.098} = -3.03 \text{ Ом} \quad (3.16)$$

Розрахунковий степінь компенсації ділянки 1-2:

$$k_{k1-2} = \frac{|x_{\text{упк1-2}}^{\text{р}}| \cdot 100}{x_{1-2}} = \frac{|-3.03| \cdot 100}{10.03} = 30.21 \% \quad (3.17)$$

Степінь компенсації більше за 30 %, тому розрахунковий опір розподіляємо між двома установками поздовжньої компенсації:

$$x_{\text{упк1-2}}^{\text{р}} = \frac{x_{\text{упк1-2}}^{\text{р}}}{2} = \frac{-3.03}{2} = -1.52 \text{ Ом} \quad (3.18)$$

Розраховуємо кількість конденсаторів типу КЭКП-2,1-150 УХЛ1, що включено послідовно до кола однієї установки поздовжньої компенсації:

$$n_{\text{пс}} = \frac{S_{1-2} \cdot |x_{\text{упк1-2}}^{\text{р}}|}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot U_0} = \frac{\sqrt{32^2 + (-19.098)^2} \cdot 1.52}{\sqrt{3} \cdot 110.81 \cdot 2.1} = 0.298 \rightarrow n_{\text{пс}} = 1 \text{ шт.} \quad (3.19)$$

Розрахуємо кількість паралельних конденсаторів, що включені до кола установки поздовжньої компенсації:

$$n_{\text{пар}} = \frac{S_{1-2} \cdot U_0 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot Q_0} = \frac{\sqrt{32^2 + (-19.098)^2} \cdot 2.1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110.81 \cdot 150} = 2.72 \rightarrow n_{\text{пар}} = 3 \text{ шт.} \quad (3.20)$$

Величина опору одного конденсатора:

$$x_0 = -\frac{U_0 \cdot 10^3}{Q_0} = -\frac{2.1 \cdot 10^3}{150} = -14 \text{ Ом} \quad (3.21)$$

Опір компенсації однієї батареї статичних конденсаторів:

$$x_{\text{УПК1-2}}^{\Phi} = -\frac{x_0 \cdot n_{\text{пс}}}{n_{\text{пар}}} = \frac{-14 \cdot 1}{3} = -4.6 \text{ Ом} \quad (3.22)$$

Результуючий реактивний опір ділянки 1-2 з взяттям установки поздовжньої компенсації буде:

$$x_{\text{рез1-2}} = x_{\text{рез1-2}} + 2 \cdot x_{\text{УПК1-2}}^{\Phi} = 10.03 + 2 \cdot (-4.6) = 0.83 \text{ Ом} \quad (3.23)$$

Величину встановленої потужності батареї статичних конденсаторів у вигляді установки поздовжньої компенсації:

$$Q_{\text{УПК1-2}}^{\text{вст}} = 2 \cdot 3 \cdot n_{\text{пс}} \cdot n_{\text{пар}} \cdot Q_0 \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 150 \cdot 10^{-3} = 2.7 \text{ МВАр} \quad (3.24)$$

Розрахунок режиму максимального навантаження з установкою поздовжньої компенсації на ділянці 1-2. Результати розрахунку наведено на рис. 3.5

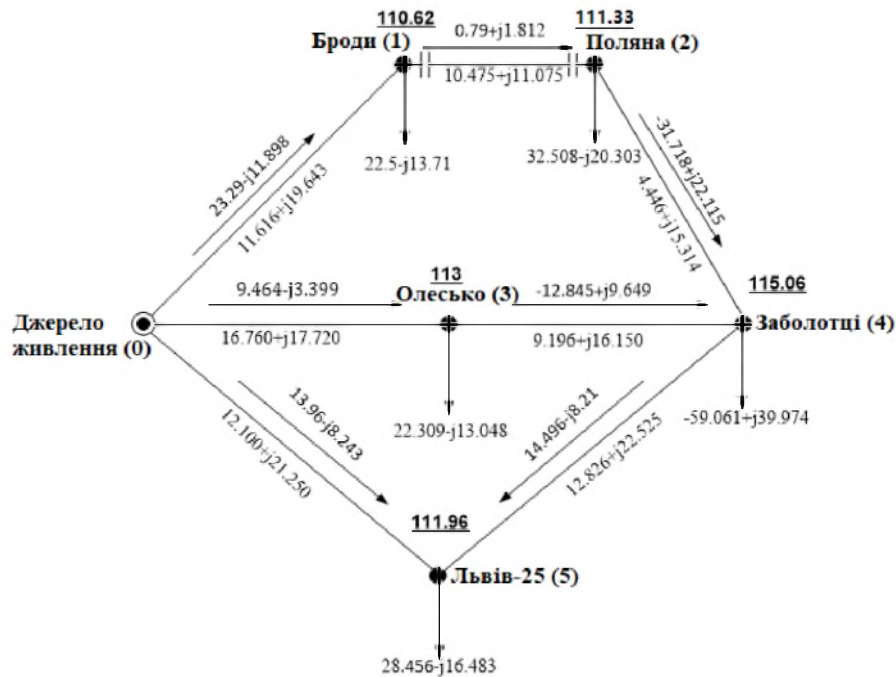


Рисунок 3.5 – Режим максимальних навантажень з урахуванням установки поздовжньої компенсації на ділянці 1-2

Знаходимо реальну добавку напруги в пункті 2 після підключення установки поздовжньої компенсації на ділянці 1-2:

$$\delta U_2^{\Phi} = U_2^{\cdot} - U_2 = 111.33 - 110.81 = 0.52 \text{ кВ} \quad (3.25)$$

Отже, бажане значення в пункті 2 досягнуте.

3.4 Висновки за третім розділом

У третьому розділі були розібрані та розраховані методи підвищення надійності роботи ЛЕП 110 кВ, а саме такі: підсилення ділянок ЛЕП, розрахунок і вибір установок поперечної та продольної компенсації.

4 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ПС 110 кВ

4.1 Вибір сучасних електричних апаратів захисту та комутації

Згідно технічного завдання передбачено заміна застарілих МКП-110 кВ на нові елегазові автоматичні вимикачі ВГТ-110П*-25/2500У1 на всі ділянки ПС.

Елегазові вимикачі є найсучаснішими комутаційними апаратами високої напруги. У елегазових вимикачах дугогасним і ізоляційним середовищем є електричний газ (SF_6), який має необхідні властивості для гасіння дуги та електроізоляції. Бажано для нових проектів використовувати елегазові вимикачі, бо було доведено високу надійність і ефективність їх роботи [8].

Таблиця 4.1 – Каталожні дані вимикача ВГТ-110П*-25/2500У1

Каталожні дані вимикача	
$U_{\text{н.вим}}$	110 кВ
$I_{\text{н.вим}}$	2500 А
$I_{\text{відкл.ном}}$	25 кА
$i_{\text{а.ном}}$	14.142 кА
$i_{\text{вим}}$	63.75 кА
$I_{\text{вим}}$	25 кА
$B_{\text{к}}$	1875 кА ² с

Обраний вимикач ВГТ-110П*-25/2500У1 відповідає усім умовам.

На сторону ВН встановлюємо два типи роз'єднувачів РГД31-110-П/1000УХЛ1 (з одним комплектом заземлюючих ножів) та РГД32-110-П/1000УХЛ1 (з двома комплектами земляних ножів), їх також встановимо на всі

ділянки ПС. Ці роз'єднувачі є горизонтально-поворотного типу і призначені для зовнішньої установки [9].

Таблиця 4.2 – Порівняння параметрів роз'єднувачів та розрахункових даних

Каталожні дані роз'єднувача	
$U_{н.роз}$	110 кВ
$I_{н.роз}$	1000 А
$i_{гр.наск.}$	63 кА
$I_{гр.наск.}$	25 кА
B_k	1875 кА ² с

Роз'єднувачі РГД31-110 – П/1000УХЛ1 і РГД32-110 – П/1000УХЛ1 відповідають усім параметрам.

4.2 Вибір акумуляторних батарей

Встановлення акумуляторних батарей [10], потрібне для:

- автоматизації
- подачі живлення на кола керування
- сигналізації блокування аварійного освітлення

Відповідно до понижуючих ПС 110 кВ з постійним струмом встановлюють 1 акумуляторну батарею.

Кількість елементів АБ:

$$n = \frac{U_{ШВП}}{U_{ПЗ}} = \frac{120}{2.23} = 54 \text{ елементи} \quad (4.1)$$

де $U_{ШВП} = 120$ – напруга на шинах ВН, В;

$U_{ПЗ} = 2.23$ – напруга на клеммах акумуляторної батареї, В.

Число елементів акумуляторної батареї в режимі максимального заряду:

$$n = \frac{U_{ШВП}}{U_3} = \frac{120}{2.6} = 46 \text{ елементи} \quad (4.2)$$

де $U_3 = 2.6$ – напруга на клеммах повністю зарядженої акумуляторної батареї, В.

В аварійному режимі розряду знижуємо напругу, тому під'єднується:

$$n = \frac{U_{ШВП}}{U_{АР}} = \frac{120}{1.75} = 69 \text{ елементи} \quad (4.3)$$

де $U_{АР} = 2.6$ – напруга на клеммах повністю зарядженої акумуляторної батареї, В.

Умовою для вибору акумуляторних батарей являється значення струму наприкінці циклу розрядки. В нашому випадку це – 25 А.

Для встановлення на підстанціях обираємо свинцево-кислотні батареї VARTA Vb2305. Дані занесем в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Параметри акумуляторної батареї

Назва батареї	Ємність, C_{10} , А·год	Струм в кінці 30 хв розряду, при $U_{\text{кон}} = 1.75 \text{ В/ел.},$ А	Струм в кінці 10 год розряду, при $U_{\text{кон}} = 1.75 \text{ В/ел.},$ А
VARTA Vb2305	250	222	25.4

4.3 Висновки за четвертим розділом

У четвертому розділі були обрані елегазові вимикачі, роз'єднувачі та акумуляторні батареї. За допомогою цих апаратів захисту та комутації можливо підвищити надійність роботи ПС 110 кВ.

ВИСНОВКИ

Під час написання бакалаврської кваліфікаційної роботи було розглянуто та досліджено декілька питань.

За першим розділом стало зрозуміло, що електроенергетика України має свій потенціал та можливості для розвитку та модернізації, але для досягнення успіху необхідно вжити конкретних заходів та реформ. Передача електроенергії є різноманітними та постійно розвивається, щоб забезпечити ефективність, надійність та стабільність енергетичної системи. Існує дуже багато факторів для забезпечення та підвищення надійності роботи електричної мережі та електроустаткування, для цього потрібно дотримуватися всіх стандартів і правил проектування, монтажу, обслуговування та експлуатації.

У другому розділі були проаналізовані електричні мережі «Львівобленерго» та з'ясовано, що підприємство працює багато років, і воно потребує ремонту та переобладнання. Більш детально провели аналіз ЛЕП-110 кВ «Борислав – Уріж» та ПС 110/35/6 «Ч-2» з чого стало відомо, що на цих ділянках потрібно замінити опори, арматури, проводи та вимикачі. Також був проведений розрахунок поточкорозподілу навантажень, розраховано кількість ланцюгів та обрано переріз ділянок. З отриманих даних була побудована схема заміщення та розраховано її параметри, і наостанок розраховані максимальний і післяаварійний режими роботи.

У третьому розділі були розглянуті питання з розробки заходів з підвищення надійності роботи ЛЕП 110 кВ. Для підвищення надійності було використано декілька варіантів: підсилення ділянок (яке відбувалося за допомоги збільшення перерізів проводів запланованої ПС з АС-70 мм² до 185 мм²), розрахунок установок поперечної та продольної компенсації (були розраховані дані цих установок, їх необхідна кількість та обрані типи конденсаторів).

У четвертому розділі провели вибір сучасних апаратів захисту та комутації (вимикачів та роз'єднувачів), а також розрахунок так вибір акумуляторних батарей для того, щоб підвищити надійність роботи ПС 110 кВ.

Під час виконання цієї роботи було виконано дуже багато дій для підвищення надійності передавання електроенергії та покращення роботи електричних мереж 110 кВ.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ТА ПОСИЛАНЬ

1. Кирик В.В. Електричні мережі та системи: підручник /В.В. Кирик. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.
2. Кирик В.В. Розподільні електричні мережі напругою 20 кВ та ефективність їх роботи / В.В.Кирик, Б.В. Ци – ганенко, О.С. Яндульський.-К.: «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2018.-228 с.
3. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. URL: <https://mev.gov.ua/storinka/pravy-la-ulashtuvannya-elektroustanovok>
4. Конструкції ліній електропередачі: [для студентів усіх форм навчання електроенергетичних спеціальностей ЗВО України] / В.О. Бондаренко, В.В. Черкашина. Харків: «Факт», 2020. 174 с.
5. Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустановок : монографія / Є.О. Зайцев, В.В. Кучанський, І.О. Гунько. — Вінниця : ГО «Європейська наукова платформа», 2021. — 156 с.
6. Хаустова В. Є., Котляров Є. І., Лелюк О. В. Аналіз державної політики розвитку електроенергетики України. Бізнес Інформ. 2018. № 12., 182–193 с.
7. Електричні системи та мережі: Лабораторний практикум [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В.В. Кирик, С.В. Казанський, Т.Л. Кацадзе, та ін. – Київ: КПІ. ім. Ігоря Сікорського, 2018. – 92 с.
8. Електрична частина станцій та підстанцій : лабораторний практикум / В. В. Нетребський, Ю. В. Малогулко. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 99 с.
9. Електричні апарати. Модуль 2. Комутаційні апарати низької та середньої напруги: Посібник – К.: НАУ, 2006. – 84 с.

10. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни "Електрична частина станцій та підстанцій" для студентів спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" усіх форм навчання / Укл. О.М.Климко, Д.В.Федоша - Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2020 – 46 с.

11. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с. – Бібліогр. : с. 450-452.

ДОДАТОК А

ГРАФІЧНА ЧАСТИНА

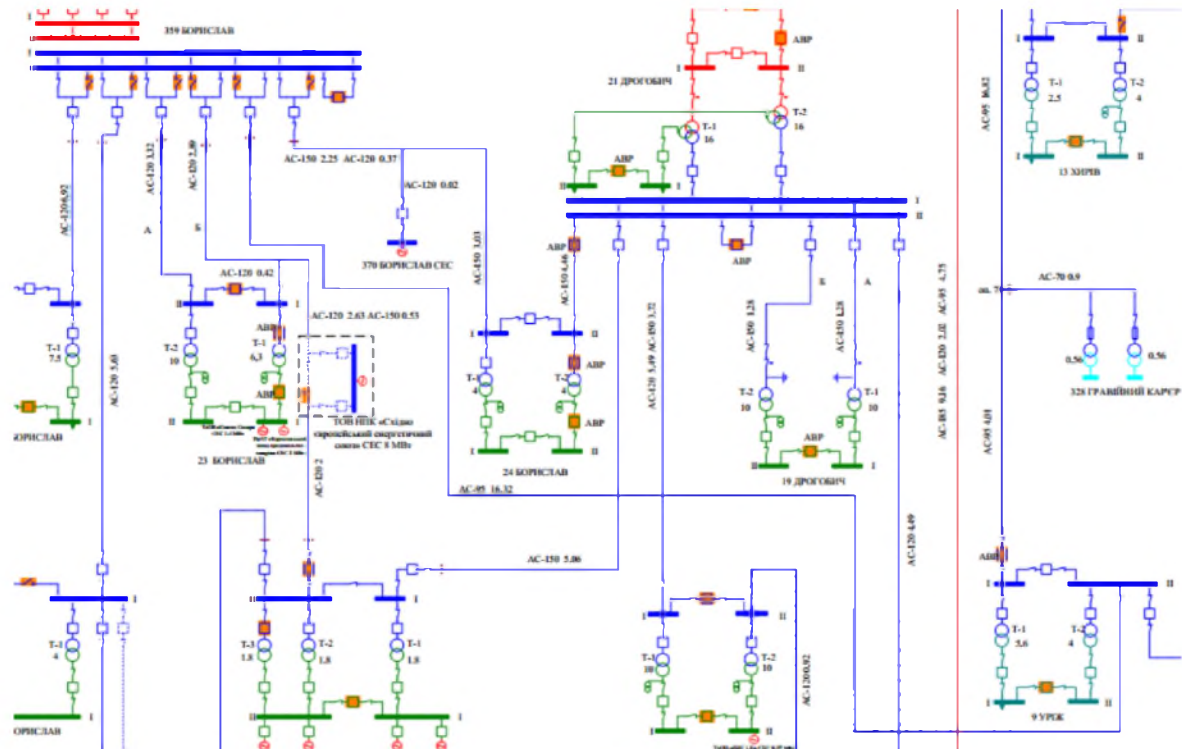
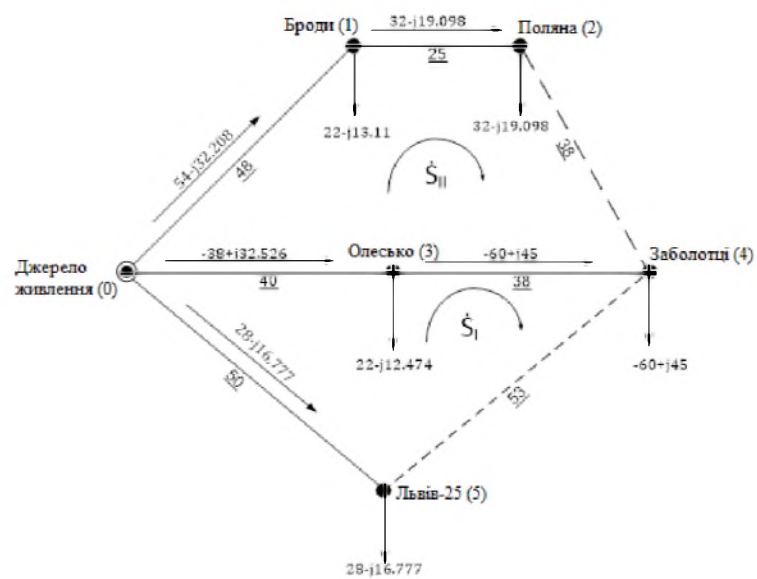
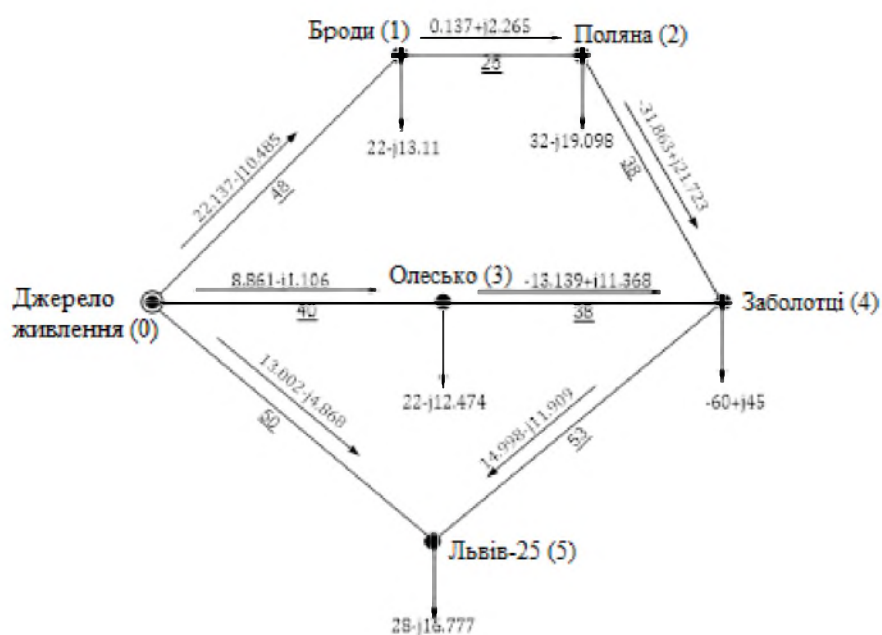


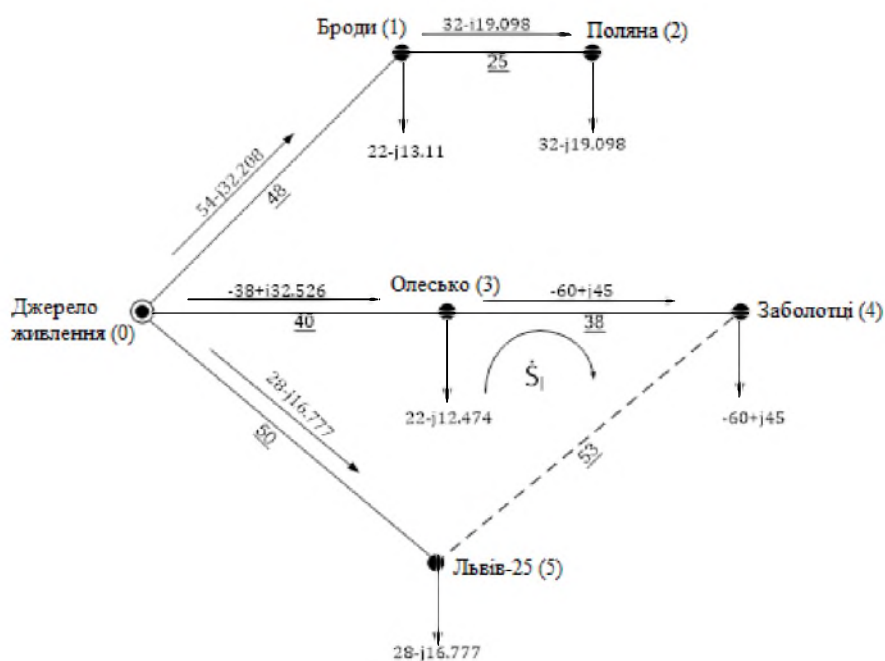
Схема ЛЕП-110 кВ «Борислав – Уріж»



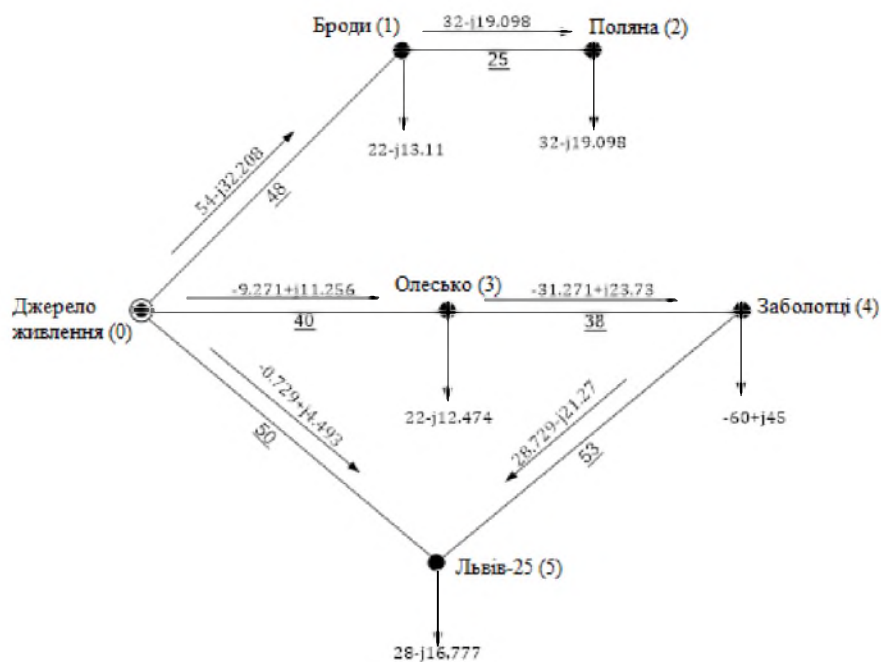
Вихідна схема розрахунку



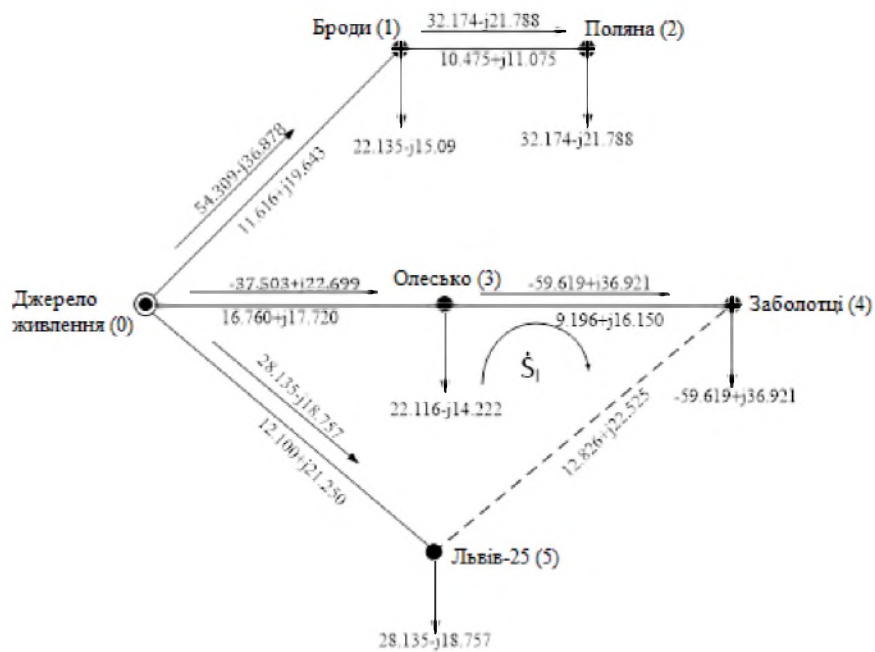
Потокорозподіл потужностей в L-схемі для нормального режиму роботи



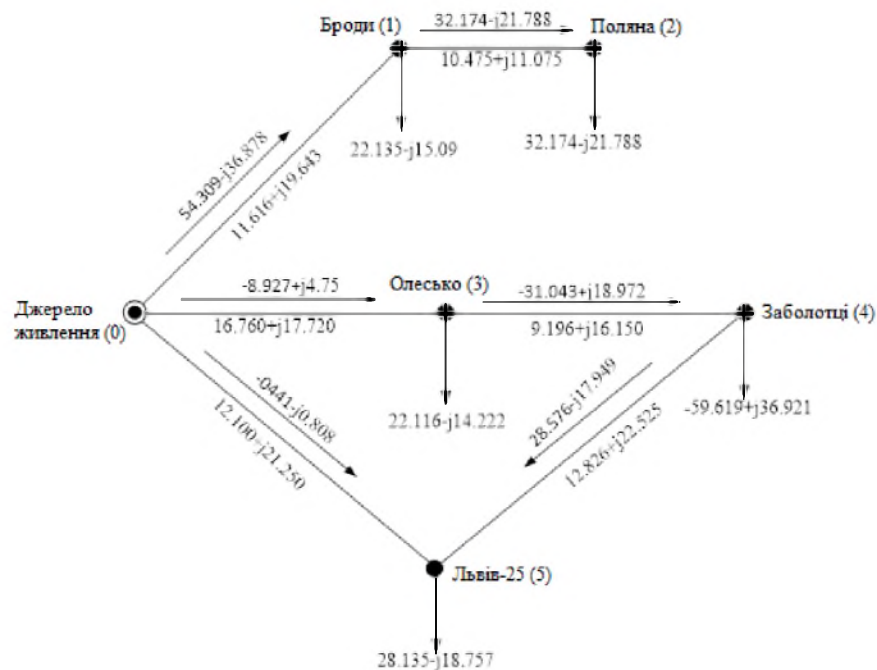
Розрахункова схема для після аварійного режиму роботи



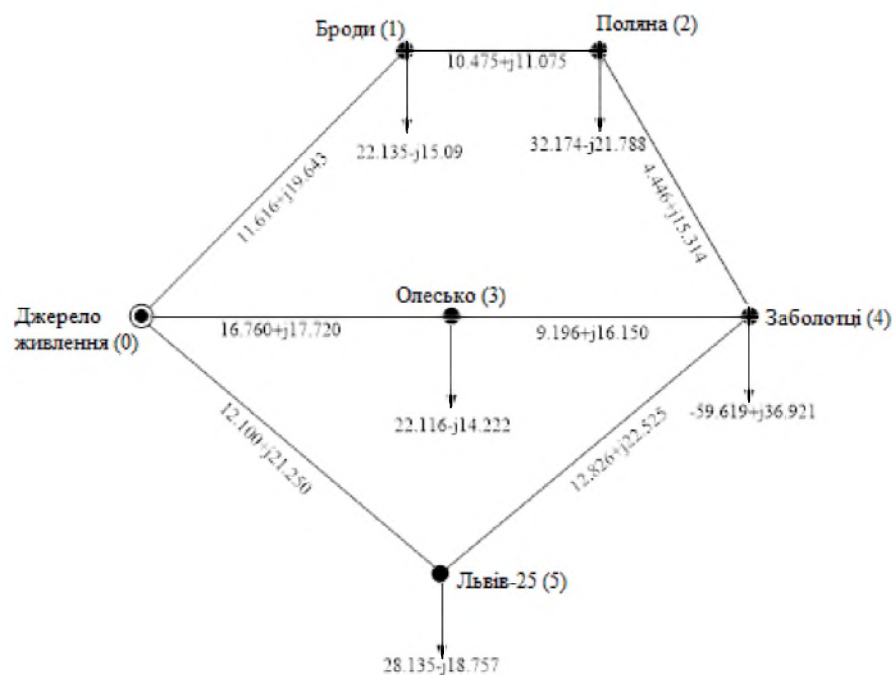
Потокорозподіл потужностей у L-схемі для після аварійного режиму роботи



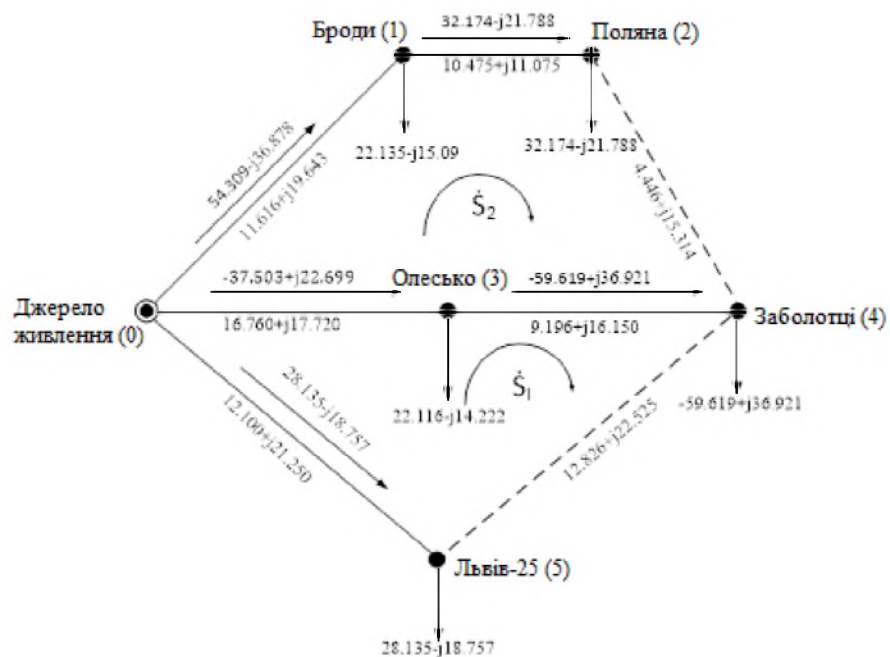
Розрахункова схема для післяаварійного режиму роботи



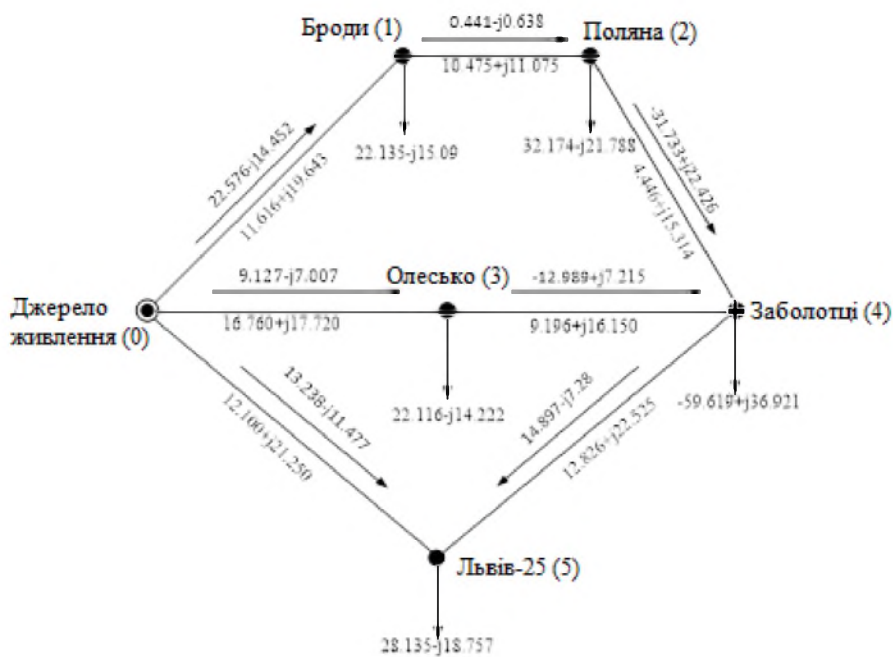
Потокорозподіл потужностей у Z-схемі для післяаварійного режиму роботи.



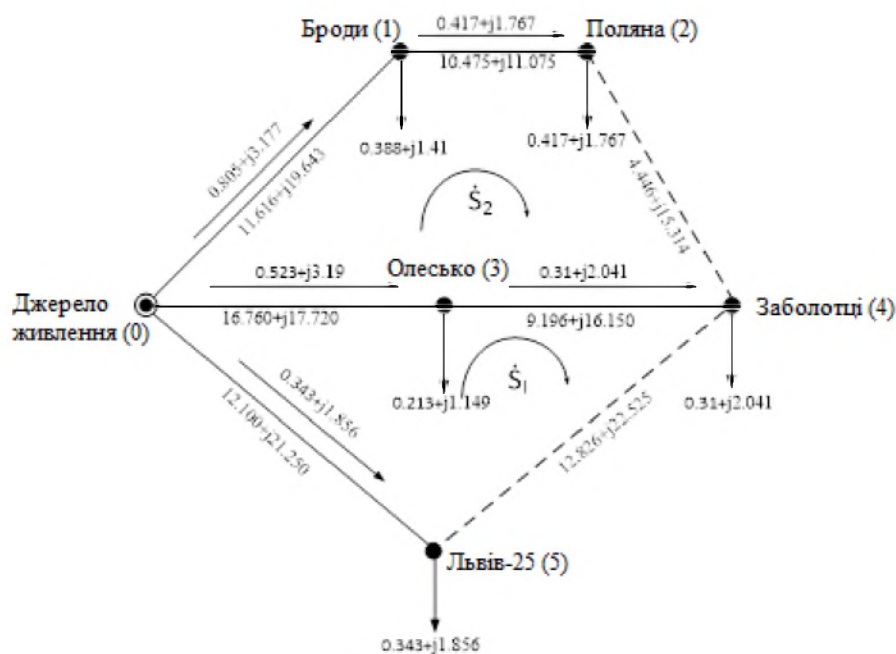
Вихідна схема для розрахунку



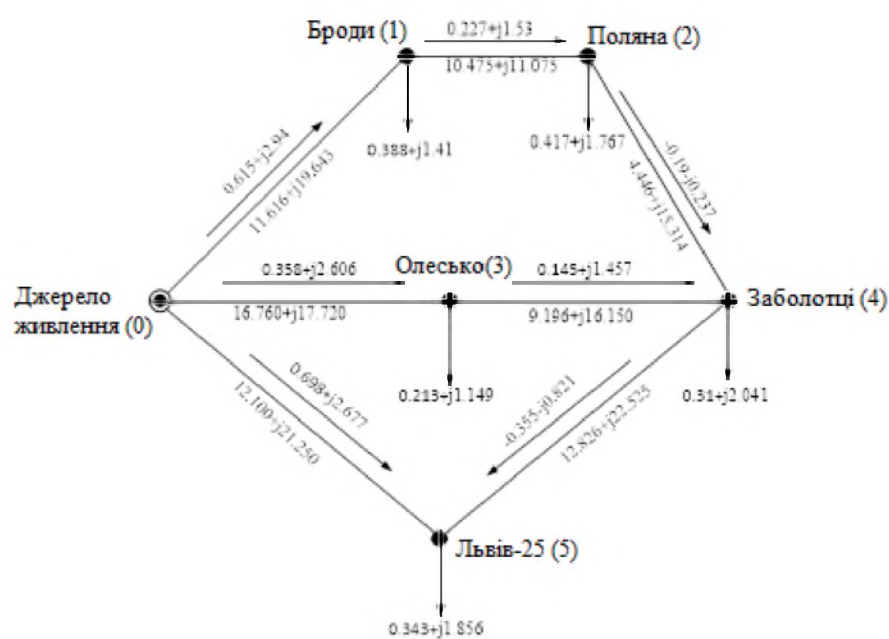
Вихідна схема для розрахунку основного поточкорозподілу



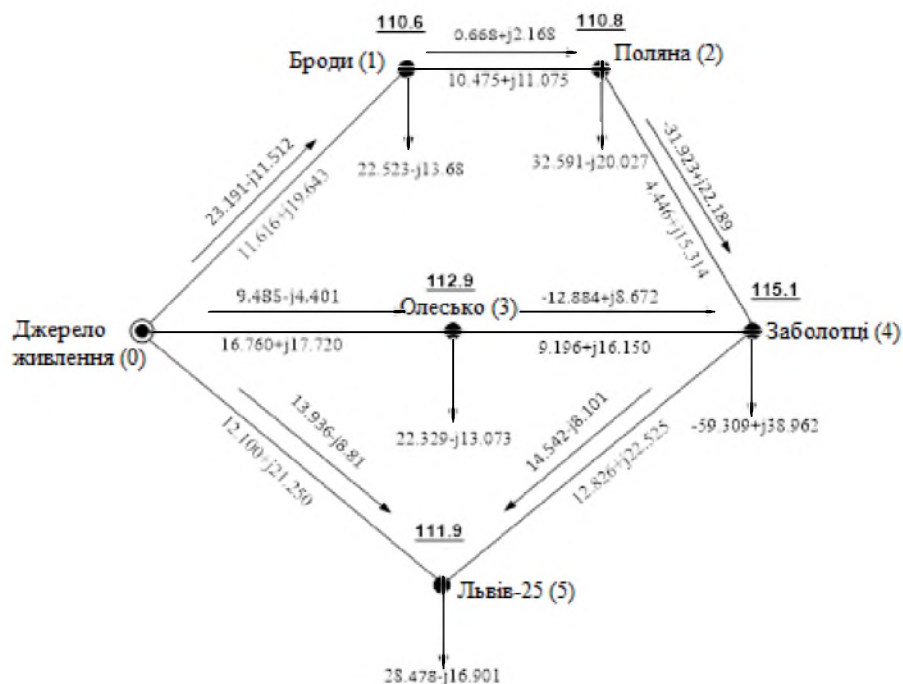
Основний поточкорозподіл в замкненій схемі



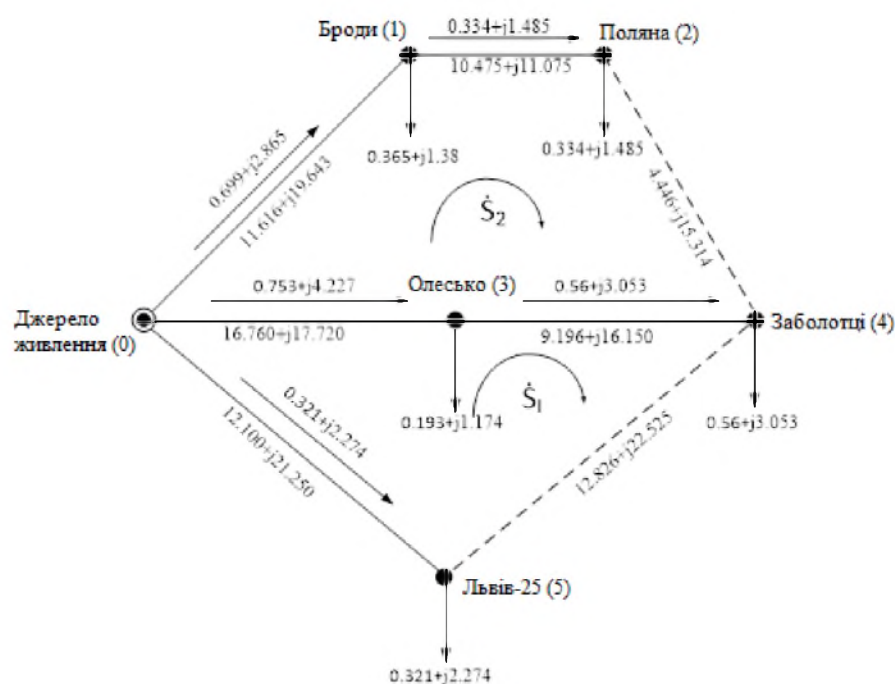
Попередній поточкорозподіл потужностей в умовно розімкненій мережі від втрат потужності на першій ітерації розрахунку



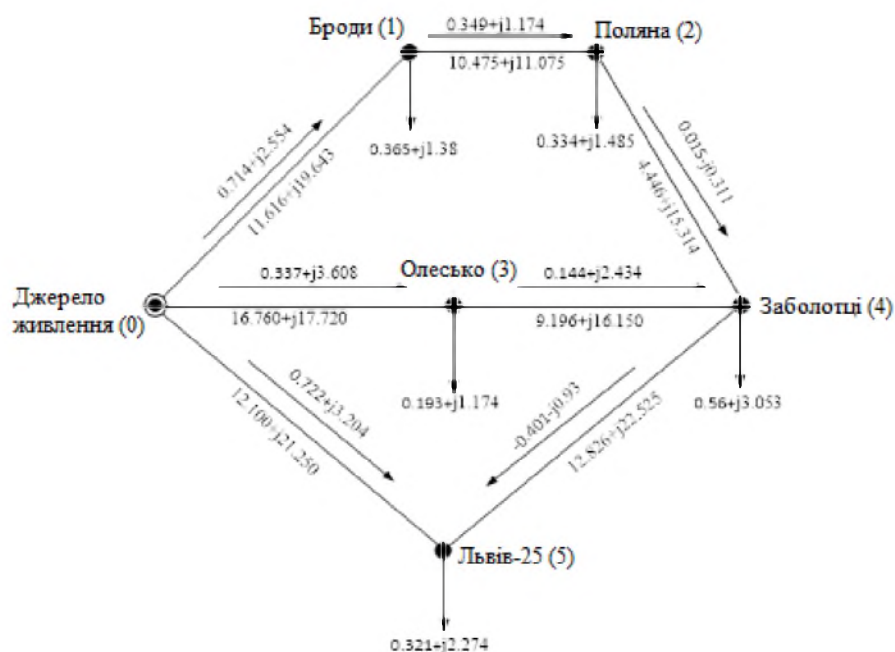
Поточкорозподіл потужностей в мережі від втрат потужності на першій ітерації розрахунку



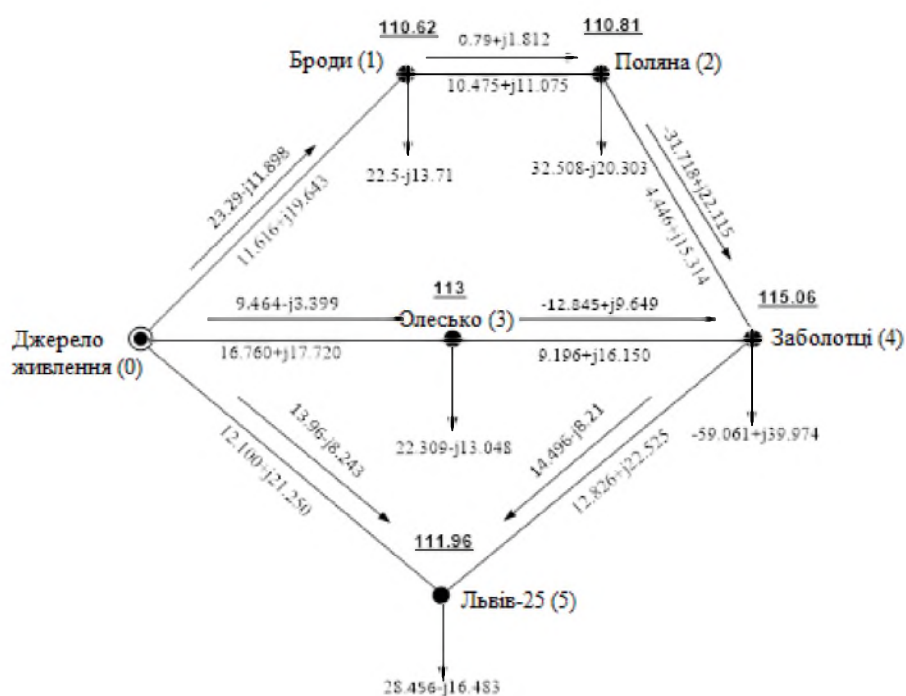
Результуючий потікорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми при максимальних навантаженнях на першій ітерації розрахунку



Попередній потікорозподіл потужностей в умовно розімкненій мережі від втрат потужності на другій ітерації розрахунку



Потокорозподіл потужностей в мережі від втрат потужності на другій ітерації розрахунку



Результуючий потокорозподіл потужностей та режим напруги в пунктах схеми при максимальних навантаженнях на другій ітерації розрахунку

ДОДАТОК Б

ОХОРОНА ПРАЦІ

1. Технічні заходи із забезпечення охорони праці, техніки безпеки та протипожежної безпеки на підстанції 110/10 кВ

При експлуатації об'єкту можливі наступні небезпечні чинники:

- ураження електричним струмом при дотику до струмоведучих частин;
- ураження електричним струмом при дотику до струмоведучих частин що нормально не знаходяться під напругою;
- вплив електромагнітного поля на організм;
- ураження електричним струмом при роботі з несправним інструментом і засобів індивідуального і колективного захисту;
- ураження обслуговуючого персоналу, що знаходиться в зоні розтікання електричного потенціалу при замиканні на землю;
- можливість падіння персоналу з висоти;
- можливість ураження персоналу при проведенні комутаційних операцій;
- інші чинники.

Для запобігання впливу небезпечних чинників на персонал, необхідно передбачати наступні заходи:

- персонал повинен діяти згідно ПТБ при роботі в електроустановках; повинна проводитися щорічна перевірка знань, інструктаж по техніці безпеки;
- при неможливості обмеження часу перебування персоналу під впливом електричного поля необхідно застосувати екранування робочих місць : екрани над переходами, екрануючі козирки і навіси над шафами управління, вертикальні екрани між вимикачами на ВРП 110 кВ, знімні екрани при ремонтних роботах;
- установка заземлюючого контуру, заземлення і занулення устаткування;
- дотримання відстаней до струмоведучих частин;
- застосування належної ізоляції, а в окремих випадках - підвищеною;

-надійного і швидкодіючого автоматичного відключення частин електроустаткування, що випадково виявилися під напругою, і пошкоджених ділянок мережі, у тому числі захисного відключення;

- вирівнювання потенціалів;

- застосування розділових трансформаторів;

- застосування напруги 42 В і нижче за змінний струм частотою 50 ГЦ і 110 В і нижче за постійний струм;

- застосування застережливої сигналізації, написів і плакатів;

- пожежо- і вибухобезпечність електроустановок, що містять маслонаповнені апарати і кабелі, а також електроустаткування, покритого і просоченого маслами, лаками, бітумами і тому подібне, повинна забезпечуватися відповідно до вимог ПУЕ. При здачі в експлуатацію вказані електроустановки мають бути забезпечені протипожежними засобами і інвентарем відповідно до діючих положень;

- виконання організаційно-технічних заходів для безпечного проведення робіт.

2. Розрахунок заземлюючого пристрою підстанції 110/10 кВ

В межах території підстанції можливе замикання на землю в будь-якій точці. У місці переходу струму в землю, якщо не передбачені особливі пристрої для проведення струму в землю, виникають значні потенціали, небезпечні для людей, що знаходяться зблизька. Для усунення цієї небезпеки на підстанції передбачають заземлюючі пристрої, призначення яких полягає в зниженні потенціалів до прийнятних значень. Допоміжними заземлювачами є металеві предмети будь-якого призначення, так або інакше сполучених із землею,

наприклад, сталевих каркасів будівель, арматури залізобетонних підстав, труб будь-якого призначення.

Заземлюючий пристрій і грозозахист підстанції мають бути виконані відповідно до ПУЕ

. Опір заземлюючого пристрою не повинен перевищувати 0,5 Ом у будь-яку пору року. Питомий опір $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

При розрахунку заземлюючого пристрою опором природних заземлювачів нехтуємо, вони зменшують загальний опір заземлюючого пристрою, їх провідність йде в запас надійності. Тоді

$$R_n = 0,5 \text{ Ом} \quad (\text{Б.1})$$

Визначимо розрахункові питомі опори ґрунту для горизонтальних і вертикальних заземлювачів

$$\rho_{p.z} = \rho_{y\partial} \cdot K_{n.z}, \quad (\text{Б.2})$$

$$\rho_{p.v} = \rho_{y\partial} \cdot K_{n.v},$$

де $\rho_{y\partial}$ – питомий опір ґрунту;

$K_{n.z}$ і $K_{n.v}$ – підвищуючі коефіцієнти для горизонтальних і вертикальних електродів відповідно ($K_{n.z}=4,5$ і $K_{n.v}=1,5$).

$$\rho_{p.r} = 100 \cdot 4,5 = 450 \text{ Ом} \quad (\text{Б.3})$$

$$\rho_{p.v} = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом}$$

Знаходимо опір розтікання струму одного вертикального електроду. Як вертикальний електрод приймемо круглий сталевий стержень діаметром 12 мм, завдовжки 5 м. Верхні кінці стержнів заглиблені на глибину 0,8 м від поверхні землі.

$$R_{e.o} = \frac{\rho_{p.e}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (\text{Б.4})$$

де l – довжина стержня, м;

d – діаметр стержня, м;

t – глибина залягання, відстань від поверхні землі до середини стержневого заземлювача, м.

Таким чином

$$H = 0,8 \text{ м}$$

$$t = H + l/2 = 0,8 + 10/2 = 5,8 \text{ м}$$

$$L = 10 \text{ м} \quad (\text{Б.5})$$

$$d = 14 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

$$R_{o.e.e} = \frac{150}{2 * 3,14 * 10} \left(\ln \frac{2 * 10}{14 * 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 * 5,8 + 10}{4 * 5,8 - 10} \right) = 18,5 \text{ Ом}$$

Визначимо приблизну кількість вертикальних заземлювачів при заздалегідь прийнятому коефіцієнті використання

$$N = \frac{R_{o.e.e}}{K_e R_{ш}}, \quad (\text{Б.6})$$

де $R_{o.e.e}$ – опір розтікання одного вертикального електроду;

$R_{ш}$ – опір штучного заземлювача.

$$K_e = 0,3. \quad (\text{Б.7})$$

$$N = \frac{18,5}{0,5 \cdot 0,3} = 124$$

Визначимо опір розтікання струму горизонтального заземлювача. Для вирівнювання потенціалів по усій площі підстанції виконується зрівняльний контур із сталевих смуг перерізом $40 \times 4 \text{ мм}^2$, що прокладається на глибині 0,8 м від поверхні землі.

$$R_{p.z.e} = \frac{R_{z.e}}{K_{в.з.е}}, \quad (\text{Б.8})$$

де $R_{z.e}$ – опір розтікання горизонтальних електродів, що визначається за формулою.

$$R_{z.e} = \frac{\rho_{p.з}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt}, \quad (\text{Б.9})$$

де l – довжина електроду;

b - ширина полоси;

t – глибина залягання електроду.

Таким чином

$$H = 0,8 \text{ м}$$

$$t = 0,802 \text{ м}$$

$$l = 1755 \text{ м}$$

$$b = 0,04 \text{ м}$$

(Б.10)

$$R_{z.e} = \frac{450}{2 \cdot 3,14 \cdot 1755} \ln \frac{2 \cdot 1755}{0,04 \cdot 0,802} = 0,78 \text{ Ом}$$

Уточнюємо необхідний опір вертикальних електродів:

$$R_{s.e} = \frac{0,78 \cdot 0,5}{(0,78 - 0,5)} = 1,4 \text{ Ом} \quad (\text{Б.11})$$

Визначаємо остаточну кількість вертикальних електродів:

$$N = \frac{18,5}{0,3 \cdot 1,4} = 45 \quad (\text{Б.12})$$

Таким чином, заземлюючий пристрій підстанції 110/10 кВ складається з горизонтальних і вертикальних заземлювачів. Горизонтальний заземлювач (сталеві смуги) прокладається на відстань 0,8 - 1 м від фундаментів або підстав устаткування. Заземлюючі стержні угвинчуються в ґрунт по зовнішньому контуру заземлюючого пристрою з відстанню між стержнями 4 м.

Захисне заземлення підстанції відповідає вимогам робочих заземлень і заземлень засобів грозозахисту. Проте, при приєднанні засобів грозозахисту до захисних заземлень підстанції необхідно враховувати їх особливості. Захисні і робочі заземлювачі відводять в землю струм промислової частоти і їх опір є стаціонарним, тоді як через засоби грозозахисту проходить струм блискавки, який має імпульсну форму. При стіканні із заземлювачів великих струмів блискавки в землю поблизу поверхні електродів створюються дуже високі напруженості електричного поля, під впливом яких пробивається шар землі, прилеглий до поверхні електроду. Навколо електроду утворюється зона іскріння, що як би збільшує поперечні розміри електроду і тим самим знижує його опір.

Отже, на підстанції біля кожного громовідводу встановлюється по три стержні, а біля кожного ОПНа (обмежувача перенапруг) - по одному стержню.

До заземлюючих пристроїв ВРП приєднані заземлюючі троси ЛЕП і усі природні заземлювачі підстанції.

Навколо заземлюючого пристрою, винесеного за територію підстанції, для вирівнювання потенціалу укладається один вирівнюючий провідник на відстані 1 м в напрямі від його меж на глибині 1 м.

3. Ліквідація наслідків надзвичайних ситуацій

Проблема запобігання виникнення надзвичайних ситуацій техногенного походження та ліквідації їх наслідків в Україні є однією з найактуальніших.

Незважаючи на велику кількість заходів, які здійснюються для забезпечення надійного функціонування промислових об'єктів, неможливо повністю виключити ризик виникнення аварійних ситуацій техногенного характеру.

Не випадково у статті 20 Кодексу цивільного захисту України наголошено, що керівництво підприємств, установ та організацій незалежно від форм власності і підпорядкування забезпечує своїх працівників засобами індивідуального та колективного захисту, організовує здійснення евакуаційних заходів, створює сили для ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій та забезпечує їх готовність до практичних дій, виконує інші заходи з ЦЗ і несе пов'язані з цим матеріальні та фінансові витрати.

Сутність рятувальних та інших невідкладних робіт – це усунення безпосередньої загрози життю та здоров'ю людей, відновлення життєзабезпечення населення, запобігання або значні зменшення матеріальних збитків. Рятувальні та інші невідкладні роботи включають також усунення пошкоджень, які заважають проведенню рятувальних робіт, створення умов для

наступного проведення відновлювальних робіт. РіНР поділяють на рятувальні роботи та невідкладні роботи.

До рятувальних робіт відносять:

- розвідка маршруту руху сил, визначення обсягу та ступеню руйнувань, розмірів зон зараження, швидкості і напрямку розповсюдження зараженої хмари чи пожежі;
- локалізація та гасіння пожеж на маршруті руху сил та ділянках робіт;
- визначення об'єктів і населених пунктів, яким безпосередньо загрожує небезпека;
- визначення потрібного угруповання сил і засобів запобігання і локалізації небезпеки;
- пошук уражених та звільнення їх з-під завалів, пошкоджених та палаючих будинків, із загазованих та задимлених приміщень;
- розкриття завалених захисних споруд та рятування з них людей;
- вивіз або вивід населення із небезпечних місць у безпечні райони;
- організація комендантської служби, охорона матеріальних цінностей і громадського порядку;
- відновлення життєздатності населених пунктів та об'єктів;
- санітарна обробка уражених, знезараження одягу, взуття, засобів індивідуального захисту, територій, споруд, а також техніки;
- соціально-психологічна реабілітація населення. До невідкладних робіт відносять:
- прокладання колонних шляхів та улаштування проїздів (проходів) у завалах та на зараженій території;
- локалізація аварій на водопровідних, енергетичних, газових і технологічних мережах;
- ремонт та тимчасове відновлення роботи комунально-енергетичних систем та мереж зв'язку для забезпечення рятувальних робіт;

- зміцнення або руйнування конструкцій, які загрожують обвалом і безпечному веденню робіт;

РіНР здійснюють у три етапи. На першому етапі вирішуються завдання: - щодо екстреного захисту населення;

- з запобігання розвитку чи зменшення впливу наслідків;
- з підготовки до виконання РіНР.

Основними заходами щодо захисту населення є: - оповіщення про небезпеку;

- використання засобів захисту;
- дотримання режимів поведінки;
- евакуація з небезпечних у безпечні райони;
- здійснення санітарно-гігієнічної, протиепідемічної профілактики і надання медичної допомоги;
- локалізація аварій, зупинка чи заміна технологічного процесу виробництва;
- попередження (запобігання) і гасіння пожеж.

На другому етапі проводять:

- пошук потерпілих, витягання потерпілих з-під завалів, з палаючих будинків, пошкоджених транспортних засобів;
- евакуація людей із зони лиха, аварії, осередку ураження; - надання медичної допомоги;
- санітарна обробка людей, знезараження одягу, майна, техніки, території;
- проведення інших невідкладних робіт, що сприяють і забезпечують здійснення рятувальних робіт;
- надання потерпілим першої допомоги та евакуація їх (при необхідності) у лікувальні заходи.

На третьому етапі вирішуються завдання щодо забезпечення життєдіяльності населення у районах, які потерпіли від наслідків НСб

- відновлення чи будівництво житла;

- відновлення енерго-, тепло-, водо- та газопостачання, ліній зв'язку;
- організація медичного обслуговування;
- забезпечення продовольством і предметами першої необхідності;
- знезараження харчів, води, фуражу, техніки, майна, територій;
- соціально-психологічна реабілітація;
- відшкодування збитків;

Відновлювальні роботи ЦЗ не виконує, їх здійснює спеціально створені підрозділи (бригади). Залежно від рівня надзвичайної ситуації (загальнодержавного, регіонального, місцевого, чи об'єктового) для проведення РіНР залучають сили та засоби ЦЗ центрального, регіонального або об'єктового підпорядкування.

ДОДАТОК В
ПЕРЕЛІК ЗАУВАЖЕНЬ НОРМОКОНТРОЛЕРА ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

Позначення документа	Документ	Умовне позначення	Зміст зауваження

Дата _____