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

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри
_____ В.В. Кирик

«__» _____ 201__ р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

на тему: Застосування математичних методів для оптимізації розвитку енергосистеми

Виконав: студент 6 курсу, групи ЕС-61м
(шифр групи)

Крикливий Дмитро Сергійович _____
(прізвище, ім'я, по батькові) (підпис)

Науковий керівник к.т.н., доцент. Баженов Володимир Андрійович _____
(посада, наукова ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Рецензент _____ _____
посада, наукова ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____
(підпис)

Київ – 2018 року

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-науковою програмою

Спеціальність – **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

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

«__ »_____ 201__ р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту

Крикливому Дмитру Сергійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Застосування математичних методів для оптимізації розвитку енергосистеми»,

науковий керівник дисертації к.т.н., доцент, Баженов В.А.,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від « 21 » березня 2018 р. №981-С

2. Строк подання студентом дисертації « 16 » травня 2018 р.

3. Об'єкт дослідження: замкнена мережа напругою 110 кВ.

4. Предмет дослідження: оптимальна конфігурація мережі 110 кВ.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1. Аналіз методів визначення оптимальної конфігурації енергосистеми. 2. Аналіз методів визначення оптимальної конфігурації електричної мережі. 3.Розробити рекомендації щодо застосування методів оптимізації. 4. Розрахунок усталених режимів електричної мережі 110 кВ.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1. Функції оптимальних витрат для ліній 110 кВ. 2. Функції оптимальних витрат для ліній 220 кВ. 3. Усталені

режими роботи електричної мережі 4. Метод впорядкованого виключення гілок. 5. Метод поконтурної оптимізації. 6. Метод економічних потенціалів. 7. Застосування методу впорядкованого виключення гілок. 8. Застосування методу поконтурної оптимізації.

7. Орієнтовний перелік публікацій: 1. Баженов В.А., Крикливий Д.С. Побудова функцій оптимальних витрат для ліній електропередачі та трансформаторів 220кВ // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2017. – с. 104-106. 2. Баженов В.А., Крикливий Д.С. Застосування математичних методів для оптимізації розвитку енергосистем // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2017. – с. 103-107.

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Основна частина	к.т.н., доцент, Баженов В.А.		

9. Дата видачі завдання «__ »_____20__р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз літератури по темі розвитку енергосистем.	24.10.2016-17.03.2017	
2	Дослідження основних методів оптимізації розвитку енергосистем.	27.03.2017-19.05.2017	
3	Дослідження основних методів оптимізації розвитку електричної мережі.	09.10.2017-20.10.2017	
4	Розробка рекомендацій щодо вибору методу	23.10.2017-15.12.2017	
5	Розрахунок усталених режимів мережі	05.02.2018-23.02.2018	
7	Оформлення отриманих результатів.	02.04.2018-27.04.2018	
8	Оформлення технічних креслень.	30.04.2018-11.05.2018	

Студент _____ Крикливий Д.С.
(підпис) (ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації _____ Баженов В.А.
(підпис) (ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 125 сторінці формату А4, яка включає в себе 35 рисунків, 47 таблиць, 14 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 8 аркушів технічних креслень форматом А1.

В дисертації розглянуті основні математичні методи щодо вибору оптимальної конфігурації енергосистеми. Надані рекомендації щодо використання методів. Виконаний розрахунок усталених режимів електричної мережі.

Актуальність роботи. Енергосистема будь-якої країни є об’єктом значних капіталовкладень на всіх етапах її розвитку: від проектування для подальшого спорудження та експлуатації. На сьогоднішній день, розвиток економіки України не дає можливості для якісного розвитку як енергетики вцілому, так і окремих її складових. З іншого боку, вимоги ЄС для подальшого об’єднання енергосистем є досить жорсткі, здебільшого, стосовно якості електроенергії та встановлюємого обладнання, що має відповідати сучасним стандартам. Перспективне проектування електричних мереж полягає в обґрунтуванні схем розвитку мереж, виборі складу і параметрів об’єктів і термінів їх спорудження. Завдання оптимізації схем мережі полягає в забезпеченні мінімуму дисконтованих витрат на спорудження і експлуатацію всіх електромережевих об’єктів при дотриманні нормованих вимог до якості на надійності електропостачання.

Мета роботи. Метою магістерської дисертації є розробка методу та алгоритму оптимізації розвитку електричних мереж сучасних енергосистем, що забезпечує ефективне вирішення поставленої задачі розвитку, виконання технічних та ресурсних обмежень у вигляді рівностей та нерівностей.

Об’єкт дослідження: замкнена мережа напругою 110 кВ.

Предмет дослідження: дисконтовані витрати на спорудження та встановлення нових та експлуатацію вже існуючих електромережевих об’єктів.

Методи дослідження. В основу роботи покладено математичне моделювання. Розрахунок мережі виконувався із використанням програми MathCAD.

Наукова новизна результатів полягає в оцінці методів визначення оптимальної конфігурації мережі та виведення рекомендацій щодо їх застосування.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Баженов В.А., Крикливий Д.С. Побудова функцій оптимальних витрат для ліній електропередачі та трансформаторів 220кВ // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2017. – с. 104-106. 2. Баженов В.А., Крикливий Д.С. Застосування математичних методів для оптимізації розвитку енергосистем // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2017. – с. 103-107.

ЕНЕРГОСИСТЕМА, ФУНКЦІЇ ДИСКОНТОВАНИХ ВИТРАТ, ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ МЕРЕЖІ

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 125 pages of A4 format, which includes 35 drawings, 47 tables, 14 sources of used literature. The graphic part contains 8 sheets of A1 technical drawings.

In the dissertation are considered the basic mathematical methods for choosing the optimal configuration of the power system. Advice on how to use methods. Calculation of the established modes of the electric network is executed.

Relevance of work. The energy system of any country is the subject of significant investments at all stages of its development: from designing for further construction and operation. To date, the development of the Ukrainian economy does not allow for qualitative development of both energy in general and its separate components. On the other hand, the EU requirements for the further integration of energy systems are rather rigid, mainly in terms of the quality of electricity and installed equipment, which must meet current standards. Perspective design of electric networks is to substantiate the schemes of network development, the choice of the composition and parameters of objects and the terms of their construction. The task of optimizing network schemes is to ensure a minimum of discounted costs for the construction and operation of all electrical grid facilities, while complying with the normed requirements for quality on the reliability of electricity supply.

The purpose of the work. The purpose of the master's dissertation is to develop a method and algorithm for optimizing the development of electric networks of modern power systems, which provides an effective solution to the set task of development, implementation of technical and resource constraints in the form of equality and inequalities.

Object of research: closed network of 110 kV voltage level

Subject of research: discounted costs for the construction and installation of new ones and the operation of existing electrical grids.

Research methods: The basis of the work is mathematical modeling. The calculation of the network was performed using the MathCAD program.

The scientific novelty of the results is to evaluate the methods for determining the optimal configuration of the network and to make recommendations for their application.

Publications on research topics:

1. Bazhenov V., Kryklyvui D. Construction of the functions of optimal cost for power lines and transformers 220 kV / / International scientific and technical journal of young scientists, postgraduates and students "Modern problems of electric power engineering and automatics". - 2017. - p. 104-106. 2. Bazhenov V., Kryklyvui D. Application of mathematical methods for optimizing the development of power systems // International scientific and technical journal of young scientists, postgraduates and students "Modern problems of electric power engineering and automation". - 2017. - p. 103-107.

ENERGY SYSTEM, FUNCTIONS OF DISCOUNT EXPENSES, OPTIMAL NETWORK CONFIGURATION

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ…….…… 10
ВСТУП……..... 11
1 МЕТОД ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ……. 12
1.1 Постановка проблеми ……. 12
1.2 Загальні теоретичні відомості методу динамічного програмування …… 13
1.3 Застосування методу динамічного програмування …… 18
Висновок до розділу 1 …… 21
2 ФУНКЦІЯ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ ДЛЯ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ…….……....22
2.1 Загальні положення методів оптимізації розвитку енергосистем……..... …..23
2.2 Побудова функції оптимальних витрат для ліній електропередачі напругою 110 та 220 кВ……..……..... 25
2.3 Апроксимація функції оптимальних витрат для ліній електропередачі напругою 110 та 220кВ..……..……..33
Висновок до розділу 2 ……..... 39
3 АНАЛІЗ ТА ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ МЕРЕЖІ…….……. …..40
3.1 Теоретичні відомості методу поконтурної оптимізації……..... 40
3.2 Теоретичні відомості методу впорядкованого виключення гілок…..... 42
3.3 Алгоритм методу економічних потенціалів……..……44
3.4 Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації…….45
3.5 Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом впорядкованого виключення гілок…….....50
3.6 Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом економічних потенціалів……..58

Висновок до розділу 3…….....61
4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇМЕРЕЖІ…….....62
4.1 Вибір кількості, типу та потужності трансформаторів на підстанці……...62
4.2 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок……..……66
4.3 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів на ділянки замкненої мережі……..……..……..70
4.4 Розрахунок параметрів схем заміщення…….……85
4.5 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі……..….....91
4.6 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях……..…….....95
4.7 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при мінімальних навантаженнях…….……...105
4.8 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі……115
Висновок до розділу 4……..……122
ВИСНОВОК…….....123
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ…….....124
Додаток А. Результати перевірки на плагіат…….....……..125

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

КЗ – коротке замикання

ЛЕП – лінія електропередач

ОЕС – Об’єднана енергетична система

ПЛ – повітряна лінія

ПТЕ – правила технічної експлуатації

РЕМ – районна електрична мережа

РП – розподільчий пункт

ВСТУП

Підвищення ефективності виробництва і якості продукції здійснюється на основі вдосконалення структури паливно-енергетичного балансу, введення нових генеруючих потужностей, комплексного рішення питань енергопостачання споживачів, зниження питомої витрати палива, зменшення втрат електричної енергії й ефективного регулювання режимів роботи електричних систем.

Завданням проектування розвитку електроенергетичних систем є обґрунтування рішень, що визначають склад, основні параметри й послідовність розвитку електричних станцій й електричних мереж і засобів їхньої експлуатації й керування, виходячи з умов оптимального розвитку електроенергетичної системи в цілому.

При рішенні оптимізації розвитку енергосистем повинні бути враховані динаміка розвитку мереж енергосистем, вимоги до надійності і якості енергопостачання, обмеження по пропускній здатності ліній електропередачі й трансформаторних підстанцій.

Керування розвитком електроенергетичних систем здійснюється в процесі довгострокового прогнозування ймовірних темпів технічного прогресу в електроенергетиці й зміни потреби в електро- і теплоенергетиці, проектування енергосистем й енергетичних об'єктів.

При оптимізації розвитку електричних мереж енергосистем вибирають напругу й конфігурацію мереж, установлюють черговість спорудження мережевих об'єктів.

Як основний критерій порівняльної економічної ефективності капітальних вкладень при обґрунтуванні рішень по розвитку електроенергетичних систем використаються дисконтні витрати.

1 МЕТОД ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

1.1 Постановка проблеми

При оптимізації розвитку електроенергетичних систем вирішують завдання оптимізації структури генеруючих потужностей за видами енергоресурсів і типам електростанцій і оптимізації розвитку електростанцій в енергосистемах.

При оптимізації структури генеруючих потужностей енергосистем визначають найбільш вигідні пропорції розвитку груп електростанцій різного типу, які відрізняються видом застосовуємого енергоресурсу, розходженням у способах виробництва електроенергії і типом основного обладнання. При вирішенні завдання, як правило, виділяють наступні типи електростанцій: конденсаційні паротурбінні (КЕС), атомні (АЕС), гідравлічні (ГЕС), гідроакумулюючі (ГАЕС) і газотурбінні (ГТС), теплоелектроцентралі (ТЕЦ).

Завдання оптимізації структури генеруючих потужностей вирішують для рівня ЄЕС при підготовці ТЕД з розвитку енергетики на перспективу 15-20 років. Отримані рішення уточнюють при розробці схем розвитку енергосистем на перспективу 10-15 років.

При вирішенні даного завдання виділяють два етапи. На першому етапі структура генеруючих потужностей ЄЕС оптимізується в рамках паливно-енергетичного комплексу. При цьому обгрунтовуються рішення щодо визначення пропорцій розвитку атомних і базисних конденсаційних електростанцій, вибору виду використовуваного палива. Крім того, розраховують необхідні обсяги паливних ресурсів і перетоки енергії по міжсистемних зв'язках. На даному етапі допускається спрощений опис режимів роботи електростанцій та основних зв'язків між об'єднаними енергосистемами. На другому етапі оптимізації структури генеруючих потужностей, коли ЄЕС розглядається вже як галузева система, визначаються співвідношенняя потужностей груп електростанцій, призначених для покриття

пікових і напівпікових частин графіків навантаження ОЕС, уточнюються перетоки енергії по міжсистемних зв'язках. При цьому враховуються режими роботи електростанцій, суміщення графіків навантаження і т.д., деталізуються зв'язку між окремими енерговузлами.

Результати, отримані при оптимізації структури генеруючих потужностей, є основою для вирішення наступного завдання оптимізації розвитку електроенергетичних систем - оптимізації розвитку електростанцій. В рамках даного завдання обґрунтовуються рішення щодо вибору виду енергоресурсу, місць споруди, потужності, параметрів і термінів спорудження конкретних електростанцій.

Вихідною інформацією для вирішення завдань оптимізації розвитку генеруючих потужностей енергосистем є дані про економічні і технічні характеристики можливих типів споруджуваних електростанцій, існуюча схема енергосистеми, інформація про характеристики споруджуваних ліній електропередачі, якісні та кількісні характеристики можливих до використання енергоресурсів, дані про динаміку зростання навантаження окремих енерговузлів і т.п. Найбільші труднощі при оптимізації викликає велика кількість варійованих змінних, на зміну яких накладено численні лінійні і нелінійні обмеження, необхідність врахування динаміки розвитку системи, багатокритеріальність розв'язуваної задачі.

1.2 Загальні теоретичні відомості методу динамічного програмування

Динамічне програмування - спеціальний обчислювальний метод вирішення завдань нелінійного програмування, в якому задача оптимізації зводиться до мінімізації функції

$$f(x) \quad , \quad x \in E^n \quad , \tag{1.1}$$

де E^n позначає n-мірний евклідів простір, при m лінійних / або нелінійних / обмеженнях у вигляді рівностей

$$h_j(x) = 0 \quad , \quad j = 1,2,...,m \tag{1.2}$$

і p-m лінійних / або нелінійних / обмеженнях у вигляді нерівностей,

$$g_j(x) \geq 0 \quad , \quad j = m+1, m+2,...,P \tag{1.3}$$

що дозволяє представити процес у вигляді послідовності окремих етапів. При використанні методу функція, що мінімізується (1) має бути операбельною, тобто дорівнювати сумі функцій окремих змінних.

Застосування методу динамічного програмування дозволяє замість одноразової оптимізації функції багатьох змінних виконувати багатократну оптимізацію функцій тільки однієї змінної. При його використанні організовується багатокроковий процес оптимізації, на кожному кроці якого оптимізується функція однієї змінної. Результати оптимізації, отримані на етапі процесу, запам'ятовуються і використовуються на наступних кроках.

В основі методу лежить принцип оптимальності Беллмана, котрий може бути сформульовано таким чином. Який би не був шлях досягнення деякого стану системи, подальші рішення повинні належати оптимальній програмі частини шляху, що залишилась і починається з цього стану.

Метод динамічного програмування успішно застосовують для вирішення завдань оптимізації розвитку генеруючих потужностей енергосистем. При його використанні може бути отримана модель, позбавлена недоліків лінійної моделі, найбільш суттєвим з яких є неможливість обліку нелінійності економічних характеристик і дискретності зміни генеруючих потужностей електростанцій.

Нехай необхідно визначити найбільш вигідну потужність $J(1,2,..., j_з,..., J)$ електростанцій і встановити сумарну потужність $P_H = \sum_{j=1} P_j$. При цьому потужність

кожної електростанції обмежена зверху: $P_j \le P_j^{\max}, j = 1,2,...,J$. В якості критерію оптимальності виберемо приведені витрати на спорудження та експлуатацію електростанцій, які запишемо у вигляді:

$$З = \sum_{j=1}^{J} q_j(P_j) \tag{1.4}$$

де $q_j(P_j)$ - відомі функції витрат для кожної електростанції. При цьому на вигляд функцій не накладається ніяких обмеження. Потужності електростанцій змінюються дискретно з кроком 1 (у.о).

При вирішенні будемо послідовно розглядати кожен пункт спорудження електростанцій. Нехай система складається тільки з однієї електростанції $j = 1$. Підрахуємо сумарні приведені витрати на спорудження електростанції, змінюючи P_1 на всьому можливому діапазоні. Відповідні витрати позначимо

$$f_1(P_\Sigma) = q_1(P_1) \tag{1.5}$$

де P_Σ - сумарна потужність електростанцій системи. На першому кроці $P_\Sigma = P_1$, а потужність першої станції змінюється в діапазоні $0 \le P_1 \le P_1^{\max}$. Власне оптимізації на першому кроці ще немає. Функцію $f_1(P_\Sigma)$ назвемо умовно оптимальними витратами на спорудження та експлуатацію першої станції, а $P_1^{УО}$ - умовно оптимальна потужність першої станції. На другому кроці будемо розглядати систему, що складається вже з двох електростанцій: $j = 1,2$. При цьому будемо мінімізувати функцію витрат на спорудження та експлуатацію перших двох електростанцій, змінюючи P_Σ на всьому допустимому діапазоні:

$$0 \le P_\Sigma = P_1 + P_2 \le P_\Sigma^{\max}, \tag{1.6}$$

де $P_\Sigma^{\max}$ визначаємо з умови:

$$P_{\Sigma}^{max} = \min\left\{P_1^{max} + P_2^{max}, P_H\right\}, \tag{1.7}$$

На цьому кроці оптимізуємо функцію вже двох змінних

$$f_2(P_{\Sigma}) = \min_{P_1,P_2}\left[q_1(P_1) + q_2(P_2)\right]. \tag{1.8}$$

Використовуючи результати оптимізації першого кроку, цю функцію можна звести до функції однієї змінної:

$$f_2(P_{\Sigma}) = \min_{P_2}\left[q_2(P_2) + f_1(P_{\Sigma} - P_2\right], \tag{1.9}$$

де P_2 змінюється в діапазоні $0 \le P_2 \le P_2^{max}$. Функція $f_2(P_{\Sigma})$ називається умовно оптимальними приведеними витратами для перших двох електростанцій. При оптимізації для кожного значення P_{Σ} розраховуємо умовно оптимальне значення потужності P_1^{YO}.

Цілком аналогічно отримуємо співвідношення оптимізації для довільної кількості електростанцій. Нехай потрібно визначити умовно оптимальні витрати на спорудження і експлуатацію електростанцій, що споруджуються в пунктах $1,2,..., j-1, j$, і умовно оптимальні потужності j-й електростанції при зміні P_{Σ} в усьому допустимому діапазоні. При цьому відомі результати оптимізації для попередніх j-1 кроків. В цьому випадку, замість того щоб оптимізувати на кроці функцію j змінних

$$f_j(P_{\Sigma}) = \min_{P_1,P_2,...,P_j}\left[q_1(P_1) + q_2(P_2) + ... + q_j(P_j)\right], \tag{1.10}$$

можна скористатися результатами попереднього кроку і мінімізувати функцію вже однієї змінної:

$$f_j(P_\Sigma) = \min_{P_j}\left[q_j(P_j) + f_{j-1}(P_\Sigma - P_j)\right], 0 \le P_j \le P_j^{\max}, \quad (1.11)$$

При цьому сумарна встановлена потужність $P_\Sigma = P_1 + P_2 + ... + P_j$ змінюється в діапазоні

$$0 \le P_\Sigma \le P_\Sigma^{\max} \text{ де } P_\Sigma^{\max} \quad (1.12)$$

визначається з умови:

$$P_\Sigma^{\max} = \min\left\{P_1^{\max} + P_2^{\max} + ... + P_j^{\max}, P_H\right\}, \quad (1.13)$$

На останньому J кроці функція, що оптимізується записується у вигляді:

$$f_J(P_H) = \min_{P_J}\left[q_J(P_J) + f_{J-1}(P_H - P_J)\right], 0 \le P_J \le P_J^{\max}, \quad (1.14)$$

а в результаті оптимізації виходить оптимальне значення потужності J-й електростанції P_J^o. Оптимальні потужності інших електростанцій виходять в результаті "зворотного ходу". Сумарна оптимальна потужність станцій $1,2,...,J-1$

$$P_{1,2,...,J-1}^o = P_H - P_J^o, \quad (1.15)$$

Знаючи потужність, встановлену в цих пунктах, по отриманим раніше для кожного з можливих значень P_Σ значень P_{J-1}^{VO} знаходимо P_{J-1}^O. Далі визначимо $P_{1,2,...,J-2}^o = P_{1,2,...,J-1} - P_{J-1}^o$, знаючи $P_{1,2,...,J-2}^o$, знаходимо P_{J-2}^o і т.д.

Таким чином, використовуючи результати оптимізації попередніх кроків, отримуємо послідовність оптимальних потужностей всіх електростанцій $P_J^o, P_{J-1}^o, ..., P_j^o, ..., P_2^o, P_1^o$.

1.3 Застосування методу динамічного програмування

Нехай необхідно знайти оптимальний розподіл потужності між декількома електростанціями, що плануються споруджуватись.

Сумарна потужність навантаження складає 2400 МВт. Дані по приведеним витратам для електростанції в залежності від потужності показані в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Приведені витрати на спорудження та експлуатацію електростанцій

Номер пункту	$P_{j,y.o.}$					P_{jmax}
	0	1	2	3	4	
1	0	15	25	27	34	4
2	0	8	24	29	35	4
3	0	7	17	30	36	4
4	0	11	19	26	33	4

Нехай система складається тільки з однієї електростанції $j=1$. Змінюючи потужність на всьому допустимому діапазоні $0 \le P_1 \le 4$, визначаємо приведені витрати на її спорудження та експлуатацію. Дані першого кроку записані в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Результати першого кроку оптимізації

P_Σ	0	1	2	3	4
$f_1(P_\Sigma)$	0	15	25	27	34
P_2^{YO}	0	1	2	3	4

Так як на першому кроці оптимізація ще не відбувається, покажемо розрахунок на другому кроці.

Припустимо, що система складається вже не з однієї електростанції, а з двох $j = 2$. Сумарна потужність системи буде змінюватись в діапазоні $0 \le P_1 + P_2 \le 4$. Розрахунок оптимального розподілу потужності між двома електростанціями на другому кроці оптимізації показаний в табл. 1.3-1.7:

Таблиця 1.3 – Приведені витрати для потужності системи 1 у.о.

P_1	P_2	$f_\Sigma(P_\Sigma)$
1	0	15
0	1	8

Таблиця 1.4 – Приведені витрати для потужності системи 2 у.о.

P_1	P_2	$f_\Sigma(P_\Sigma)$
2	0	25
1	1	23
0	2	24

Таблиця 1.5 – Приведені витрати для потужності системи 3 у.о.

P_1	P_2	$f_\Sigma(P_\Sigma)$
3	0	27
2	1	33
1	2	39
0	3	29

Таблиця 1.6 – Приведені витрати для потужності системи 4 у.о.

P_1	P_2	$f_\Sigma(P_\Sigma)$
4	0	34
3	1	35
2	2	49
1	3	44
0	4	35

Таблиця 1.7 – Результати другого кроку оптимізації

P_Σ	0	1	2	3	4
$f_2(P_\Sigma)$	0	8	23	27	34
P_2^{YO}	0	1	1	0	0

Аналогічним чином виконуються розрахунки для потужності системи в 3 та 4 у.о. Результати зображені в таблицях 1.8 та 1.9 для третього та четвертого кроку оптимізації відповідно.

Таблиця 1.8 – Результати третього кроку оптимізації

P_Σ	0	1	2	3	4
$f_3(P_\Sigma)$	0	7	15	25	34
P_3^{YO}	0	1	1	2	0

Таблиця 1.9 – Результати четвертого кроку оптимізації

P_Σ	4
$f_4(P_\Sigma)$	33
P_4^{YO}	4

З результатів розрахунку видно, що найбільш економічно доцільно генерувати всі 4 у.о. потужності на 4-й електростанції. Це повністю покриває всю задану потужність навантаження, тому споруджувати та використовувати 1, 2, та 3-ю електростанції недоцільно.

Висновки до розділу 1

В даному розділі була вирішена задача вибору оптимального розподілу потужності між чотирма генеруючими електростанціями. Сумарна потужність системи при цьому складає 2400 МВт.

Оптимальною виявилась конфігурація з однієї електростанції, яка здатна повністю покрити необхідне навантаження.

Як показує розрахунок, метод динамічного програмування дозволяє досить швидко визначити оптимальний розподіл потужності генерації, не витрачаючи при цьому значних ресурсів обчислювальної техніки. Алгоритм є досить простим, що дозволяє оперативно реагувати на будь-які зміни в проекті та отримувати шукану схему генеруючих потужностей мережі.

2 ФУНКЦІЯ ОПТИМАЛЬНИХ ВИТРАТ ДЛЯ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

2.1 Загальні положення методів оптимізації розвитку енергосистеми

Електроенергетичною системою (ЕЕС) називається сукупність пристроїв, призначених для виробництва, перетворення, передачі, розподілу й споживання електричної енергії. У складі ЕЕС можуть бути виділені електричні станції, електрична мережа й вузли навантаження.

Одна з основних особливостей електроенергетичних систем - одночасність і нерозривність процесів виробництва, розподілу й споживання енергії, щоб приводити до твердого взаємозв'язку між кількостями споживаної й виробленої електроенергії. Кількість виробленої енергії завжди дорівнює сумі спожитої енергії й втрат в елементах системи.

У сучасному науковому поданні електроенергетична система постійно розвивається і являє собою, цілеспрямовану велику штучну систему, найважливіші властивості якої цілісність, ієрархічність і взаємозв'язок із зовнішнім середовищем, організованість і керованість, динамізм і стійкість розвитку, неоднозначність вихідної інформації.

При дослідженні більших систем енергетики, до яких ставляться й електроенергетичні системи, доцільне застосування системного підходу. Системний підхід являє собою сукупність наукових положень, в основі яких лежать принципи діалектичного матеріалізму. Основні положення системного підходу стосовно до рішення завдань розвитку енергетичних систем можуть бути сформульовані в такий спосіб.

1. В основі оптимізації повинні лежати цілком певні цілі рішення, які конкретно виражають загальний критерій оптимальності народного господарства стосовно до розв'язуваного завдання розвитку розглянутої системи.

2. В оптимізаційній моделі повинні бути враховані всі властивості, які повною мірою представляють її поводження.

3. Отримане рішення в процесі його реалізації із часом повинне коректуватися й доповнюватися з врахуванням знову виявленої або не врахованої раніше інформації про зміну умов розвитку системи.

Системний аналіз припускає, що для отримання рішення необхідно виконати основні етапи дослідження:

- Постановку завдання - вибір досліджуваної системи і визначення її меж, формування цілей управління;
- Складання математичної моделі системи;
- Вибір шляху вирішення задачі;
- Прогнозування руху системи - визначення безлічі можливих варіантів поведінки системи залежно від управляючих можливостей;
- Планування оптимального руху системи і дій, що управляють на основі прийнятих критеріїв.

Метою дослідження є досягнення наступних критеріїв оптимізації розвитку енергосистем:

- Постановка задачі вибір порівняльної економічної ефективності капітальних вкладень.
- Облік обмежень капіталовкладень;
- Вибір розрахункових термінів;
- Узгодженість цільових функцій кожної з локальних систем;
- Економічний критерій статичної системи;
- Конструктивно обумовлені оцінки;
- Критерій надійності
- Критерій якості електроенергії і охорони навколишнього середовища;

Задачам оптимізації режимів електричних мереж властива невизначеність, що обумовлена рисами великої системи: неможливістю збору достатньої кількості абсолютно достовірних даних, математичними похибками процесів, і т.д..

Керування розвитком електроенергетичних систем здійснюється в процесі довгострокового прогнозування ймовірних темпів технічного прогресу в

електроенергетиці й зміни потреби в електро- і теплоенергетиці, проектування енергосистем й енергетичних об'єктів.

Довгострокове прогнозування виконується на перспективний період 20-30 років. Завдання довгострокового прогнозування - визначити ймовірні темпи технічного прогресу у виробництві й передачі електроенергії, з'ясувати найбільш ймовірні зміни попиту в електричній і тепловій енергії. При цьому оцінюються капіталовкладення, витрати основних матеріалів і продукції суміжних галузей народного господарства, паливно-енергетичні й трудові ресурси, необхідні для покриття цього попиту. Основний метод довгострокового прогнозування - висококваліфікована експертна оцінка.

Завдання проектування електроенергетичних систем складається в знаходженні й обґрунтуванні оптимальних рішень на вибір структури потужностей, що генерують, розміщенню й вибору потужності електростанцій, вибору схем розвитку електричних мереж, що забезпечують надійну роботу енергосистеми й вироблення необхідної кількості електричної й теплової енергії.

При плануванні розвитку електроенергетики здійснюють поєднання зовнішніх зв'язків з іншими галузями народного господарства по кожному з отриманих при проектуванні варіанту розвитку енергосистем. З урахуванням зовнішніх обмежень вибирають оптимальні варіанти й забезпечують їхню реалізацію з погляду паливно-енергетичного балансу, наявності матеріальних і трудових ресурсів, фінансування й т.п.

Завдання проектування енергетичних об'єктів – розробити й скласти проектну документацію, необхідну для їхнього спорудження.

Відповідно до одного з положень системного підходу, плани розвитку електроенергетичних систем країни погодинно уточнюються й доповнюються на підставі знову виявленої або раніше неврахованої інформації. Так, на першому циклі керування розвитком, що закінчується перед початком чергової п'ятирічки, виконуються проекти розвитку всіх енергосистем країни на перспективу 5-15(20) років. На їхній основі розробляються черговий п'ятирічний і перспективний плани розвитку електроенергетики. Протягом усього п'ятирічного періоду, на другому циклі

керування розвитком, реалізують плани й проекти розвитку енергосистем. При цьому в планові й проектні рішення вносяться всі необхідні корективи й доповнення, обумовлені змінами умов розвитку систем, які відбулися за час, що пройшов після розробки первісних проектів. І на першому, і на другому циклах керування розвитком електроенергетики проектування й планування електроенергетичних систем і проектування енергетичних об'єктів ведеться паралельно, з наступним узгодженням одержуваних результатів.

2.2 Побудова функції оптимальних витрат для ліній електропередач напругою 110 та 220 кВ

В якості критерію оптимальності при вирішенні задачі оптимізації розвитку електричної мережі використовують суму динамічних приведених витрат по всіх елементах (гілкам) мережі, яку отримують за формулою (2.1):

$$З^c = \sum_{i \in M} З_i \,, \tag{2.1}$$

де i – поточний індекс гілки мережі; M – множина допустимих гілок.

Кожен елемент електричної мережі характеризується рядом параметрів, серед яких можуть бути, наприклад, напруга, переріз і число ланцюгів лінії, потужність трансформаторів та інше. Зазначені параметри є дискретними, що викликає суттєві труднощі при вирішенні даної задачі оптимізації. Всі ці параметри можуть бути представлені функціями потоку потужності по лінії електропередачі. Тому при оптимізації для скорочення розмірності розв'язуваної задачі доцільно їх виключити з числа незалежних змінних. Для виключення може бути застосований метод економічних інтервалів, при використанні якого наведені витрати *i*-ї гілки електричної мережі при будь-якому значенні потоку потужності по елементу повинні задовольняти умові (2.2):

$$З_i(P_i) = \min\{З_{i1}(P_i), З_{i2}(P_i), ..., З_{iV}(P_i)\}, \quad (2.2)$$

де V – загальна кількість варіантів технічного виконання i-ї гілки.

Витрати в лінію електропередачі можуть бути розраховані за формулою (2.3):

$$З_V = l \cdot З_{V0}, \quad (2.3)$$

де l – довжина лінії; $З_{V0}$ – приведені витрати на спорудження і експлуатацію одиниці довжини лінії заданого типу і напруги з перерізом S_V, які для реальної мережі можуть бути представлені у вигляду (2.4):

$$З_{V0} = K_{V0} + \sum_{t=1}^{T}\left[\left(И_{V0} + \frac{P^2}{U_{ср}^2 \cdot \cos^2\varphi} \cdot r_{V0} \cdot З_э \cdot \tau\right) \cdot (1 + E_н)^{-t}\right], \quad (2.4)$$

де K_{V0} – капіталовкладення на одиницю довжини лінії перерізом S_V;

$И_{V0}$ – сумарні щорічні витрати на одиницю довжини лінії перерізом S_V;

$U_{ср}$ – середнє значення експлуатаційної напруги;

$\cos\varphi$ – середнє значення коефіцієнта потужності для даного класу напруги;

r_{V0} – погонний опір лінії перерізом S_V;

$З_э$ – питома вартість втрат електроенергії;

τ – число годин максимальных втрат;

$E_н$ – норма дисконту, значення якої прирівнюють до відсоткової ставки Національного банку України за довгостроковими вкладами (приймають $E = 0{,}1$);

T – розрахунковий період, на протязі якого визначають ефективність інвестицій (для електроенергетики України $T = 25$ років).

Питома вартість втрат електроенергії визначається за формулою (2.5):

$$З_э = k_{хх} \cdot Ц_{вх}, \quad (2.5)$$

де $k_{хх}$ – коефіцієнт коректування середнього тарифу на електроенергію, який рівний значенню 0,77;

$Ц_{вх}$ – тариф на електроенергію, який на 2016 рік становить 53 коп/кВт·год.

Число годин максимальних втрат розраховують за формулою (2.6):

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8700, \quad (2.6)$$

де T_{max} – число годин максимального навантаження.

Функція (2.4) може бути представлена у вигляді (2.7):

$$З_{V0} = a_{V0} \cdot P^2 + b_{V0}, \quad (2.7)$$

де a_{V0} і b_{V0} – коефіцієнти параболи.

Аналогічні функції можуть бути записані для всіх $V = 1, 2, ..., V$ допустимих перерізів ліній заданого типу і напруги. Тоді відповідно до (2.2) функція оптимальних витрат в лінію від потужності являє собою нижню криву, яка огинає сімейство парабол, кожна з яких побудована для одного з допустимих перерізів.

Аргумент функції оптимальних приведених витрат – потужність лінії, тому використання даної функції при оптимізації розвитку мережі дозволяє виключити переріз лінії з числа незалежних змінних. В цьому випадку переріз може бути знайдений по заданій потужності за допомогою економічних інтервалів. Аналогічно виключається зі складу незалежних змінних число паралельних ланцюгів лінії електропередачі.

Виконаємо розрахунок функції дисконтованих витрат для лінії електропередачі з номінальною напругою 220 кВ, виконаної на залізобетонних опорах. Розрахункові параметри приведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахункові параметри для ЛЕП 220 кВ

Параметр	Значення
Середня експлуатаційна напруга, $U_{\text{н}}$, кВ	220
Коефіцієнт потужності, $\cos\varphi$	0,8
Норма дисконту, $E_{\text{н}}$	0,1
Число годин максимального навантаження, $T_{\max}$, год	5400

Значення параметрів для ПЛ номінальної напруги 220 кВ, виконаної на двостійкових залізобетонних опорах, для двох значень перерізів проводів, а саме 300 мм^2 та 400 мм^2, приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахункові параметри для ПЛ 220 кВ для двох перерізів

Параметр	Значення	
	300 мм^2	400 мм^2
Погонний активний опір проводів ЛЕП, r_{V0}, Ом/км	0,096	0,076
Капіталовкладення в ЛЕП, K_{V0}, тис. грн./км	2132	2340
Сумарні щорічні витрати на ЛЕП, $И_{V0}$, тис. грн./км	25,584	28,08

Визначимо число годин максимальних втрат за формулою (2.6):

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{5400}{10000}\right)^2 \cdot 8700 = 3862{,}25 \text{ годин.}$$

Питома вартість втрат електроенергії розраховується за формулою (2.5) і становить:

$$З_{\text{э}} = 0{,}77 \cdot 0{,}53 = 0{,}408 \text{ тис.грн./МВт} \cdot \text{год.}$$

Відповідно до формули (2.4) визначимо значення дисконтованих втрат на спорудження і експлуатацію одиниці довжини лінії для перерізу $300\ мм^2$ та для різних значень потужності. Розрахунок дисконтованих витрат для переріза $400\ мм^2$ виконується аналогічно і приведений в таблиці 2.3.

$$З_{300} = 2132 + \sum_{t=1}^{25}\left[\left(25,584 + \frac{0^2}{220^2 \cdot 0,8^2} \cdot 0,087 \cdot 0,408 \cdot 3862,25\right) \cdot (1+0,1)^{-t}\right] =$$

$$= 2,364 \text{ млн.грн./км};$$

$$З_{300} = 2132 + \sum_{t=1}^{25}\left[\left(25,584 + \frac{40^2}{220^2 \cdot 0,8^2} \cdot 0,087 \cdot 0,408 \cdot 3862,25\right) \cdot (1+0,1)^{-t}\right] =$$

$$= 2,435 \text{ млн.грн./км};$$

$$З_{300} = 2132 + \sum_{t=1}^{25}\left[\left(25,584 + \frac{80^2}{220^2 \cdot 0,8^2} \cdot 0,087 \cdot 0,408 \cdot 3862,25\right) \cdot (1+0,1)^{-t}\right] =$$

$$= 2,648 \text{ млн.грн./км};$$

$$З_{300} = 2132 + \sum_{t=1}^{25}\left[\left(25,584 + \frac{120^2}{220^2 \cdot 0,8^2} \cdot 0,087 \cdot 0,408 \cdot 3862,25\right) \cdot (1+0,1)^{-t}\right] =$$

$$= 3,003 \text{ млн.грн./км};$$

$$З_{300} = 2132 + \sum_{t=1}^{25}\left[\left(25,584 + \frac{150^2}{220^2 \cdot 0,8^2} \cdot 0,087 \cdot 0,408 \cdot 3862,25\right) \cdot (1+0,1)^{-t}\right] =$$

$$= 3,362 \text{ млн.грн./км};$$

Таблиця 2.3 – Дисконтовані витрати на спорудження та експлуатацію ЛЕП 220 кВ з проводами перерізом 300 мм^2 та 400 мм^2

Сталеалюмінієвий провід перерізом 300 мм^2					
Активна потужність, P, МВт	0	40	80	120	150
Дисконтовані витрати, $З_{300}$, млн.грн./км	2,364	2,435	2,648	3,003	3,362
Сталеалюмінієвий провід перерізом 400 мм^2					
Активна потужність, P, МВт	150	190	230	270	300
Дисконтовані витрати, $З_{400}$, млн.грн./км	3,385	3,862	4,452	5,154	5,754

Аналогічні розрахунки проводимо для лінії 110 кВ. Результати занесені в табл. 2.4. Використовуючи отримані значення будуються графік функції $З_{V0} = f(P)$ для кожного із заданих перерізів, який зображено на рис. 2.1.

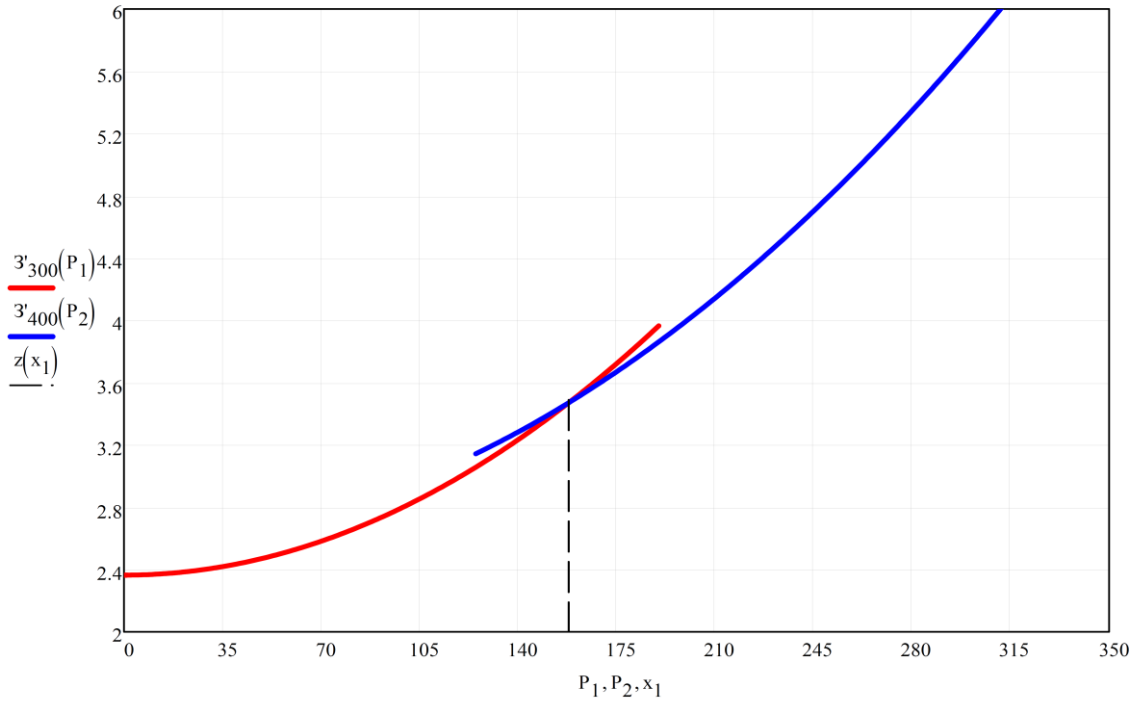


Рисунок 2.1 – Функція дисконтованих витрат на спорудження та експлуатацію лінії 220 кВ на залізобетонних опорах

Таблиця 2.4 – Дисконтовані витрати на спорудження та експлуатацію ЛЕП 110 кВ з проводами перерізом 70 мм^2, 120 мм^2 та 240 мм^2

Сталеалюмінієвий провід перерізом 70 мм^2					
Активна потужність, P, МВт	0	5	10	15	20
Дисконтовані витрати, $З_{300}$, млн.грн./км	1,586	1,605	1,644	1,761	1,857
Сталеалюмінієвий провід перерізом 120 мм^2					
Активна потужність, P, МВт	15	20	25	30	40
Дисконтовані витрати, $З_{400}$, млн.грн./км	1,803	1,881	1,983	2,107	2,293
Сталеалюмінієвий провід перерізом 240 мм^2					
Активна потужність, P, МВт	30	40	45	50	60
Дисконтовані витрати, $З_{400}$, млн.грн./км	2,214	2,367	2,46	2,563	2,647

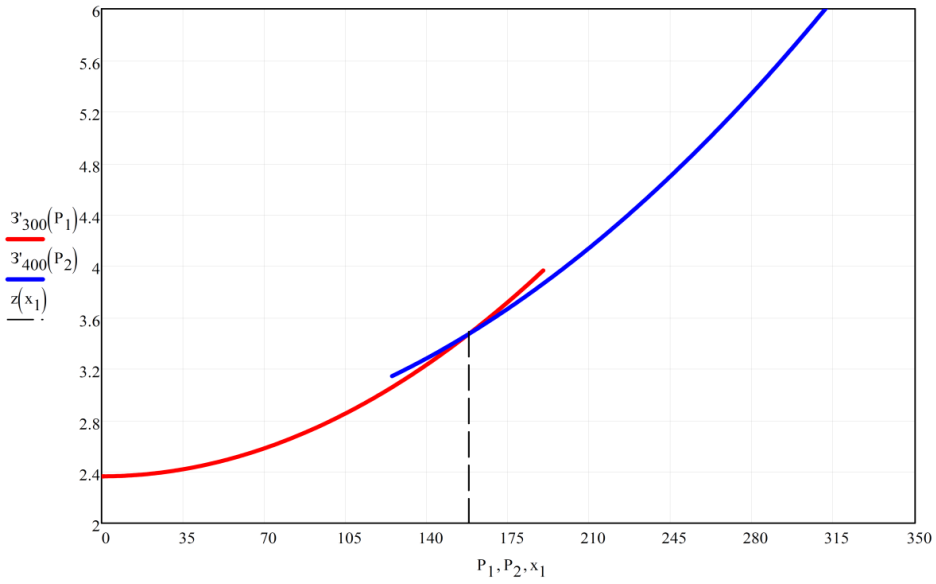


Рисунок 2.1 – Функція дисконтованих витрат на спорудження та експлуатацію лінії 220 кВ на залізобетонних опорах

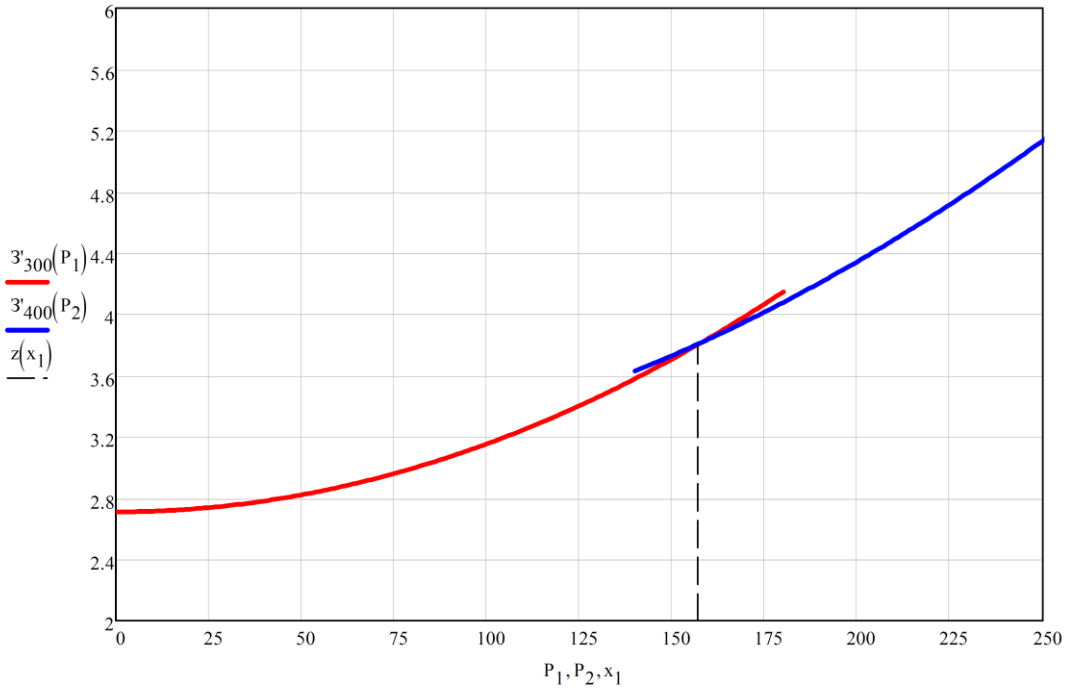


Рисунок 2.2 – Функція дисконтованих витрат на спорудження та експлуатацію лінії 220 кВ на сталевих опорах

Аналогічні функції будуються для ліній 110 кВ на різних типах опор. Вони зображені на рисунках 2.3, та 2.4.

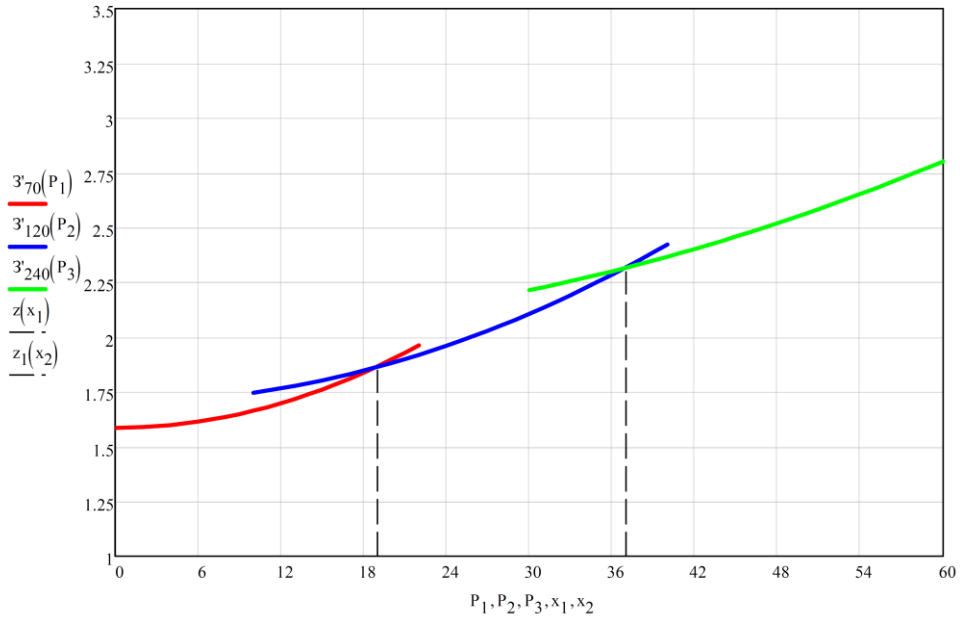


Рисунок 2.3 - Функція дисконтованих витрат на спорудження та експлуатацію лінії 110 кВ на залізобетонних опорах

Функція питомих приведених витрат являє собою нижню криву, що огинає сімейство парабол, кожна з яких побудована для заданого перерізу.

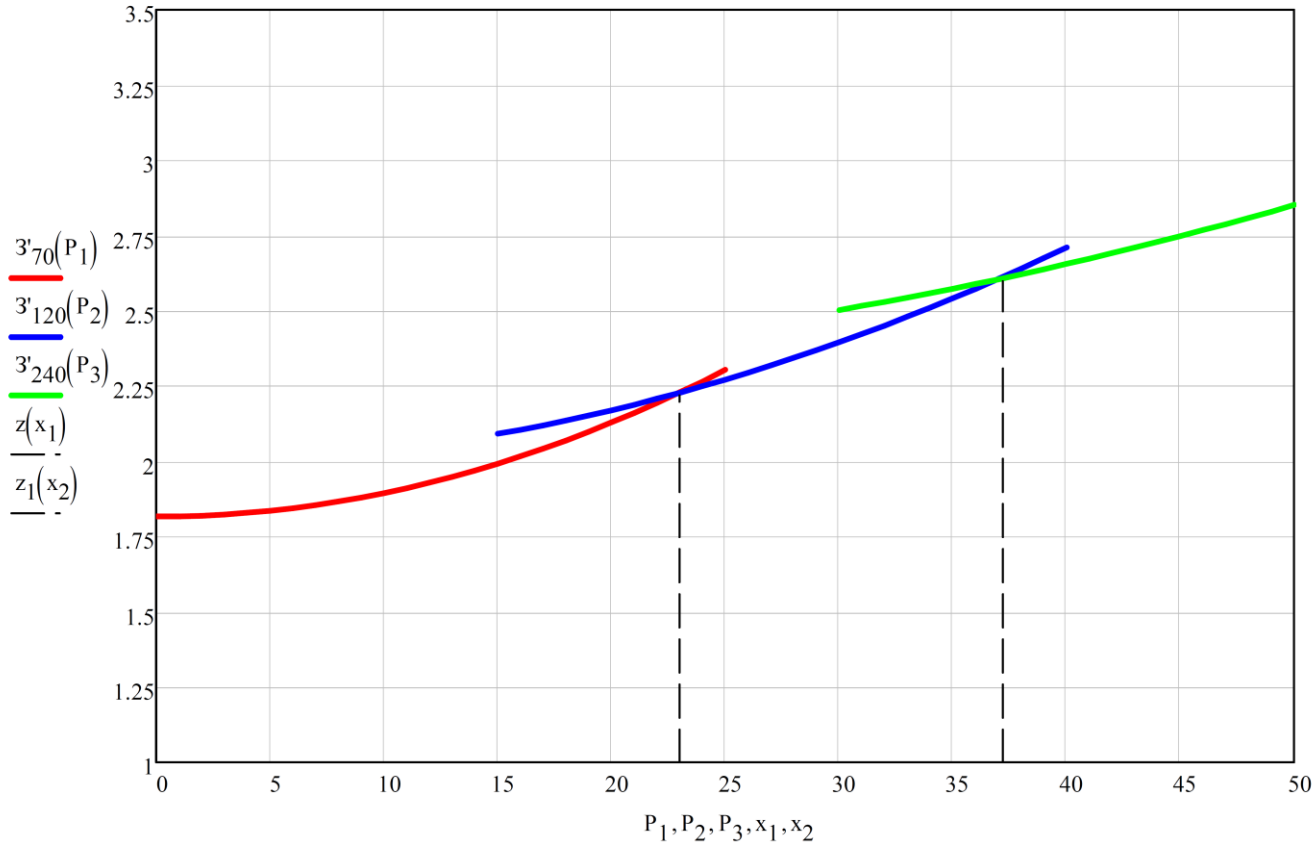


Рисунок 2.4 - Функція дисконтованих витрат на спорудження та експлуатацію лінії 110 кВ на сталевих опорах

2.3 Апроксимація функції оптимальних витрат для ліній електропередачі напругою 110 та 220 кВ

Використання функції оптимальних витрат виду $З_i = f(P_i)$ є ускладненим, оскільки на межах економічних інтервалів перші похідні функції є розірваними. Тому кусково-параболічну функцію наведених витрат замінюють більш простими апроксимуючими функціями, які в більшості випадків є лінійними функціями. Залежно від умов завдання використовують різні види апроксимації.

Будь-яку лінійну функцію можна записати рівнянням виду (2.8):

$$y = a \cdot x + b, \tag{2.8}$$

Апроксимація функції оптимальних витрат полягає в знаходженні таких коефіцієнтів a і b рівняння, при яких всі експериментальні точки лежатимуть найближче до апроксимуючої прямої. З цією метою найчастіше використовується метод найменших квадратів, суть якого полягає в тому, що сума квадратів відхилень значення точки від апроксимуючої точки приймає мінімальне значення (2.9):

$$F(a,b) = \sum_{i=1}^{n} \left(y_i - \left(a \cdot x_i + b \right) \right)^2 \to \min, \tag{2.9}$$

де a і b – коефіцієнти для побудови лінійної функції;

$y_i = З_i$ – коефіцієнт, який приймається рівним дисконтова ним витратам;

$x_i = P_i$ – коефіцієнт, який приймається рівним значенню потужності.

Розв'язання поставленої задачі зводиться до знаходження екстремуму зазначеної функції двох змінних. З цією метою знаходимо частинні похідні функції за коефіцієнтами a і b і прирівнюємо їх до нуля (2.10):

$$\begin{cases} \dfrac{\partial F(a,b)}{\partial a} = -2 \sum\limits_{i=1}^{n} \left(y_i - \left(a \cdot x_i + b \right) \right) \cdot x_i = 0 \\ \dfrac{\partial F(a,b)}{\partial b} = -2 \sum\limits_{i=1}^{n} \left(y_i - \left(a \cdot x_i + b \right) \right) = 0 . \end{cases} \tag{2.10}$$

Розв'язавши отриману систему рівнянь (2.10), ми отримаємо систему, яка має вигляд (2.11):

$$\begin{cases} a \cdot \sum\limits_{i=1}^{n} x_i^2 + b \cdot \sum\limits_{i=1}^{n} x_i = \sum\limits_{i=1}^{n} x_i \cdot y_i \\ a \cdot \sum\limits_{i=1}^{n} x_i + n \cdot b = \sum\limits_{i=1}^{n} y_i . \end{cases} \tag{2.11}$$

Використовуючи систему рівнянь (2.11) знаходимо вирази для визначення коефіцієнтів *a* і *b* (2.12) та (2.13):

$$a = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^{n} x_i \cdot y_i - \sum_{i=1}^{n} x_i \cdot \sum_{i=1}^{n} y_i}{n \cdot \sum_{i=1}^{n} x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{n} x_i \right)^2}, \tag{2.12}$$

$$b = \frac{\sum_{i=1}^{n} y_i - a \cdot \sum_{i=1}^{n} x_i}{n}. \tag{2.13}$$

Якщо функція дисконтованих витрат апроксимується прямою, що проходить через початок координат виду (2.14):

$$y = k \cdot x, \tag{2.14}$$

то вираз для визначення значення коефіцієнта k буде мати вигляд (2.15):

$$k = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^{n} x_i^2}. \tag{2.15}$$

Використовуючи вирази (2.12), (2.13) та (2.15), розрахуємо значення коефіцієнтів *a*, *b* та k для ЛЕП 220 кВ на залізобетонних опорах, які становлять:

$a = 0,012$ млн.грн./МВт/км,

$b = 1,734$ млн.грн./км,

$k = 0,021$ млн.грн./МВт/км.

Таким чином, функція дисконтованих витрат для лінії 220 кВ, що споруджується має вигляд (2.16), а для вже існуючої лінії (2.17):

$$З_{\text{н}} = 0,012 \cdot P + 1,734, \tag{2.16}$$

$$З_{\text{іс.}} = 0,021 \cdot P. \tag{2.17}$$

Використовуючи формули (2.16) та (2.17) визначимо значення дисконтованих втрат для лінії, що споруджується та вже існуючої лінії для значення потужності 0 МВт. Розрахунок дисконтованих витрат для інших значень потужності виконується аналогічно і приведений в таблиці 2.4.

$З_{\text{н}} = 0,012 \cdot 40 + 1,734 = 2,214$ млн.грн./км,

$З_{\text{іс.}} = 0,021 \cdot 40 = 0,84$ млн.грн./км.

Таблиця 2.4 – Дисконтовані витрати для лінії, що будується та вже існуючої лінії з номінальною напругою 220 кВ

Потужність, P, МВт	Дисконтовані втрати для лінії, що будується, $З_{\text{н}}$, млн.грн./км	Дисконтовані втрати для існуючої лінії, $З_{\text{іс.}}$, млн.грн./км
0	1,734	0
60	2,454	1,26
120	3,174	2,52
170	3,774	3,57
230	4,494	4,83

На основі значень таблиці 2.4 будуються графіки функцій $З_{\text{н}} = f(P)$ та $З_{\text{іс.}} = f(P)$, які зображені на рисунку 2.5.

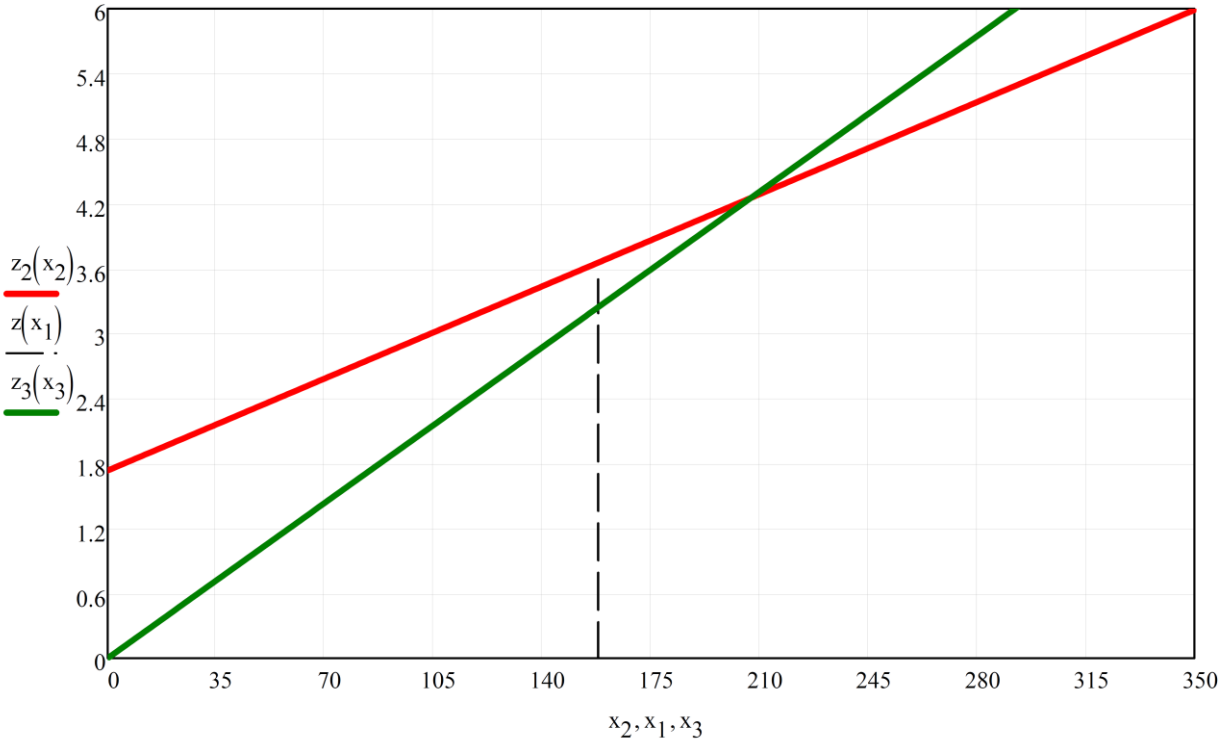


Рисунок 2.5 – Функція дисконтованих витрат для лінії, що будується та вже існуючої лінії з номінальною напругою 220 кВ

Аналогічні функції будуються для ліній 220 кВ на сталевих опорах та ліній 110 кВ. Вони зображені на рисунках 2.6-2.8.

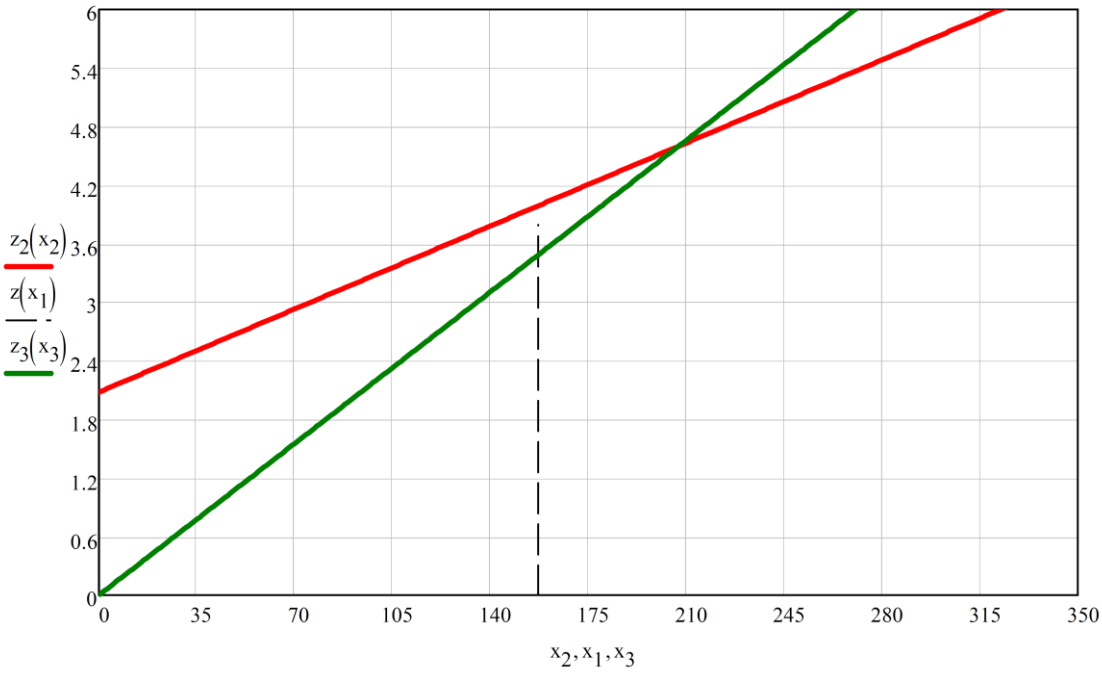


Рисунок 2.6 – Функція дисконтованих витрат для лінії, що будується та вже існуючої лінії з номінальною напругою 220 кВ на сталевих опорах

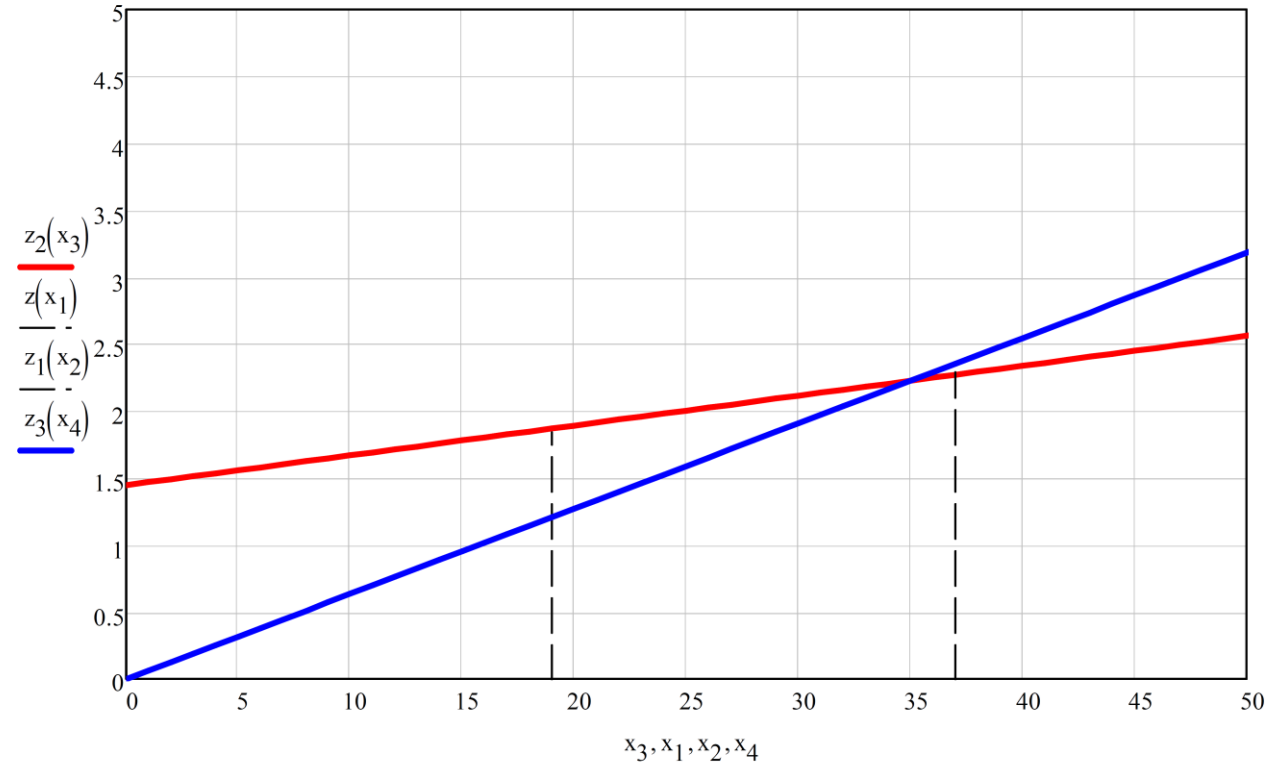


Рисунок 2.7 – Функція дисконтованих витрат для лінії, що будується та вже існуючої лінії з номінальною напругою 110 кВ на залізобетонних опорах

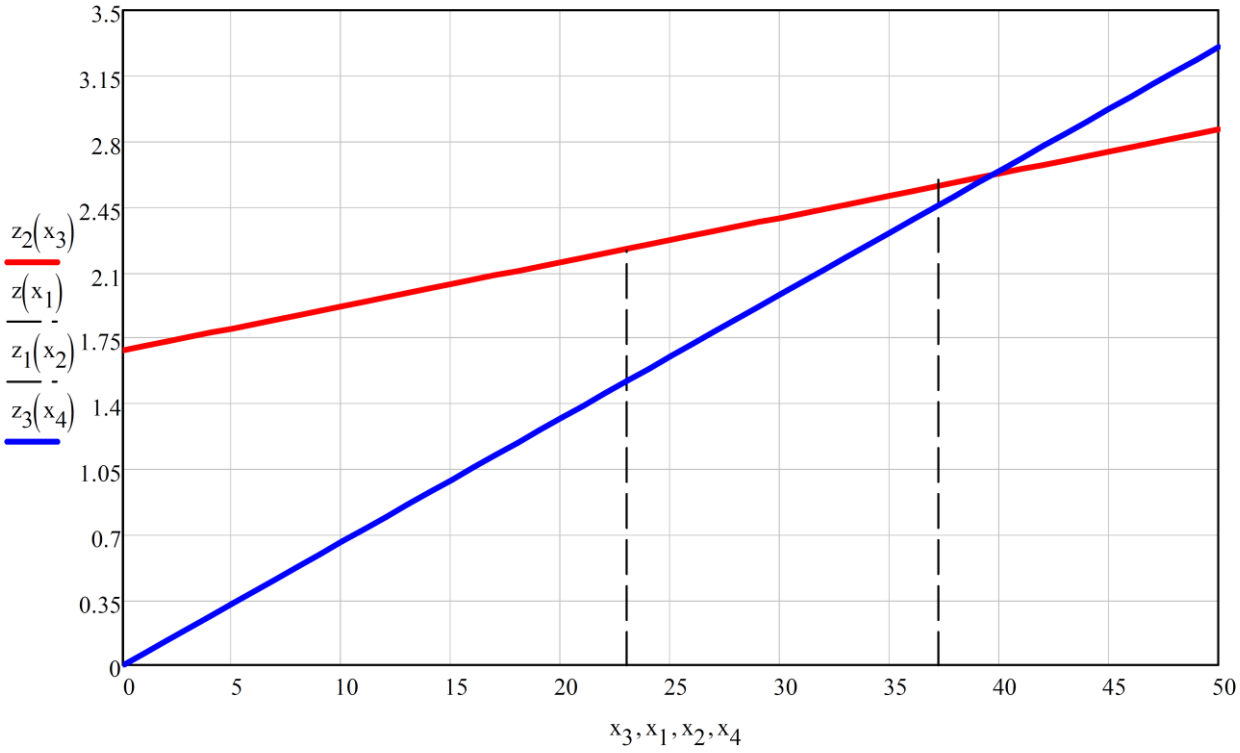


Рисунок 2.8 – Функція дисконтованих витрат для лінії, що будується та вже існуючої лінії з номінальною напругою 110 кВ на сталевих опорах

Висновок до розділу 2

В даному розділі виконано розрахунок дисконтованих приведених витрат для лінії з номінальними напругами 110 та 220 кВ на залізобетонних та сталевих опорах, для сталеалюмінієвих проводів з перерізами 70 мм2, 120 мм2, 240 мм2, 300 мм2 та 400 мм2 . Була побудована функція питомих приведених втрат, яка являє собою нижню криву, що огинає сімейство парабол, кожна з яких побудована для заданого перерізу. Також проведено апроксимацію функції оптимальних витрат, в результаті якої було побудовано функції питомих приведених витрат для лінії, що будується та вже існуючої лінії з номінальними напругами 110 та 220 кВ.

3 АНАЛІЗ ТА ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Теоретичні відомості методу поконтурної оптимізації

Даний метод належить до групи методів покоординатної оптимізації, сутність яких полягає в наступному. Нехай визначені n одиничних векторів напрямку координат $e_1, e_2, ..., e_n$.Метод циклічного покоординатного спуску працює по черзі в кожному з координатних напрямків.

Якщо дана точка $x^{(0)}$, то точка $x^{(1)}$ отримується з $x^{(0)}$ мінімізацією цільової функції в напрямку e_1, точка $x^{(2)}$ отримується з $x^{(1)}$ мінімізацією в напрямку e_2 і т.д. В кінці, точка $x^{(n)}$ знаходиться мінімізацією в напрямку e_n. Потім всі операції повторюються, починаючи з точки $x^{(n)}$ і т.д. Якщо після циклу оптимізації по всім координатам виконується умова (3.1):

$$\left|\Phi\left(x^{(n)}\right) - \Phi\left(x^{(0)}\right)\right| < \varepsilon, \tag{3.1}$$

процес пошуку вважається закінченим. В умові (3.1) $\Phi\left(x^{(0)}\right)$ і $\Phi\left(x^{(n)}\right)$- значення цільової функції в початковій $x^{(0)}$ і кінцевій $x^{(n)}$ точках циклу оптимізації; ε - точність розрахунку.

Мінімізація в напрямку однієї координатної осі звичайно здійснюється або методом прямого пошуку, в якому варійована координата точки X послідовно приймає можливі дискретні значення, або за допомогою одного з методів одномірного пошуку.

При використанні методу поконтурної оптимізації задача вибору оптимальної конфігурації електричної мережі в статистичній постановці формулюється як задача визначення мінімуму функції витрат виду (3.2)

$$V^* = \sum_{i \epsilon M} V_i(P_i), \tag{3.2}$$

Для якого дійсна умова (3.3):

$$\sum_{i \epsilon M} P_i - P_j = 0, (j = 1,2,..., j-1), \tag{3.3}$$

де i - поточний індекс гілок електричної мережі;

M - численність допустимих гілок мережі;

$V_i(P_i)$ - відома кусково-лінійна функція затрат в i-у лінію, яка може бути отримана в результаті апроксимації кривої економічних інтервалів;

M_j - численність гілок, приєднаних до вузла j;

P_j - навантаження j-го вузла;

P_i - потужність, яка протікає по i-й лінії;

J - кількість вузлів мережі.

При використанні методу поконтурної оптимізації в розрахунковій схемі виділяють зв'язну розімкнену мережу, яку називають деревом мережі. Всі гілки мережі називають дугами. Дуги, які утворюють дерево, позначають індексами $l = 1,2,...,L$. Дуги, які не увійшли в дерево називають хордами. Хорди позначають індексами $k = 1,2,...,K$. В результаті добавлення будь-якої із хорд до дерева мережі утвориться контур. В якості незалежних змінних використовують навантаження хорд мережі, а в якості залежних – навантаження дуг, утворюючих дерево мережі. Кількість незалежних змінних, яка рівна кількості незалежних контурів, може бути визначена за допомогою виразу $K = I - J + 1$, де I - кількість гілок мережі. Кількість залежних змінних рівна числу рівнянь зв'язку $J - 1$.

Нехай навантаження всіх хорд рівні нулю. Тоді змінюючи потужність, наприклад, K-ї хорди, можна визначити мінімум функції витрат на спорудження й експлуатацію гілок даного контуру (3.4):

$$V_k^*(P_k) = V_k(P_k) \sum_{i \epsilon M} V_i(P_i), \qquad (3.4)$$

де P_K і $V_K(P_K)$ - відповідно навантаження і затрати k-ї хорди;

M_K - чисельність дуг контуру, виникаючого при замиканні k-ї хорди;

P_i - навантаження l-ї дуги, яка, в свою чергу, залежить від потужності хорди;.

Якщо результат оптимізації k-го контуру – нульове навантаження не хорди, а l-ї дуги, доцільно змінити систему незалежних змінних. При цьому k-у хорду необхідно включити в дерево мережі, а l-у дугу – в склад хорд. В іншому випадку одна й та ж сама дуга при оптимізації одного контуру може вважатися замкненою, а при оптимізації іншого – розімкненою.

3.2 Теоретичні відомості методу впорядкованого виключення гілок

При використанні методу упорядкованого виключення гілок в результаті попереднього інженерного аналізу визначають вихідну розрахункову схему електричної мережі, яка включає збиткові лінії. Для вихідної мережі розраховують приведені витрати $З_0$. Далі при послідовному відключенні всіх допустимих ліній мережі визначають гілку, відключення якої не порушує зв’язність схеми і приводить до найбільшого зменшення приведених витрат на спорудження і експлуатацію електричної мережі. Отриману вітку виключають з схеми мережі. Далі знову обирають лінію, відключення якої приводить до найбільшого зменшення приведених витрат, знову виключають її і т. д. Процес продовжують до тих пір, поки не залишиться електрична мережа, в якій відключення будь-якої з ліній приводить до збільшення приведених затрат, або до втрати зв’язності схеми.

Алгоритм метода упорядкованого виключення гілок може бути записаний наступним чином:

1) Визначають вихідну збиткову схему електричної мережі, розраховують приведені витрати $З_0$ на будівництво і експлуатацію даної мережі. В якості множини D приймають порожню множину D≠0.

2) Розглядаючи всі вітки електричної мережі з умови

$$З_0 - З(\bar{i}) = \max_{m \in M} \left\{ З_0 - З(\bar{m}) \middle| m \notin D \right\} \qquad (3.5)$$

знаходять лінію і, відключення якої приводить до найбільшого зменшення приведених витрат. В умові $m \in M$ показує, що лінія m належить множині віток електричної мережі M, а $m \notin D$ - лінія m не належить множині D; $З(\bar{m})$ - витрати на спорудження і експлуатацію мережі, яка отримується з вихідної в результаті відключення лінії m.

3) Якщо виконується умова $З_0 - З(\bar{i}) > 0$, переходять до п.4 алгоритму, якщо ні, - до п.7.

4) Відключення лінії і порушує зв'язність схеми? Якщо так, включають лінію і до множини D ($D = D + i$), виключають з множини M ($M = M - i$) і переходять до п.6 алгоритму. Якщо ні, переходять до п.5.

5) Виключають лінію і з схеми мережі і з множини M приймають витрати $З(\bar{i})$ в якості $З_0$.

6) Множина M – порожня множина M≠0? Якщо так, переходять до п.7 алгоритму, якщо ні, - до п.2.

7) Кінець.

Процедура розрахунку приведених затрат на спорудження і експлуатацію електричної мережі складається з визначення потокорозподілу, який розраховують по заданим довжинам ділянок, розрахунку і сумування приведених витрат на спорудження і експлуатацію кожної вітки мережі, що розглядається.

Перевагою методу є те, що при визначенні приведених витрат може бути безпосередньо використана крива економічних потенціалів. До недостатків необхідно

віднести великий об’єм розрахунків на кожному кроці оптимизації. Крім того, використання даного методу не завжди забезпечує отримання найкращого рішення.

3.3 Алгоритм методу економічних потенціалів

Зі складу вихідної розрахункової схеми мережі, яка об'єднує всі допустимі гілки, виділяють розімкнену частину (дерево) мережі. При цьому повинна бути забезпечена зв'язність всіх вузлів схеми. Потенціал балансуючого пункту приймають рівним нулю. Економічні потенціали вузлів початку і кінця кожної гілки пов'язані між собою виразом:

$$\pi_j = \pi_i + C_{ij} \qquad (3.6)$$

де i,j - поточні індекси вузлів відповідно початку і кінця гілок мережі.

Напрям гілки приймають таким, що збігається з напрямом потоку потужності. Тоді потенціали вузлів мережі можуть бути знайдені з виразу (7) при послідовному розгляду гілок розімкнутої мережі в напрямку від балансуючого пункту до меж дерева. Далі знаходять різниці економічних потенціалів для допустимих гілок мережі, які не були включені до складу дерева:

$$\varepsilon u_{ke} = \pi_e - \pi_k \qquad (3.7)$$

Якщо для всіх гілок дотримується умова $|\varepsilon u_{ke}| < C_{ke}$, оптимальний план знайдений; якщо ні, то включають гілку ke, для якої $|\varepsilon u_{ke}| > C_{ke}$, до складу дерева мережі. У свою чергу з дерева виключає лінію, якої відповідає найменше значення потоку потужності на шляху з пункту k в пункт e. Далі знову знаходять економічні потенціали вузлів мережі, різницю потенціалів для не включених в дерево гілок мережі, порівнюють отримані різниці з вартістю передачі одиничної потужності і т.д.

Алгоритм методу економічних потенціалів може бути записаний в наступному вигляді:

1. Зі складу вихідної розрахункової схеми виділяють розімкену частину мережі, яка забезпечує зв'язність всіх вузлів. Приймають $V = 0$.

2. Потенціал балансуючого пункту приймають рівним нулю $\pi_{бп} = 0$ і організовують послідовний перегляд гілок розімкненої мережі - від балансуючого пункту до меж дерева. При цьому з виразу $\pi_j^{(V)} = \pi_i^{(V)} + C_{ij}$ знаходять потенціали всіх вузлів мережі.

3. Якщо різниця потенціалів вузлів початку і кінця допустимих гілок мережі, які не були включені до складу дерева, задовольняє умові

$$\left|\varepsilon u_{ke}^{(V)}\right| = \left|\pi_e^{(V)} - \pi_k^{(V)}\right| \le C_{ke}$$

оптимальний план знайдений, і переходять до п.5 алгоритму, якщо ні, переходять до п.4.

4. Включають до складу дерева мережі гілку, що має найменше значення коефіцієнта виду $\overline{C}_{ke}^{(V)} = C_{ke} - \pi_e^{(V)} + \pi_k^{(V)}$. З дерева виключають лінію, якій відповідає найменше значення потока потужності на шляху між пунктами початку і кінця гілки, включенної в дерево. Змінюють номер кроку оптимізації і переходять до п.2 алгоритму.

5. Кінець.

3.4 Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації

Початкова схема електричної мережі зображена на рисунку 3.1.

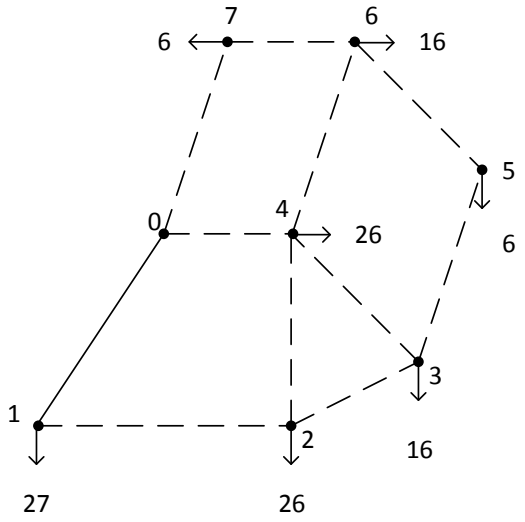


Рисунок 3.1 – Початкова схема електричної мережі

Для вибору оптимальної схеми електричної мережі застосовуємо метод поконтурної оптимізації.

Контур I має конфігурацію 0-1-2-4, де 0-1, 0-4 та 2-4 – дуги, а 1-2 – хорда.

Контур II має конфігурацію 2-3-4, де 2-4 та 3-4 – дуги, а 2-3 – хорда.

Контур III має конфігурацію 3-4-5-6, де 3-4, 4-6 та 5-6 – дуги, а 3-5 – хорда.

Контур IV має конфігурацію 0-4-6-7, де 0-4, 4-6 та 6-7 – дуги, а 0-7 – хорда.

Перший крок

Виконаємо оптимізацію першого контуру.

Потокорозподіл першого контуру при навантаженні $P_{0-1}=0$ зображений на рис. 3.2.

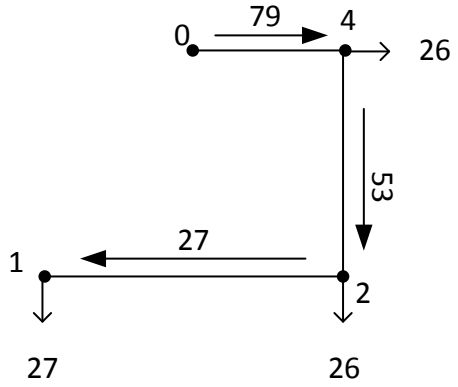


Рисунок 3.2 – Потокорозподіл першого контуру при відсутності лінії 0-1

$P_{2-1}=P_1=27$ МВт;

$P_{0-2}=P_{2-1}+P_2=27+26=53$ МВт;

$$З = (a \cdot P_{2-1} + b) \cdot L_{1-2} + (a \cdot P_{4-2} + b) \cdot L_{2-4} + (a \cdot P_{0-4} + b) \cdot L_{0-4} =$$
$$= (0,026 \cdot 27 + 1,5) \cdot 40 + (0,026 \cdot 53 + 1,5) \cdot 30 + (0,026 \cdot 79 + 1,5) \cdot 20 = 245,5 \text{ млн.грн;}$$

Аналогічний розрахунок проводимо для інших лінії першого контуру. Результати розрахунків занесемо в табл. 3.1.

З результатів розрахунків видно, що найменші затрати забезпечуються при відключені лінії 1-2. Отже, конфігурація контура не змінюється.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків витрат для першого контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт			
	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
0-1	0	27	79	53
1-2	27	0	52	26
0-4	79	52	0	26
2-4	53	26	26	0
Витрати, млн.грн.	245,5	215,227	451,199	312,933

Аналогічно до першого контуру, виконаємо оптимізацію другого, третього та четвертого контурів. Результати розрахунків занесені в таблицю 3.2, 3.3 та таблицю 3.4 відповідно.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків витрат для другого контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт		
	Режим 1	Режим 2	Режим 3
2-3	0	16	26
3-4	16	0	42
2-4	26	42	0
Витрати, млн.грн.	120,844	121,828	125,216

Бачимо, що для даного контуру найменші витрати забезпечує відключення хорди 2-3, тому конфігурація контуру залишається незмінною.

З результатів розрахунків видно, що найменші витрати забезпечуються при відключені лінії 3-5. Отже, конфігурація контуру залишається незмінною.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунків витрат для третього контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт			
	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
3-4	0	16	22	38
3-5	16	0	6	22
5-6	38	22	0	16
4-6	22	6	16	0
Затрати, млн.грн.	205,42	171,964	177,964	226,426

Таблиця 3.4 – Результати розрахунків витрат для четвертого контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт			
	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
0-4	0	26	42	48
4-6	26	0	16	22
6-7	42	16	0	6
0-7	48	22	6	0
Затрати, млн.грн.	214,332	150,216	169,716	156,456

З результатів розрахунків видно, що найменші витрати забезпечуються при відключені лінії 4-6. Отже, лінія 0-7 стає дугою, а 4-6 – хордою.

Другий крок

Так як III контур змінив свою конфігурацію, то виконаємо для нього перерахунок. Результати занесемо в таблицю 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунків витрат для третього контуру

Лінії	Потужність лінії, МВт					
	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4	Режим 5	Режим 6
0-7	0	6	22	28	44	70
6-7	6	0	16	22	38	64
5-6	22	16	0	6	22	48
3-5	28	22	6	0	16	42
3-4	44	38	22	16	0	26
0-4	70	64	48	42	26	0
Затрати, млн.грн.	309,808	314,02	276,392	270,392	303,848	401,172

Бачимо, що контур не змінив своєї конфігурації, найменші витрати забезпечує виключення лінії 3-5.

Результуючу схему, отриману шляхом виключення із початкової хорд, знайдених після першого кроку, зображено на рис 3.3.

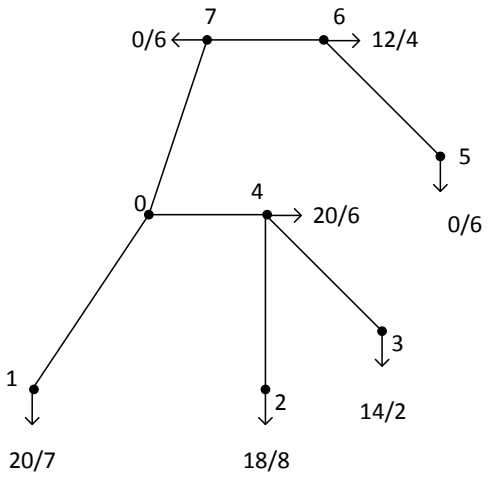


Рисунок 3.3 – Результуюча схема після оптимізації

3.5 Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом впорядкованого виключення гілок

Необхідно визначити оптимальну конфігурацію електричної мережі, схема якої зображена на рис. 3.4.

На рис. 3.4 показані навантаження вузлів в мегаватах і довжини ліній в кілометрах мережі. Існуюча електропередача 0− 1 позначена суцільною лінією, а можливі траси нових електропередач − пунктиром.

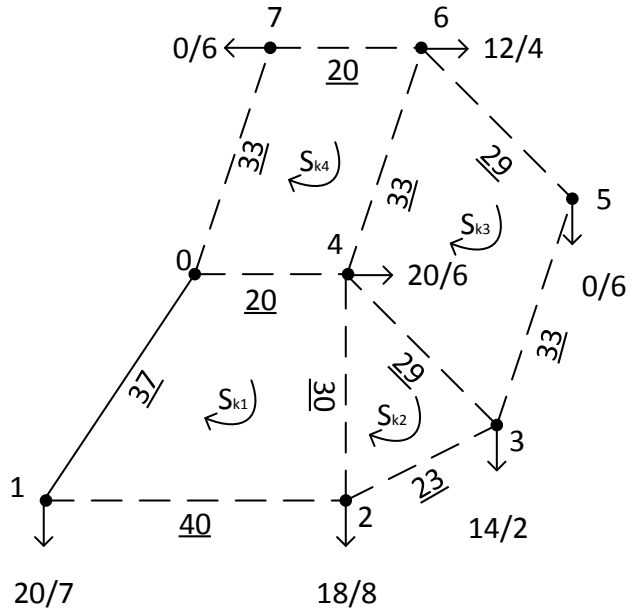


Рисунок 3.4 − Електрична мережа яка проектується

Питомі приведені витрати в 1 км споруджуваних ліній визначаються у відповідності з виразом З(Р)= 1,5+0,026·Р, який отримано в результаті апроксимації функції витрат.

Для існуючих ліній при розрахунку враховується тільки вартість втрат електроенергії. У цьому випадку питомі витрати З(Р)=0,093·Р. Організуємо багатокроковий процес оптимізації.

Величини для розрахунку приведених затрат:

а=0,026 млн. грн./МВт;

b=1,5 млн. грн.;

k=0,093 млн. грн./МВт.

Виконаємо розрахунок потокорозподілу в схемі мережі за довжинами ділянок з використанням методу контурних рівнянь.

В якості перемичок для першого контуру обираємо ділянку 1-2, для другого – ділянку 2-3, для третього – ділянку 5-6, для четвертого - ділянку 6-7. Умовно розімкнена мережа зображена на рис. 3.5.

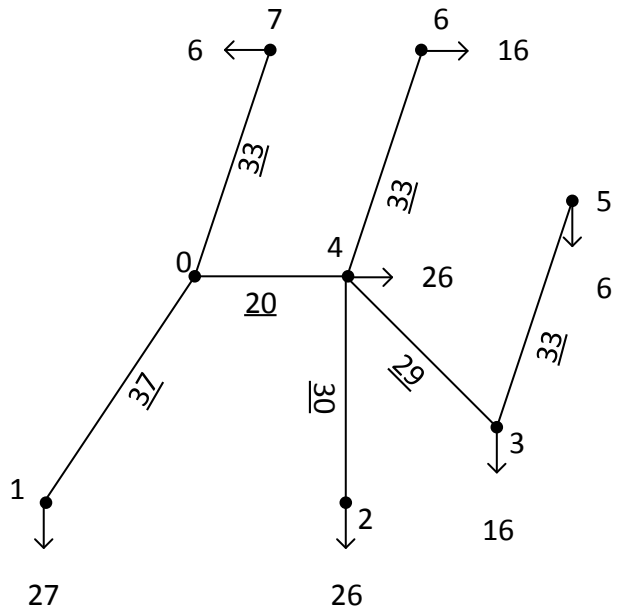


Рисунок 3.5 − Схема умовно розімкненої електричної мережі

Визначимо потокорозподіл активної потужності по ділянкам умовно розімкненої мережі:

$P_{р.0-1} = P_1 = 27$ МВт;

$P_{р.4-2} = P_2 = 26$ МВт;

$P_{р.3-5} = P_5 = 6$ МВт;

$P_{р.0-7} = P_7 = 6$ МВт;

$P_{р.4-6} = P_6 = 16$ МВт;

$P_{р.4-3} = P_{р.3-5} + P_3 = 6 + 16 = 22$ МВт;

$P_{р.0-4} = P_{р.4-6} + P_{р.4-3} + P_{р.4-2} + P_1 = 16 + 22 + 26 + 26 = 90$ МВт;

Складемо систему рівнянь:

$$P_{k1}\cdot\left(L_{04}+L_{24}+L_{12}+L_{01}\right)-P_{k2}\cdot L_{24}-P_{k4}\cdot L_{04}=-\left(P_{p.0-4}\cdot L_{04}-P_{p.0-1}\cdot L_{01}+P_{p.4-2}\cdot L_{24}\right);$$

$$-P_{k1}\cdot L_{24}+P_{k2}\cdot\left(L_{34}+L_{23}+L_{24}\right)-P_{k3}\cdot L_{34}=-\left(P_{p.4-3}\cdot L_{43}-P_{p.4-2}\cdot L_{24}\right);$$

$$-P_{k2}\cdot L_{34}+P_{k3}\cdot\left(L_{46}+L_{56}+L_{35}+L_{34}\right)-P_{k4}\cdot L_{46}=-\left(P_{p.4-6}\cdot L_{46}-P_{p.3-5}\cdot L_{35}-P_{p.4-3}\cdot L_{34}\right)$$

$$-P_{k1}\cdot L_{04}+P_{k4}\cdot\left(L_{07}+L_{46}+L_{04}+L_{67}\right)-P_{k3}\cdot L_{46}=-\left(P_{p.0-7}\cdot L_{07}-P_{p.4-6}\cdot L_{46}-P_{p.0-4}\cdot L_{04}\right)$$

Розв'язавши дану систему за допомогою програмного комплексу Mathcad, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$P_{k1}=-8,775$ МВт;

$P_{k2}=1,507$ МВт;

$P_{k3}=8,443$ МВт;

$P_{k3}=21,067$ МВт.

Визначимо потокорозподіл в замкнутій мережі:

$P_{0-1}=P_{p.0-1}-P_{k1}=27+8,775=35,775$ МВт;

$P_{0-4}=P_{p.0-4}+P_{k1}-P_{k4}=90-8,775-21,067=60,158$ МВт;

$P_{4-2}=P_{p.4-2}+P_{k1}-P_{k2}=26-8,775-1,507=15,718$ МВт;

$P_{4-3}=P_{p.4-3}-P_{k3}+P_{k2}=22-8,443+1,507=15,064$ МВт;

$P_{3-5}=P_{p.3-5}-P_{k3}=6-8,443=-2,443$ МВт;

$P_{4-6}=P_{p.4-6}+P_{k3}-P_{k4}=16+8,443-21,067=3,376$ МВт;

$P_{0-7}=P_{0-7}+P_{k1}=6+21,067=27,067$ МВт;

$P_{2-1}=P_{k1}=-8,775$ МВт;

$P_{6-5}=P_{k3}=8,443$ МВт;

$P_{7-6}=P_{k4}=21,067$ МВт;

$P_{3-2}=P_{k2}=1,507$ МВт.

Виконаємо перевірку виконання другого закону Кірхгофа:

- для першого контуру:

$$P_{0-4}\cdot L_{04}+P_{4-2}\cdot L_{24}+P_{2-1}\cdot L_{12}-P_{0-1}\cdot L_{01}=60,158\cdot 20+15,718\cdot 30-8,775\cdot 40-35,775\cdot 37=0;$$

- для другого контуру:

$$P_{4-3} \cdot L_{34} + P_{3-2} \cdot L_{23} - P_{4-2} \cdot L_{24} = 15,064 \cdot 29 + 1,507 \cdot 23 - 15,718 \cdot 30 = 0;$$

- для третього контуру:

$$P_{4-6} \cdot L_{46} + P_{6-5} \cdot L_{56} - P_{3-5} \cdot L_{35} - P_{4-3} \cdot L_{34} = 3,376 \cdot 33 + 8,443 \cdot 29 + 2,443 \cdot 33 - 15,064 \cdot 29 = 0;$$

- для четвертого контуру:

$$P_{0-7} \cdot L_{07} + P_{7-6} \cdot L_{67} - P_{4-6} \cdot L_{46} - P_{0-4} \cdot L_{04} = 27,067 \cdot 33 + 21,067 \cdot 20 - 3,376 \cdot 20 - 60,158 \cdot 28 = 0;$$

Отже, виходячи з перевірки за другим законом Кірхгофа, можна зробити висновок, що розрахунок потокорозподілу виконано правильно. Нанесемо знайдений потокорозподіл на схему електричної мережі (рис. 3.6).

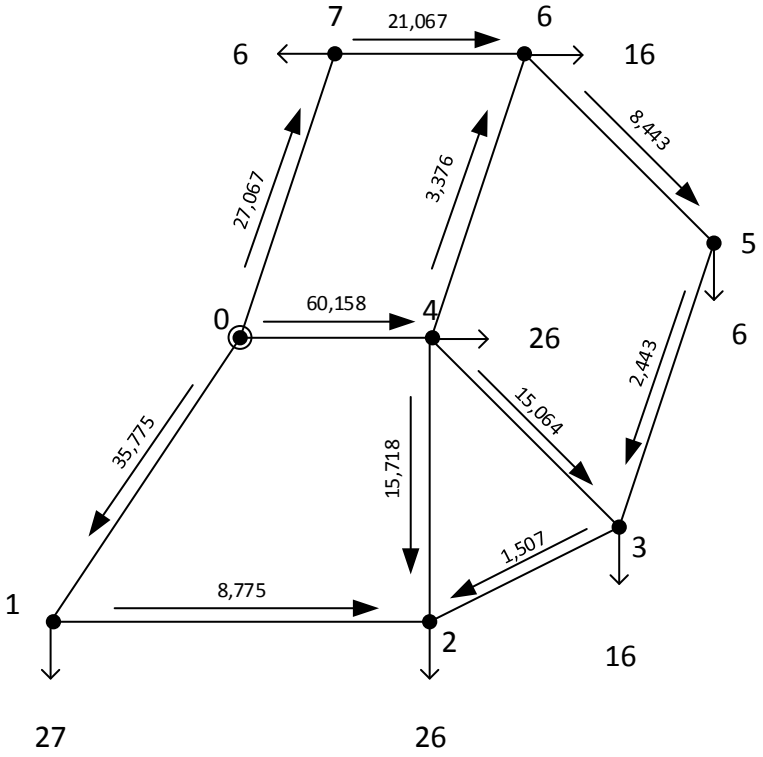


Рисунок 3.6 – Схема електричної мережі з нанесеним потокорозподілом

Розрахуємо витрати для кожної ділянки мережі:

$$З_{0-1} = k \cdot P_{0-1} = 0,093 \cdot 35,775 = 3,327 \text{ млн.грн.};$$

$$З_{0-4} = a \cdot P_{0-4} + b = 0,026 \cdot 60,158 + 1,5 = 3,064 \text{ млн.грн.};$$

$$З_{0-7} = a \cdot P_{0-7} + b = 0,026 \cdot 27,067 + 1,5 = 2,204 \text{ млн.грн.};$$

$З_{1-2} = a \cdot P_{1-2} + b = 0,026 \cdot 8,775 + 1,5 = 1,728$ млн.грн.;

$З_{2-3} = a \cdot P_{2-3} + b = 0,026 \cdot 1,507 + 1,5 = 1,539$ млн.грн.;

$З_{2-4} = a \cdot P_{2-4} + b = 0,026 \cdot 15,718 + 1,5 = 1,909$ млн.грн.;

$З_{3-4} = a \cdot P_{3-4} + b = 0,026 \cdot 15,064 + 1,5 = 1,892$ млн.грн.;

$З_{3-5} = a \cdot P_{3-5} + b = 0,026 \cdot 2,443 + 1,5 = 1,564$ млн.грн.;

$З_{4-6} = a \cdot P_{4-6} + b = 0,026 \cdot 3,376 + 1,5 = 1,588$ млн.грн.;

$З_{5-6} = a \cdot P_{5-6} + b = 0,026 \cdot 8,443 + 1,5 = 1,72$ млн.грн.;

$З_{6-7} = a \cdot P_{6-7} + b = 0,026 \cdot 21,067 + 1,5 = 2,048$ млн.грн.;

Сумарні втрати для схеми електричної мережі становлять:

$$З_{\Sigma 0} = З_{\Sigma} = З_{0-1} + З_{0-4} + З_{0-7} + З_{1-2} + З_{2-3} + З_{2-4} + З_{3-4} + З_{3-5} + З_{4-6} + З_{5-6} + З_{6-7} =$$
$$= 3,327 + 3,064 + 2,204 + 1,728 + 1,539 + 1,892 + 1,564 + 1,588 + 1,72 + 2,048 =$$
$$= 22,581 \text{ млн.грн.}$$

Знайшовши потокорозподіл та витрати на спорудження та експлуатацію ділянок мережі, можемо перейти до першого кроку упорядкованого виключення гілок. Виключимо зі схеми електричної мережі гілку 1-2 і розрахуємо витрати. Виконаємо розрахунок потокорозподілу в схемі електричної мережі за довжинами ділянок з використанням методу контурних рівнянь.

В якості перемичок для другого контуру обираємо ділянку 2-3, для третього – ділянку 5-6, для четвертого – ділянку 6-7.

Визначимо потокорозподіл активної потужності по ділянкам умовно розімкненої мережі:

$P_{р.0-1} = P_1 = 27$ МВт;

$P_{р.4-2} = P_2 = 26$ МВт;

$P_{р.3-5} = P_5 = 6$ МВт;

$P_{р.0-7} = P_7 = 6$ МВт;

$P_{р.4-6} = P_6 = 16$ МВт;

$$P_{p.4-3} = P_{p.3-5} + P_3 = 6+16 = 22 \text{ МВт.}$$

$$P_{p.0-4} = P_{p.4-6} + P_{p.4-3} + P_{p.4-2} + P_4 = 16+22+26+26 = 90 \text{ МВт.}$$

Складемо систему рівнянь:

$$P_{k2} \cdot (L_{34} + L_{23} + L_{24}) - P_{k3} \cdot L_{34} = -(P_{p.4-3} \cdot L_{34} - P_{p.4-2} \cdot L_{24})$$

$$P_{k3} \cdot (L_{46} + L_{56} + L_{35} + L_{34}) - P_{k2} \cdot L_{34} - P_{k4} \cdot L_{46} = -(P_{p.4-6} \cdot L_{46} - P_{p.3-5} \cdot L_{35} - P_{p.4-3} \cdot L_{34})$$

$$P_{k4} \cdot (L_{07} + L_{46} + L_{04} + L_{67}) - P_{k3} \cdot L_{46} = -(P_{p.0-7} \cdot L_{07} - P_{p.4-6} \cdot L_{46} - P_{p.0-4} \cdot L_{04})$$

Розв’язавши дану систему за допомогою програмного комплексу Mathcad, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$P_{k2} = 5,223 \text{ МВт;}$$

$$P_{k3} = 9,871 \text{ МВт;}$$

$$P_{k4} = 23,167 \text{ МВт;}$$

Визначимо потокорозподіл в замкнутій мережі:

$$P_{0-1} = P_{p.0-1} = 27 \text{ МВт;}$$

$$P_{0-4} = P_{p.0-4} - P_{k4} = 90 - 23,167 = 66,833 \text{ МВт;}$$

$$P_{4-2} = P_{p.4-2} - P_{k2} = 26 - 5,223 = 20,777 \text{ МВт;}$$

$$P_{4-3} = P_{p.4-3} - P_{k3} + P_{k2} = 22 - 9,871 + 5,223 = 17,352 \text{ МВт;}$$

$$P_{3-5} = P_{p.3-5} - P_{k3} = 6 - 9,871 = -3,871 \text{ МВт;}$$

$$P_{4-6} = P_{p.4-6} + P_{p.k3} - P_{p.k4} = 16 + 9,871 - 23,167 = 2,703 \text{ МВт;}$$

$$P_{0-7} = P_{0-7} + P_{k4} = 6 + 23,167 = 29,167 \text{ МВт;}$$

$$P_{3-2} = P_{k2} = 5,223 \text{ МВт;}$$

$$P_{6-5} = P_{k3} = 9,871 \text{ МВт;}$$

$$P_{7-6} = P_{k4} = 23,167 \text{ МВт.}$$

Виконаємо перевірку виконання другого закону Кірхгофа:

- для другого контуру:

$$P_{4-3} \cdot L_{34} + P_{3-2} \cdot L_{23} - P_{4-2} \cdot L_{24} = 17,352 \cdot 29 + 5,223 \cdot 23 - 20,777 \cdot 30 = 0;$$

- для третього контуру:

$$P_{4-6} \cdot L_{46} + P_{6-5} \cdot L_{56} - P_{3-5} \cdot L_{35} - P_{4-3} \cdot L_{34} = 2,703 \cdot 33 + 9,871 \cdot 29 + 3,871 \cdot 33 - 17,352 \cdot 29 = 0;$$

- для четвертого контуру:

$$P_{0-7} \cdot L_{07} + P_{7-6} \cdot L_{67} - P_{4-6} \cdot L_{46} - P_{0-4} \cdot L_{04} = 29,167 \cdot 33 + 23,167 \cdot 20 - 2,703 \cdot 33 - 66,833 \cdot 20 = 0;$$

Отже, виходячи з перевірки за другим законом Кірхгофа, можна зробити висновок, що розрахунок потокорозподілу виконано правильно. Нанесемо знайдений потокорозподіл на схему електричної мережі (рис. 3.6).

Розрахуємо витрати для кожної ділянки мережі:

$$З_{0-1} = k \cdot P_{0-1} = 0,093 \cdot 27 = 2,511 \text{ млн.грн.};$$

$$З_{0-4} = a \cdot P_{0-4} + b = 0,026 \cdot 66,833 + 1,5 = 3,238 \text{ млн.грн.};$$

$$З_{4-2} = a \cdot P_{4-2} + b = 0,026 \cdot 20,777 + 1,5 = 2,04 \text{ млн.грн.};$$

$$З_{4-3} = a \cdot P_{4-3} + b = 0,026 \cdot 17,352 + 1,5 = 1,951 \text{ млн.грн.};$$

$$З_{3-5} = a \cdot P_{3-5} + b = 0,026 \cdot 3,871 + 1,5 = 1,601 \text{ млн.грн.};$$

$$З_{4-6} = a \cdot P_{4-6} + b = 0,026 \cdot 2,703 + 1,5 = 1,57 \text{ млн.грн.};$$

$$З_{0-7} = a \cdot P_{0-7} + b = 0,026 \cdot 29,167 + 1,5 = 2,258 \text{ млн.грн.};$$

$$З_{1-2} = a \cdot P_{1-2} + b = 0,026 \cdot 0 + 1,5 = 1,5 \text{ млн.грн.};$$

$$З_{3-2} = a \cdot P_{3-2} + b = 0,026 \cdot 5,223 + 1,5 = 1,636 \text{ млн.грн.};$$

$$З_{6-5} = a \cdot P_{6-5} + b = 0,026 \cdot 9,871 + 1,5 = 1,757 \text{ млн.грн.};$$

$$З_{7-6} = a \cdot P_{7-6} + b = 0,026 \cdot 23,167 + 1,5 = 2,102 \text{ млн.грн.};$$

Сумарні втрати для схеми електричної мережі станолять:

$$З_{\Sigma 04} = З_{\Sigma} = З_{0-1} + З_{0-4} + З_{0-7} + З_{3-2} + З_{4-3} + З_{4-2} + З_{5-3} + З_{4-6} + З_{6-5} + З_{7-6} =$$
$$= 2,511 + 3,238 + 2,258 + 1,636 + 1,951 + 2,04 + 1,601 + 1,57 + 1,757 + 2,102 =$$
$$= 20,664 \ млн.грн.$$

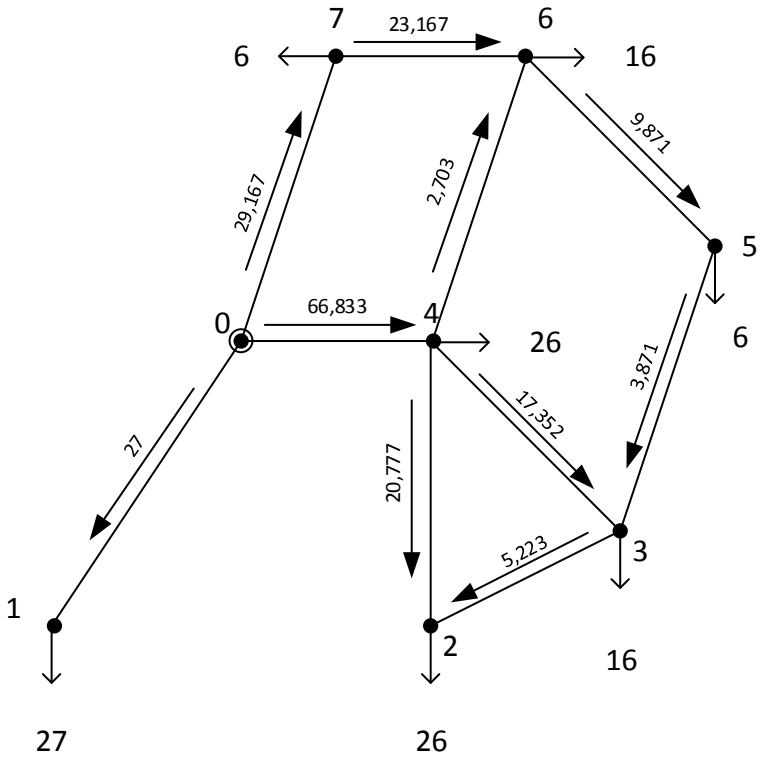


Рисунок 3.7 – Схема потокорозподілу при виключенні ділянки 1-2

Аналогічним чином виконують розрахунки із виключенням всіх інших ділянок в схемі дороги, доки не отримають розімкнену мережу. Викидають ту гілку із виключенням якої забезпечується найбільша різниця витрат на спорудження мережі. Остаточна конфігурація мережі зображена на рис. 3.8.

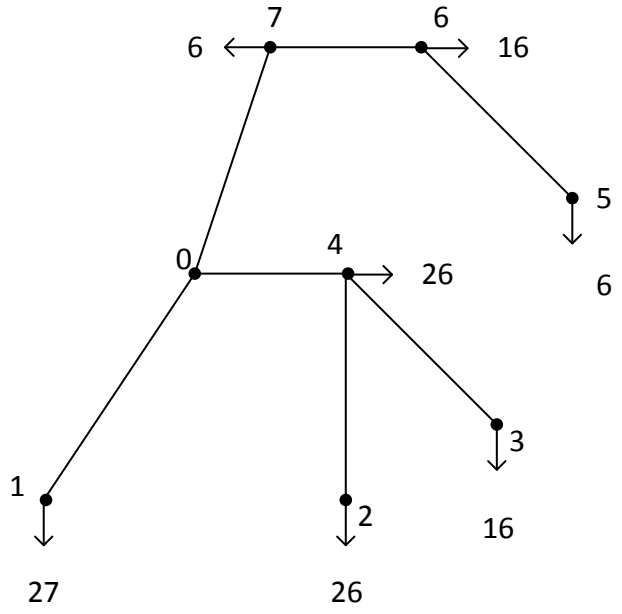


Рисунок 3.8 – Остаточна конфігурація мережі

3.6 Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом економічних потенціалів

Для початку, виділяють умовно розімкнену мережу. Вона зображена на рис.3.9

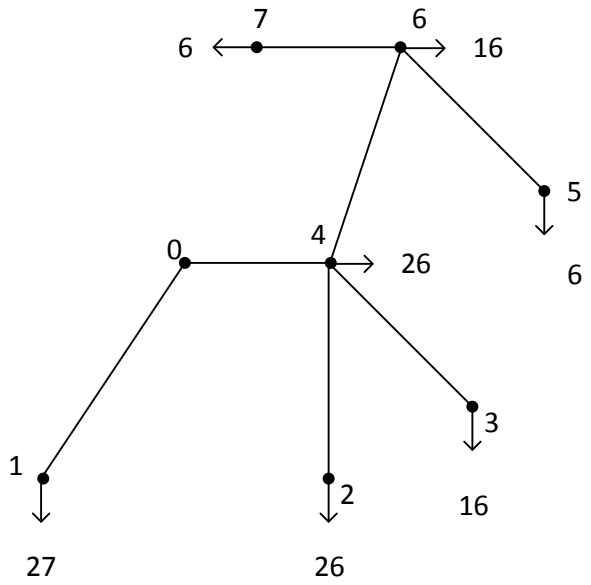


Рисунок 3.9 – Вихідна розімкнена мережа

Для кожної лінії визначають питомі витрати, які представлені в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Питомі витрати для всіх ділянок мережі

Ділянка	Довжина l, км	C
0-1	37	55,5
0-4	20	30
0-7	33	49,5
1-2	40	60
2-3	23	34,5
2-4	30	45
3-4	29	43,5
3-5	33	49,5
4-6	33	49,5
5-6	29	43,5
6-7	20	30

Потенціал балансуючого пункту приймають рівним нулю.

$$П_0 = 0$$

Розрахуємо потенціал пункту 1.

$$П_1 = П_1 + C_{01} = 0 + 55,5 = 55,5$$

Для всіх інших пунктів розрахунок аналогічний і зображений в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Значення потенціалів для кожного пункту

Номер пункту	Потенціал
1	55,5
2	75
3	73,5
4	30
5	123
6	79,5
7	109,5

Далі знаходимо різницю потенціалів для хорд мережі.

$$\Delta U_{21} = |П_2 - П_1| = |75 - 55,5| = 19,5$$

$$\Delta U_{32} = |П_3 - П_2| = |73,5 - 75| = 1,5$$

$$\Delta U_{35} = |П_3 - П_5| = |73,5 - 123| = 49,5$$

$$\Delta U_{07} = |П_7 - П_0| = |109,5 - 0| = 109,5$$

Так як для ділянки 0-7 різниця потенціалів не відповідає умові, вона вноситься до складу дерева мережі, а ділянка 6-7 стає хордою.

Виконаємо другий крок розрахунку.

Перераховуємо значення потенціалу потужності для пункту 7.

$$П_7 = П_0 + C_{07} = 0 + 49,5 = 49,5$$

Різниця потенціалів для ділянки 6-7 складе:

$$\Delta U_{67} = |П_6 - П_7| = |79,5 - 49,5| = 30$$

Так як умова для всіх ділянок задовольняється, отримуємо остаточну конфігурацію мережі, зображену на рис.3.10.

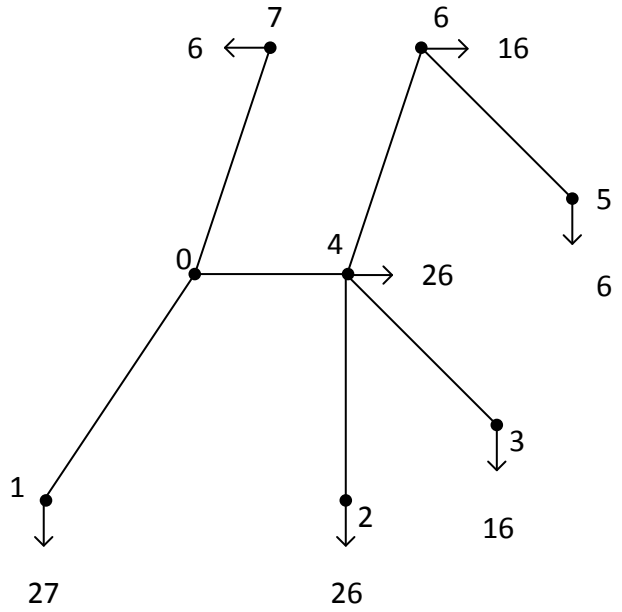


Рисунок 3.10 – Остаточна конфігурація мережі

Розрахунок методами поконтурної оптимізації та впорядкованого виключення гілок є більш точним, так як в них беруться до уваги більша кількість параметрів. Тому вибираємо схему, отриману за цими методами.

Для підвищення надійності електропостачання, гілки 1-2, 2-3 та 3-5 замикаються. Кінцева розрахункова схема зображена на рис. 3.11.

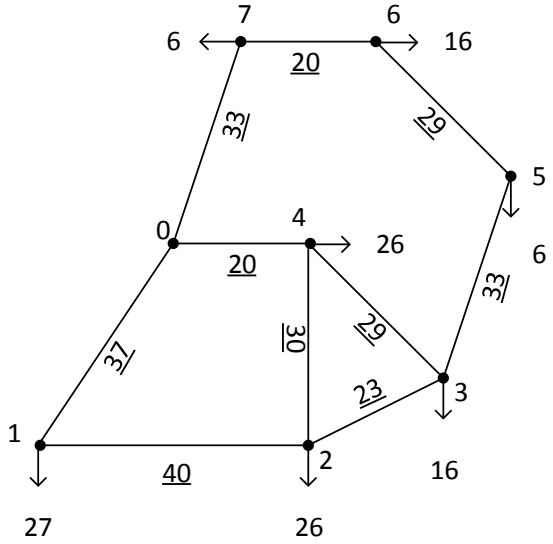


Рисунок 3.11 – Кінцева розрахункова схема

Висновок до розділу 3

В даному розділі були розглянуті основні поширені методи оптимізації електричних мереж, а саме метод впорядкованого виключення гілок, поконтурної оптимізації та економічних потенціалів.

В результаті розрахунків була отримана оптимальна схема електричної мережі. Дана схема буде використовуватися для подальших розрахунків режимів роботи електричної мережі.

Проаналізувавши всі три методи можна сказати, що найбільшу точність демонструє метод впорядкованого виключення гілок, так як при його застосуванні на кожному кроці розглядається вся схема лише без однієї гілки. Але такий підхід вимагає значний ресурс обчислювальної техніки, адже масив інформації на кожному кроці є дуже великий. За наявності невеликого фрагменту схеми, наприклад, такого як було розглянуто вище, краще застосовувати метод поконтурної оптимізації. Його точності достатньо для отримання такого ж самого результату.

4 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

4.1 Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на вузлових підстанціях

З урахуванням категорій споживачів, підключених до підстанцій районної електричної мережі, на кожній підстанції приймають до встановлення по два силові трансформатори. Задані навантаження пунктів 2, 3, 4, 5 і 6 вказують на необхідність встановлення три обмоткових трансформаторів напругою 110/35/10 кВ, а в пункті 1 – двох обмотковий силовий трансформатор.

Проведемо розрахунок повних потужностей навантажень понижуючих споживчих підстанцій у режимі максимальних навантажень електричної мережі.

Для розрахунку реактивної потужності споживання визначимо значення величин $\varphi_{сн}$, $\varphi_{нн}$ і $\varphi_{г}$:

$$\varphi_{сн} = \arccos(\cos\varphi_{сн}) = \arccos(0{,}84) = 32{,}86^{\circ};$$
$$\varphi_{нн} = \arccos(\cos\varphi_{нн}) = \arccos(0{,}82) = 34{,}915^{\circ};$$

Реактивна потужність підстанції , розміщеної в пункті 1 дорівнює:

$$Q_{сн1} = -P_{сн1} \cdot \mathrm{tg}\varphi_{сн} = -20 \cdot \mathrm{tg}(0{,}574^{\circ}) = -12{,}919 \text{ МВАр};$$
$$Q_{нн1} = -P_{нн1} \cdot \mathrm{tg}\varphi_{нн1} = -(7) \cdot \mathrm{tg}(0{,}609^{\circ}) = -4{,}886 \text{ МВАр};$$

Сумарне навантаження підстанції пункту 1 у максимальному режимі роботи електричної мережі складе:

$$\dot{S}_{\max 1} = \left(P_{\text{сн}1} + P_{\text{нн}1}\right) + \text{j}\left(Q_{\text{сн}1} + Q_{\text{нн}1}\right) = (20+7) + \text{j}(-12{,}919 - 4{,}886) = 27 - \text{j}17{,}805 \text{ МВА};$$

а модуль навантаження буде мати вигляд:

$$S_{\max 1} = \sqrt{\left(P_{\text{сн}1} + P_{\text{нн}1}\right)^2 + \left(Q_{\text{сн}1} + Q_{\text{нн}1}\right)^2} = \sqrt{(20+7)^2 + (-12{,}919 - 4{,}886)^2} = 32{,}342 \text{ МВА};$$

Визначимо значення реактивної потужності споживання на сторонах СН і НН понижуючої споживчої підстанції, розміщеної в пункті 2:

$$Q_{\text{сн}2} = -P_{\text{сн}2} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{сн}} = -18 \cdot \text{tg}\left(0{,}574^\circ\right) = -11{,}627 \text{ МВАр};$$
$$Q_{\text{нн}2} = -P_{\text{нн}2} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{нн}} = -8 \cdot \text{tg}\left(0{,}609^\circ\right) = -5{,}584 \text{ МВАр};$$

Сумарне навантаження понижуючої споживчої підстанції, розміщеної в пункті 2, у максимальному режимі роботи електричної мережі складе:

$$\dot{S}_{\max 2} = \left(P_{\text{сн}2} + P_{\text{нн}2}\right) + \text{j}\left(Q_{\text{сн}2} + Q_{\text{нн}2}\right) = (18+8) + \text{j}(-11{,}627 - 5{,}584) = 26 - \text{j}17{,}211 \text{ МВА};$$

а модуль навантаження буде мати вигляд:

$$S_{\max 2} = \sqrt{\left(P_{\text{сн}2} + P_{\text{нн}2}\right)^2 + \left(Q_{\text{сн}2} + Q_{\text{нн}2}\right)^2} = \sqrt{(18+8)^2 + (-11{,}627 - 5{,}584)^2} = 31{,}18 \text{ МВА};$$

Результати розрахунку навантаження решти підстанцій наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Значення величин повних потужностей вузлових підстанцій

№ пункту	Активні потужності P, МВт		Реактивні потужності Q, МВАр		Повна потужність $\dot{S}_{max}$, МВА	Модуль повної потужності S_{max}, МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	20	7	-12,919	-4,886	27-j17,805	32,342
2	18	8	-11,627	-5,584	26-j17,211	31,18
3	14	2	-9,043	-1,396	16-j10,439	19,104
4	20	6	-12,919	-4,188	26-j17,107	31,123
5	0	6	0	-4,188	6-j4,188	7,317
6	12	4	-7,751	-2,792	16-j10,543	19,161
7	0	6	0	-4,188	6-j4,188	7,317

Використовуючи величини отриманих повних потужностей вузлових підстанцій, визначимо номінальні потужності встановлених на них силових трансформаторів.

Для підстанції, розташованої в пункті 1, значення розрахункової номінальної потужності понижуючого трансформатора складатиме:

$$S_{т1} = 0,7 \cdot S_{max1} = 0,7 \cdot 32,342 = 22,639 \text{ МВА};$$

Приймаємо до встановлення два двохобмоткові трансформатори ТДТН-25000/110.

Аналогічним чином виконують вибір потужності силових трансформаторів решти підстанцій. Результати вибору потужності силових трансформаторів на підстанціях схеми районної електричної мережі зведені до табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Значення потужності силових трансформаторів вузлових підстанцій

№ пункту	Модуль повної потужності S_{max}, МВА	Розрахункова номінальна потужність $S_т$, МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	32,342	22,639	3	2хТДТН-25000/110
2	31,18	21,826	3	2хТДТН-25000/110
3	19,104	13,373	3	2хТДТН-16000/110
4	31,123	21,786	3	2хТДТН-25000/110
5	7,317	5,122	3	2хТДН-10000/110
6	19,161	13,413	3	2хТДТН-16000/110
5	7,317	5,122	3	2хТДН-10000/110

Каталожні дані обраних трансформаторів представлені у табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Каталожні дані силових трансформаторів вузлових підстанцій

№ пункту	Тип трансформаторів	Потужність $S_т$, МВА	$U_{ном}$, обмоток, кВ			$U_к$, %			$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	2хТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
2	2хТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
3	2хТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
4	2хТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
5	ТДН-10000/110	10	115	-	11	-	10,5	-	60	14	0,7
6	2хТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
7	ТДН-10000/110	10	115	-	11	-	10,5	-	60	14	0,7

4.2 Попереднє визначення потокорозподілу потужностей в замкненій мережі за довжинами ділянок

Умовно припускають, що проектована замкнута мережа є електрично однорідною, тобто виконаною повітряними лініями одного конструктивного типу з однаковими перерізами проводів на ділянках і однаковим розташуванням проводів на опорах. Це припущення дозволяє провести орієнтований розрахунок потокорозподілу в замкненій мережі з використанням тільки довжин ділянок.

Перевіримо вибрані перерізи ПЛ електричної мережі на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи. Тут перевірці підлягають умови допустимості відхилень напруги на входах трансформаторів знижуючих підстанцій згідно нерівностям (4.1) та (4.2):

$$U_{sm} \geq U_{s\min}, \tag{4.1}$$

$$U_{sm} \leq U_{s\max}, \tag{4.2}$$

та відповідності міжфазних робочих напруг їх тривало припустимим величинам за умовами роботи ізоляції електрообладнання згідно нерівності (4.3):

$$U_{sm} \le U_{\max раб}, \tag{4.3}$$

Виконаємо розрахунок регулювального діапазону силових трансформаторів всіх підстанцій схеми і проведемо оцінку наближених значень напруги на їх шинах ВН. Регулювальний діапазон РПН для двообмоткових і триобмоткових трансформаторів розраховують згідно (4.4):

$$U_s = \frac{U_{ндж} \cdot U_{TB}}{U_{TH}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{TB} + \Delta U_{TH}, \tag{4.4}$$

Виконаємо розмикання контурів. В якості перемичок виберемо: для першого контуру – ділянку 1-2; для другого контуру – ділянку 2-3, для другого контуру – ділянку 3-5

Розрахункова схема зображена на рис. 4.1.

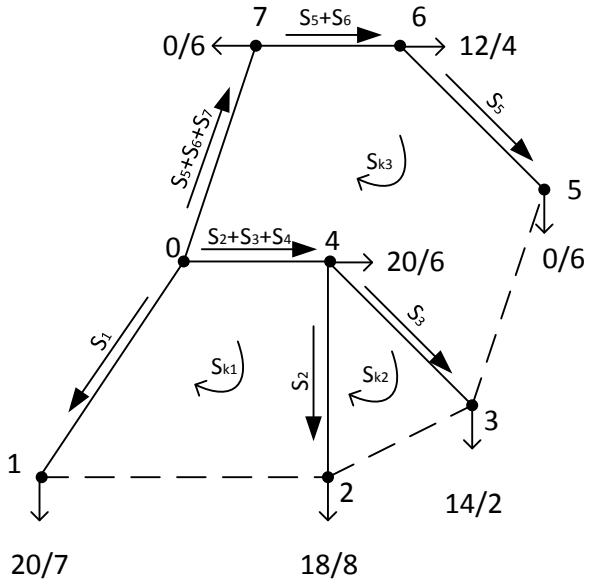


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема для методу контурних рівнянь

Складемо контурні рівняння для замкненої схеми мережі

- для першого контуру:
-

$$(\dot{S}_{k1}-\dot{S}_{k3}+\dot{S}_{2\max}+\dot{S}_{3\max}+\dot{S}_{4\max})\cdot L_{04}+(\dot{S}_{k1}-\dot{S}_{k2}+\dot{S}_{2\max})\cdot L_{24}+\dot{S}_{k1}\cdot L_{12}+$$
$$+(\dot{S}_{k1}-\dot{S}_{1\max})\cdot L_{01}=0$$

$$\dot{S}_{k1}=\frac{-(\dot{S}_{2\max}+\dot{S}_{3\max}+\dot{S}_{4\max}-\dot{S}_{k3})\cdot L_{04}-(\dot{S}_{2\max}-\dot{S}_{k2})\cdot L_{24}+\dot{S}_{1\max}\cdot L_{01}}{L_{01}+L_{04}+L_{12}+L_{24}}=$$

$$=\frac{-(26-j17,211+16-j10,439)+26-j17,107-\dot{S}_{k3})\cdot 20-(26-j17,211-\dot{S}_{k2})\cdot 30+}{37+20+40+30}$$

$$\frac{+(27-j17,805)\cdot 37}{37+20+40+30}=-8,607+j5,714\ \text{МВА};$$

Аналогічно для другого та третього контурів. Значення контурних потужностей дорівнюють:

$$\dot{S}_{k1}=-8,607+j5,714\,\text{МВА};$$

$$\dot{S}_{k2}=1,014-j0,648\,\text{МВА};$$

$$\dot{S}_{k3}=0,873-j0,378\,\text{МВА};$$

Значення потоків потужностей за окремими ділянками схеми:

$$\dot{S}_{04}=\dot{S}_{2\max}+\dot{S}_{3\max}+\dot{S}_{4\max}+\dot{S}_{k1}-\dot{S}_{k3}=26-j17,211+16-j10,439-26-j17,107-$$
$$-8,607+j5,714-0,873+j0,378=58,519-j38,665\,\text{МВА};$$

$$\dot{S}_{42}=\dot{S}_{2\max}+\dot{S}_{k1}-\dot{S}_{k2}=26-j17,211-8,607+j5,714-1,014+j0,648=$$
$$=16,379-j10,849\,\text{МВА};$$

$$\dot{S}_{01}=\dot{S}_{1\max}-\dot{S}_{k1}=27-j17,805+8,607-j5,714=35,607-j23,519\,\text{МВА};$$

$$\dot{S}_{21}=\dot{S}_{k1}=-8,607+j5,714\,\text{МВА};$$

$$\dot{S}_{43}=\dot{S}_{3\max}+\dot{S}_{k2}-\dot{S}_{k3}=16-j10,439+1,014-j0,648-0,873+j,0378=$$
$$=16,14-j10,709\,\text{МВА};$$

$$\dot{S}_{32} = \dot{S}_{k2} = 1,014 - j0,648\,\text{MBA};$$

$$\dot{S}_{42} = \dot{S}_{2\max} - \dot{S}_{k2} + \dot{S}_{k1} = 26 - j17,211 - 1,014 + j0,648 - 8,607 + j5,714 =$$
$$= 16,379 - j10,849\,\text{MBA};$$

$$\dot{S}_{07} = \dot{S}_{5\max} + \dot{S}_{6\max} + \dot{S}_{7\max} + \dot{S}_{k3} = 6 - j4,188 + 16 - j10,543 + 6 - j4,188 +$$
$$+0,873 - j0,378 = 28,873 - j19,297\,\text{MBA};$$

$$\dot{S}_{76} = \dot{S}_{5\max} + \dot{S}_{6\max} + \dot{S}_{k3} = 6 - j4,188 + 16 - j10,543 + 0,873 - j0,378 =$$
$$= 22,873 - j15,109\,\text{MBA};$$

$$\dot{S}_{65} = \dot{S}_{5\max} + \dot{S}_{k3} = 6 - j4,188 + 0,873 - j0,378 = 6,873 - j4,566\,\text{MBA};$$

$$\dot{S}_{53} = \dot{S}_{k3} = 0,873 - j0,378\,\text{MBA};$$

Здійснюємо перевірку за другим законом Кірхгофа

- для першого контуру:

$$\dot{S}_{04} \cdot L_{04} + \dot{S}_{42} \cdot L_{24} + \dot{S}_{21} \cdot L_{12} - \dot{S}_{01} \cdot L_{01} = (58,519 - j38,665) \cdot 20 + (16,379 - j10,849) \cdot 30 +$$
$$+(-8,607 + j5,714) \cdot 40 - (35,607 - j23,519) \cdot 37 = 0\,\text{MBA};$$

Аналогічні перевірки для другого та третього конутрів. Вони також виконуються.

Остаточний потокорозподіл потужностей показаний на рис. 4.2.

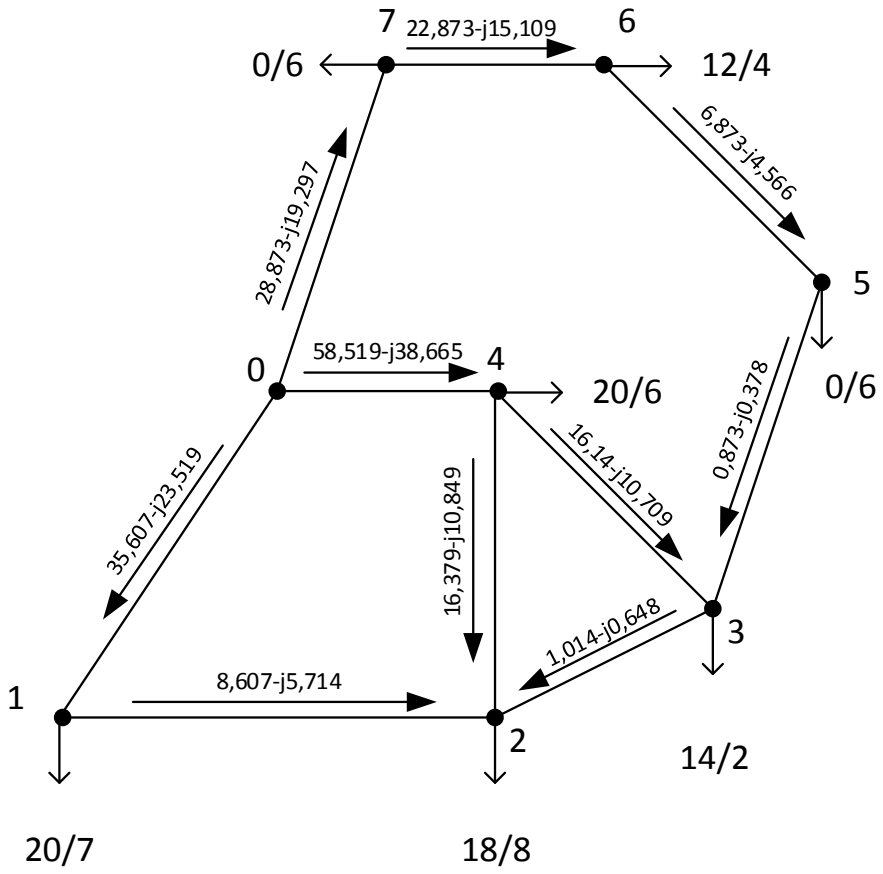


Рисунок 4.2 – Потокорозподіл потужностей для нормального режиму роботи

4.3 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів на ділянках замкненої мережі

Для даного завдання було вже обрано, що лінія 0-1 побудована з перерізом проводів 240 мм^2 (АС− 240/32). Для проводів інших ділянок оберемо перерізи по графіку апроксимованої функції сумарних дисконтованих витрат для ліній 110 кВ, яка зображена на рисунку 4.3.

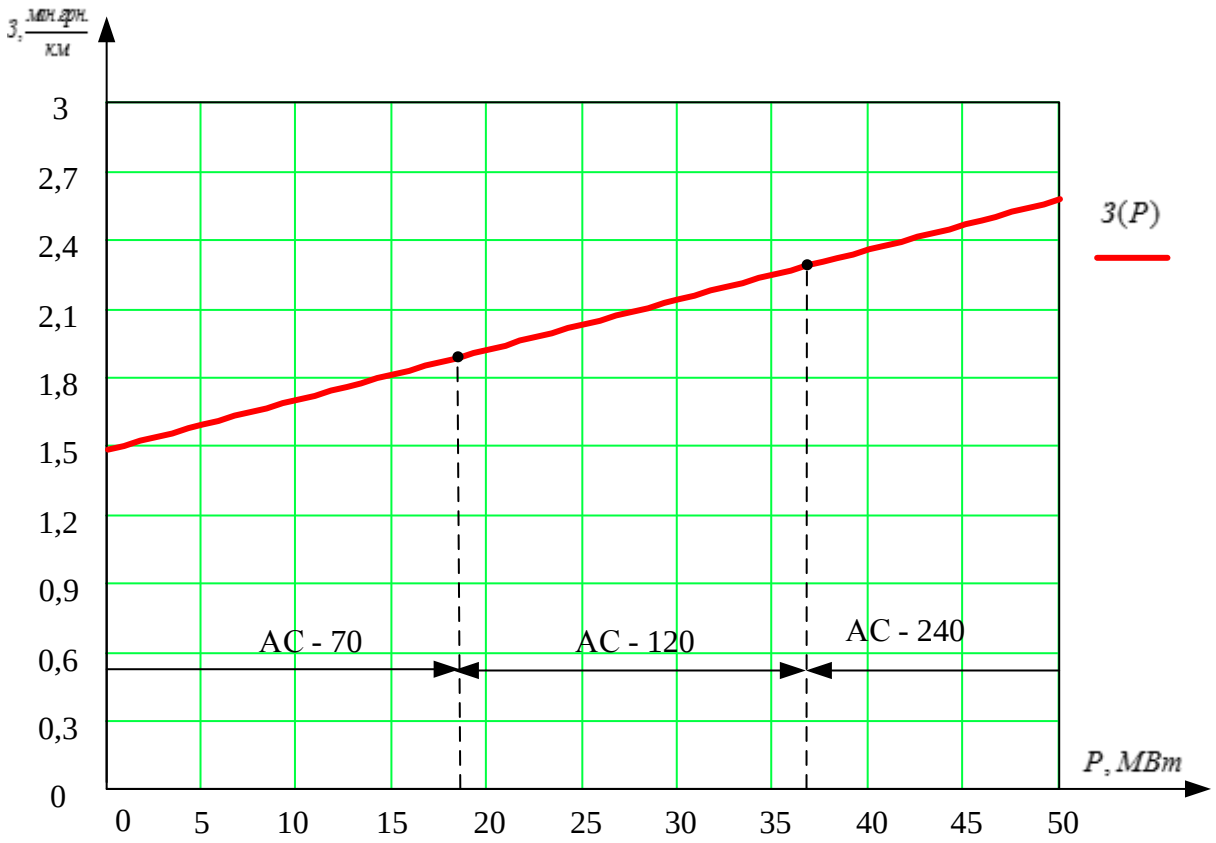


Рисунок 4.3 – апроксимована функція сумарних дисконтованих витрат

З рис. 4.3 видно, що отриманим навантаженням ділянок відповідають наступні перерізи:

l_{0-1} – 240 мм^2 (АС– 120/19);

l_{1-2} – 240 мм^2 (АС– 240/32);

l_{0-7} – 240 мм^2 (АС– 240/32);

l_{0-4} – 240 мм^2 (АС– 240/32);

l_{2-3} – 120 мм^2 (АС– 120/19);

l_{2-4} – 120 мм^2 (АС– 120/19);

l_{3-4} – 120 мм^2 (АС– 120/19).

l_{3-5} – 70 мм^2 (АС– 70/11).

$L_{5\text{-}6}$ – 70 мм^2 (АС– 70/11).

$L_{6\text{-}7}$ – 120 мм^2 (АС– 120/19).

Струмове навантаження ділянки 0-1:

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{{P_{01}}^2 + {Q_{01}}^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{35,607^2 + (-23,519)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 223,977 \text{ А.}$$

Струмове навантаження решти ділянок наведене в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Струмові навантаження ділянок

Ділянка	Переріз, *мм*^{2}	Струмове навантаження, А	Тривало допустимий струм, $I_{доп}$, А
0-1	1х240	223,977	610
1-2	1х240	54,225	610
0-7	1х240	182,276	610
0-4	1х240	368,134	610
5-6	1х70	43,31	265
3-4	1х120	101,665	390
2-3	1х120	6,314	390
3-5	1х70	4,995	265
6-7	1х120	143,882	390

Для ділянок 1-2, 0-7, 2-3, 2-4, 3-4 вибрано проводи більшого перерізу для виконання умов другої групи післяаварійних режимів.

Розрахуємо регулювальний діапазон.

Для пункту 1:

$$U_{кв1} = 0,5 \cdot (U_{квс1} + U_{квн1} - U_{ксн1}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%$$
$$U_{кс1} = 0,5 \cdot (U_{квс1} + U_{ксн1} - U_{квн1}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 = 0\%$$
$$U_{кн1} = 0,5 \cdot (U_{квн1} + U_{кнн1} - U_{квс1}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%$$

Приведені значення втрат напруги:

$$\Delta U_{тв1} = \frac{\dot{P}_{1\max}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k1} \cdot U_{тв1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (S_{н1} \cdot 10^{-3})^2} - \frac{\dot{Q}_{1\max}}{n} \cdot \frac{U_{тв1} \cdot U_{кв1}}{100 \cdot S_{н1} \cdot 10^{-3}} =$$

$$= \frac{27}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (25000 \cdot 10^{-3})^2} - \frac{-17,805}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25000 \cdot 10^{-3}} = 9,152 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тс1} = \frac{\dot{P}_{1сн}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k1} \cdot U_{тв1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (S_{н1} \cdot 10^{-3})^2} - \frac{\dot{Q}_{1сн}}{n} \cdot \frac{U_{тв1} \cdot U_{кс1}}{100 \cdot S_{н1} \cdot 10^{-3}} =$$

$$= \frac{20}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (25000 \cdot 10^{-3})^2} - \frac{-12,919}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25000 \cdot 10^{-3}} = 0,258 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тн1} = \frac{\dot{P}_{1нн}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k1} \cdot U_{тв1} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (S_{н1} \cdot 10^{-3})^2} - \frac{\dot{Q}_{1нн}}{n} \cdot \frac{U_{тв1} \cdot U_{кн1}}{100 \cdot S_{н1} \cdot 10^{-3}} =$$

$$= \frac{7}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (25000 \cdot 10^{-3})^2} - \frac{-4,886}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 25000 \cdot 10^{-3}} = 1,607 \text{ кВ};$$

Регулювальний діапазон складе:

$$U_{1\min} = \frac{(U_{нж} \cdot U_{тв1})}{U_{тн1}} \cdot (1 - \omega_в) + \Delta U_{тв1} + \Delta U_{тн1} =$$
$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 9,152 + 1,607) = 102,947 \text{ кВ};$$

$$U_{1\min} = \frac{(U_{нж} \cdot U_{тв1})}{U_{тн1}} \cdot (1 + \omega_в) + \Delta U_{тв1} + \Delta U_{тн1} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 9,152 + 1,607) = 138,118 \text{кВ};$$

Регулювальні діапазони силових трансформаторів для решти підстанцій розраховують аналогічно. Результати розрахунків регулювальних діапазонів силових трансформаторів для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі представлені у табл. 4.5.

Розрахуємо значення активних і реактивних опорів усіх ПЛ електричної мережі.

$$r_{01} = r_{240} \cdot l_{01} = 0,118 \cdot 37 = 4,366 \text{ Ом};$$

$$x_{01} = x_0 \cdot l_{01} = 0,4 \cdot 37 = 14,8 \text{ Ом};$$

Розрахунок наближених значень активних та реактивних опорів інших ЛЕП електричної мережі виконують аналогічно. Результати розрахунків цих величин представлені у табл. 4.6.

Таблиця 4.5 – Результати розрахунків регулювальних діапазонів силових трансформаторів для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі.

№	$S_н$, МВА	$\Delta P_{кз}$, кВТ	Обмотка	$U_{ті}$, кВ	$U_{ті}$, %	Потік потужності		$\Delta U_{ті}$, кВ	U_{min}, кВ	U_{max}, кВ
						P, МВт	Q, МВАр			
1	10	60	ВН	115	10,75	27	-17,805	9,152	102,947	138,118
			СН	38,5	0	20	-12,919	0,258		
			НН	11	6,75	7	-4,886	1,607		
2	16	85	ВН	115	10,75	26	-17,211	8,846	102,87	138,041
			СН	38,5	0	18	-11,627	0,232		
			НН	11	6,75	8	-5,584	1,837		
3	25	140	ВН	115	10,75	16	-10,439	8,425	101,284	136,456
			СН	38,5	0	14	-9,043	0,314		
			НН	11	6,25	2	-1,396	0,672		
4	40	200	ВН	115	10,75	26	-17,107	8,794	102,359	137,53
			СН	38,5	0	20	-12,919	0,258		
			НН	11	6,75	6	-4,118	1,378		
5	10	60	ВН	115	11	6	-4,118	5,471	97,658	132,829
6	25	140	ВН	115	10,75	16	-10,543	8,506	102,037	137,208
			СН	38,5	0	12	-7,751	0,27		
			НН	11	6,25	4	-2,792	1,344		
7	10	60	ВН	115	11	6	-4,188	5,471	97,658	132,829

На основі потокорозподілу потужності в L-схемі мережі в режимі максимальних навантажень визначимо рівні напруги на шинах ВН підстанцій.

U_0=115 кВ

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2(P_{01}r_{01} - Q_{01}x_{01})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2(35,607 \cdot 4,366 - (-23,519) \cdot 14,8)} = 110,535 \text{ кВ};$$

Таблиця 4.6 – Значення активних та реактивних опорів ЛЕП електричної мережі

Ділянка	Довжина	Періріз проводів ділянки	Погонне значення опору		Опір ЛЕП, Ом	
			r_0	x_0	r	x
0-1	37	1x240	0,118	0,4	4,366	14,8
1-2	40	1x240	0,118	0,4	4,72	16
0-7	33	1x240	0,118	0,4	3,894	13,2
0-4	20	1x240	0,118	0,4	2,36	8
2-3	23	1x120	0,244	0,4	5,612	9,2
2-4	30	1x120	0,244	0,4	7,808	12,8
3-4	29	1x120	0,244	0,4	7,076	11,6
3-5	33	1x70	0,422	0,4	13,926	13,2
5-6	29	1x70	0,422	0,4	12,238	11,6
6-7	20	1x120	0,244	0,4	4,88	8

Результати розрахунку рівнів напруги в інших пунктах показано в таблиці 4.7.

Результати розрахунків показують, що значення напруги, розрахованої за L-схемою електричної мережі для режиму максимальних навантажень, нижче за їхній гранично допустимий рівень $U_{\max\ роб}$=126 кВ.

Результати розрахунків показують, що значення напруги, розрахованої за L-схемою електричної мережі для режиму максимальних навантажень, нижче за їхній гранично допустимий рівень $U_{\max\ роб}$=126 кВ.

Таким чином, для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі всі технічні обмеження повністю виконуються.

Здійснимо перевірку обраних перерізів ЛЕП електричної мережі на відповідність технічним умовам другої групи післяаварійних режимів роботи. Тут перевірці підлягають умови допустимого нагріву проводів, допустимості відхилень

напруги на входах трансформаторів понижуючих підстанцій і відповідності міжфазних робочих напруг їх тривало допустимим величинам за умовами роботи ізоляції електроустаткування.

Таблиця 4.7 – Результати перевірки перерізів ПЛ електричної мережі на відповідність технічним обмеженням першої групи після аварійних режимів роботи.

№	Діапазоп регулювання трансформаторів		$U_{max\ роб}$, кВ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U_{min} кВ	U_{max} кВ		
1	102,947	138,118	126	110,535
2	102,87	138,041		108,766
3	101,284	136,456		108,246
4	102,359	137,53		111,041
5	97,658	132,829		108,405
6	102,037	137,208		109,662
7	97,658	132,829		111,762

Перевірку дотримання цих умов здійснимо для найбільш важкого післяаварійного режиму роботи мережі, за який приймемо варіант роботи мережі за умови відключення найбільш завантаженої її ділянки. Аналіз результатів розрахунку L-схеми показує, що найбільш завантаженою є ділянка 0-4, яка несе струмове навантаження у 368,134А (див. табл. 4.4).

Проведемо розрахунок потокорозподілу в мережі за умови відключення ділянки 0-4. Маємо таку вихідну схему мережі в після аварійному режимі.

Розрахункова схема для післяаварійного режиму роботи приведена на рис. 4.4.

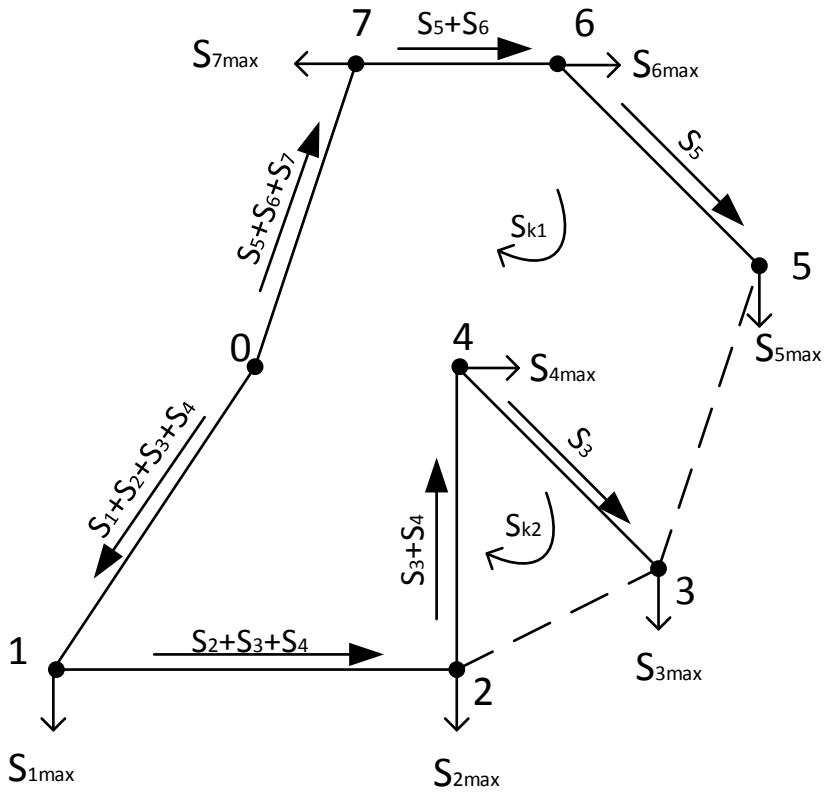


Рисунок 4.4 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму роботи

Складемо рівняння для знаходження зрівнювальної контурної потужності. Для другого контуру:

$$(\dot{S}_{k2} + \dot{S}_{k1} - \dot{S}_{3\max}) \cdot L_{23} + (\dot{S}_{k2} + \dot{S}_{4\max}) \cdot L_{24} + \dot{S}_{k2} \cdot L_{34} = 0$$

$$\dot{S}_{k2} = \frac{(\dot{S}_{3\max} - \dot{S}_{k1}) \cdot L_{23} - \dot{S}_{4\max} \cdot L_{24}}{L_{23} + L_{34} + L_{24}} =$$

$$= \frac{(16 - j10,439 - \dot{S}_{k1}) \cdot 23 - (26 - j17,107) \cdot 30}{23 + 29 + 30} =$$

$$= -11,992 + j7,878 \text{MBA};$$

Аналогічно для першого контуру. Значення контурних потужностей складуть:

$$\dot{S}_{k1} = 24,841 - j16,214 \text{MBA};$$

$$\dot{S}_{k2} = -11,992 + j7,878 \text{MBA};$$

Знаходимо значення потужності по окремим ділянкам схеми:

$$\dot{S}_{24} = \dot{S}_{4\max} + \dot{S}_{k2} = 26 - j17{,}107 - 11{,}992 + j7{,}878 = 14{,}008 - j9{,}229\,\text{MBA};$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{4\max} + \dot{S}_{3\max} + \dot{S}_{2\max} - \dot{S}_{k1} = 26 - j17{,}107 + 16 - j10{,}439 + 26 - j17{,}211 - $$
$$-24{,}841 + j16{,}214 = 43{,}159 - j28{,}543\ \text{MBA};$$

$$\dot{S}_{01} = \dot{S}_{4\max} + \dot{S}_{3\max} + \dot{S}_{2\max} + \dot{S}_{1\max} - \dot{S}_{k1} = 26 - j17{,}107 + 16 - j10{,}439 + 26 - j17{,}211 + $$
$$+27 - j17{,}805 - 24{,}841 + j16{,}214 = 70{,}159 - j46{,}348\ \text{MBA};$$

$$\dot{S}_{43} = \dot{S}_{k2} = -11{,}992 + j7{,}878\ \text{MBA};$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{3\max} - \dot{S}_{k1} - \dot{S}_{k2} = 16 - j10{,}439 - 24{,}841 - j16{,}214 + 11{,}992 - j7{,}878 = $$
$$= 3{,}151 - j2{,}104\,\text{MBA};$$

$$\dot{S}_{07} = \dot{S}_{5\max} + \dot{S}_{6\max} + \dot{S}_{7\max} - \dot{S}_{k1} = 6 - j4{,}188 + 16 - j10{,}543 + 6 - j4{,}188 + $$
$$+24{,}841 - j16{,}214 = 52{,}841 - j33{,}133\,\text{MBA};$$

$$\dot{S}_{76} = \dot{S}_{5\max} + \dot{S}_{6\max} - \dot{S}_{k1} = 6 - j4{,}188 + 16 - j10{,}543 + 24{,}841 - j16{,}214 = $$
$$= 46{,}841 - j30{,}945\,\text{MBA};$$

$$\dot{S}_{65} = \dot{S}_{5\max} - \dot{S}_{k1} = 6 - j4{,}188 + 24{,}841 - j16{,}214 = 46{,}841 - j30{,}945\,\text{MBA};$$

$$\dot{S}_{53} = \dot{S}_{k1} = 24{,}841 - j16{,}214\,\text{MBA};$$

Перевірка за другим законом Кірхгофа

- для другого контуру
-

$$\dot{S}_{43} \cdot L_{34} + \dot{S}_{24} \cdot L_{24} - \dot{S}_{23} \cdot L_{23} = (-11{,}992 + j7{,}878) \cdot 29 + (14{,}008 - j9{,}229) \cdot 30 - $$
$$-(3{,}151 - j2{,}104) \cdot 23 = 0$$

Таким чином, потокорозподіл потужностей у схемі електричної мережі знайдений вірно. Потокорозподіл потужностей у схемі мережі для післяаварійного режиму її роботи представлений на рис. 4.5.

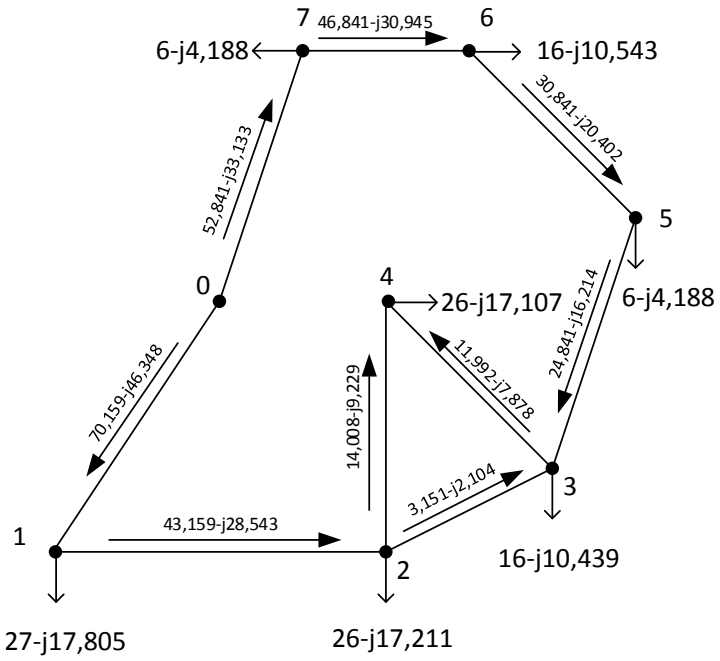


Рисунок 4.5 – Потокорозподіл потужностей для післяварійного режиму

Струми навантаження ділянок електричної мережі для після аварійного режиму розраховують так само як і для нормального режиму робити. Тут отримані струми порівнюють з допустимими тривалими струмами для перерізів ПЛ. Результати перевірки представлені в табл. 4.8.

Таблиця 3.8 – Результати перевірки струмів навантаження ділянок

Ділянка	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВт	Струмове навантаження,А	Тривалий допустимий струм, А
0-1	70,159	-46,348	441,336	610
1-2	43,159	-28,543	271,584	610
0-7	52,841	-35,133	333,051	610
2-3	3,151	-2,104	19,886	390
2-4	14,008	-9,229	88,044	390
3-4	11,992	-7,878	75,309	390
3-5	24,841	-16,841	155,696	265
5-6	30,841	-20,402	194,086	265
6-7	46,841	-30,945	294,657	390

Розрахуємо регулювальний діапазон.

- для пункту 5:

Приведені значення втрат напруги

$$\Delta U_{m5} = \frac{U_{тв5}}{n \cdot S_{н5} \cdot 10^{-3}} \cdot (\frac{\dot{P}_{5\max}}{S_{н5} \cdot 10^{-3}} \cdot \Delta P_{k5} \cdot 10^{-3} - \dot{Q}_{5\max} \cdot \frac{U_{k5}}{100}) =$$

$$= \frac{115}{2 \cdot 10000 \cdot 10^{-3}} \cdot (\frac{10}{10000 \cdot 10^{-3}} \cdot 60 \cdot 10^{-3} + 4{,}188 \cdot \frac{10{,}5}{100}) = 2{,}736 \text{ кВ};$$

Регулювальний діапазон складе:

$$U_{5\min} = (\frac{U_{нж}}{U_{тн5}} \cdot U_{тв5} \cdot (1 - \omega_в) + \Delta U_{m5}) =$$

$$= \frac{10{,}5}{11} \cdot 115 \cdot (1 - 0{,}1602) + 2{,}738 = 94{,}923 \text{ кВ};$$

$$U_{1\max} = (\frac{U_{нж}}{U_{тн1}} \cdot U_{тв1} \cdot (1 + \omega_в) + \Delta U_{m1}) =$$

$$= \frac{10{,}5}{11} \cdot 115 \cdot (1 + 0{,}1602) + 2{,}738 = 130{,}094 \text{ кВ};$$

- для пункту 2:
-

$$U_{кв2} = 0{,}5 \cdot (U_{квс2} + U_{квн2} - U_{ксн2}) = 0{,}5 \cdot (10{,}5 + 17{,}5 - 6{,}5) = 10{,}75\%$$

$$U_{кс2} = 0{,}5 \cdot (U_{квс2} + U_{ксн2} - U_{квн2}) = 0{,}5 \cdot (10{,}5 + 6{,}5 - 17{,}5) = -0{,}25 = 0\%$$

$$U_{кн2} = 0{,}5 \cdot (U_{квн2} + U_{кнн2} - U_{квс2}) = 0{,}5 \cdot (17{,}5 + 6 - 10{,}5) = 6{,}75\%$$

Приведені значення втрат напруги

$$\Delta U_{тв2} = \frac{\dot{P}_{2\max}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k2} \cdot U_{тв2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (S_{н2} \cdot 10^{-3})^2} - \frac{\dot{Q}_{2\max}}{n} \cdot \frac{U_{тв2} \cdot U_{кв2}}{100 \cdot S_{н2} \cdot 10^{-3}} =$$

$$= \frac{26}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (25000 \cdot 10^{-3})^2} - \frac{-17,211}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25000 \cdot 10^{-3}} = 4,423 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тс2} = \frac{\dot{P}_{2сн}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k2} \cdot U_{тв2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (S_{н2} \cdot 10^{-3})^2} - \frac{\dot{Q}_{2сн}}{n} \cdot \frac{U_{тв2} \cdot U_{кс2}}{100 \cdot S_{н2} \cdot 10^{-3}} =$$

$$= \frac{18}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (25000 \cdot 10^{-3})^2} - \frac{-11,627}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25000 \cdot 10^{-3}} = 0,116 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{тн2} = \frac{\dot{P}_{2нн}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{k2} \cdot U_{тв2} \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (S_{н2} \cdot 10^{-3})^2} - \frac{\dot{Q}_{2нн}}{n} \cdot \frac{U_{тв2} \cdot U_{кн2}}{100 \cdot S_{н2} \cdot 10^{-3}} =$$

$$= \frac{8}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot (25000 \cdot 10^{-3})^2} - \frac{-5,584}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 25000 \cdot 10^{-3}} = 0,918 \text{ кВ};$$

Регулювальний діапазон складе

$$U_{2\min} = \frac{(U_{нж} \cdot U_{тв2})}{U_{тн2}} \cdot (1 - \omega_в) + \Delta U_{тв2} + \Delta U_{тн2} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 4,423 + 0,918) = 97,528 \text{ кВ};$$

$$U_{2\max} = \frac{(U_{нж} \cdot U_{тв2})}{U_{тн2}} \cdot (1 + \omega_в) + \Delta U_{тв2} + \Delta U_{тн2} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 4,423 + 0,918) = 132,7 \text{ кВ};$$

Регулювальні діапазони силових трансформаторів для решти підстанцій розраховують аналогічно. Результати розрахунків регулювальних діапазонів силових

трансформаторів для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі представлені у табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Результати розрахунків регулювальних діапазонів силових трансформаторів для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі.

№	$S_н$, МВА	$\Delta P_{кз}$, кВТ	Обмотка	$U_{ті}$, кВ	$U_{ті}$, %	Потік потужності		$\Delta U_{ті}$, кВ	U_{min}, кВ	U_{max}, кВ
						P, МВт	Q, МВАр			
1	25	140	ВН	115	10,75	27	-17,805	4,576	97,567	132,738
			СН	38,5	0	20	-12,919	0,129		
			НН	11	6,75	7	-4,886	0,804		
2	25	140	ВН	115	10,75	26	-17,211	4,423	97,528	132,7
			СН	38,5	0	18	-11,627	0,116		
			НН	11	6,75	8	-5,584	0,918		
3	16	100	ВН	115	10,75	16	-10,439	4,213	96,736	131,907
			СН	38,5	0	14	-9,043	0,157		
			НН	11	6,25	2	-1,396	0,336		
4	25	140	ВН	115	10,75	26	-17,107	4,297	97,273	133,44
			СН	38,5	0	20	-12,919	0,129		
			НН	11	6,75	6	-4,118	0,689		
5	10	60	ВН	115	10,75	6	-4,118	2,736	94,923	130,094
6	16	100	ВН	115	10,75	16	-10,543	4,253	97,112	132,283
			СН	38,5	0	12	-7,751	0,135		
			НН	11	6,25	4	-2,792	0,672		
7	10	60	ВН	115	10,75	6	-4,188	2,736	94,923	130,094

Розрахуємо рівні напруг на шинах ВН:

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{01} \cdot r_{01}^{'} - Q_{01} \cdot x_{01}^{'})} = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (70{,}159 \cdot 4{,}366 + 46{,}348 \cdot 14{,}8} =$$
$$= 106{,}021 кВ$$

Результати перевірки перерізів ПЛ електричної мережі на відповідність технічним обмеженням другої групи після аварійних режимів роботи представлені у табл. 4.10.

Таблиця 4.10 – Результати перевірки перерізів ПЛ електричної мережі на відповідність технічним обмеженням.

№	Діапазоп регулювання трансформаторів		$U_{max\ роб}$, кВ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U_{min} кВ	U_{max} кВ		
1	97,567	132,738	126	106,021
2	97,528	132,7		99,598
3	96,736	131,907		99,225
4	97,273	133,44		97,433
5	94,923	130,094		98,516
6	97,112	132,283		104,564
7	94,923	130,094		109,023

Таким чином, усі рекомендовані перерізи проводів ПЛ електричної мережі повністю відповідають вимогам технічних обмежень першої і другої групи післяаварійних режимів роботи. Обрані перерізи проводів приймаємо до подальшого розрахунку.

4.4 Розрахунок параметрів схеми заміщення ЛЕП

Для спорудження ПЛ проектованої електричної мережі слід використовувати сталеалюмінієві проводи перерізом 70, 120 та $240\,мм^2$. Значення погонного активного опору для всіх перерізів буде мати значення:

$F_{70} = 68 мм^2$ - площа поперечного перерізу алюмінієвої частини проводу перерізом 70 $мм^2$;

$F_{120} = 118 мм^2$ - площа поперечного перерізу алюмінієвої частини проводу перерізом $120\,мм^2$;

$F_{240} = 244 мм^2$ - площа поперечного перерізу алюмінієвої частини проводу перерізом $240\,мм^2$;

$\rho = 28,5 \frac{Ом \cdot мм^2}{км}$ – питомий опір алюмінію;

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

$$r_{0120} = \frac{\rho}{F_{120}} = \frac{28,5}{118} = 0,242\ \frac{Ом}{км};$$

$$r_{0240} = \frac{\rho}{F_{240}} = \frac{28,5}{244} = 0,117\ \frac{Ом}{км};$$

Значення погонного реактивного опору для всіх перерізів буде мати вигляд:

$d_{70} = 11,4 мм$ – діаметр у фазі перерізом $70\,мм^2$;

$d_{120} = 15,2 мм$ – діаметр у фазі перерізом $120\,мм^2$;

$d_{240} = 21,6 мм$ – діаметр у фазі перерізом $240\,мм^2$;

$D_{ср} = 5000 мм$ – середньо геометрична відстань між фазними проводами;

$\mu = 1$ – магнітна проникність матеріалу для проводів з кольорового металу;

$$x_{070} = 0{,}145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right) + 0{,}016 \cdot \mu = 0{,}145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 5000}{11{,}4}\right) + 0{,}016 \cdot 1 =$$

$$= 0{,}443 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_{0120} = 0{,}145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right) + 0{,}016 \cdot \mu = 0{,}145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 5000}{15{,}2}\right) + 0{,}016 \cdot 1 =$$

$$= 0{,}425 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_{0240} = 0{,}145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{240}}\right) + 0{,}016 \cdot \mu = 0{,}145 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 5000}{21{,}6}\right) + 0{,}016 \cdot 1 =$$

$$= 0{,}403 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

Значеннями погонної активної провідності для мережі класом напруги 110кВ нехтуємо, оскільки значення втрат потужності на корону для ПЛ такого класу напруги незначні.

Значення погонної ємнісної реактивної провідності для всіх перерізів буде мати значення:

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

$$b_{0120} = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{120}}\right)} = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot 5000}{15{,}2}\right)} = 2{,}69 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

$$b_{0240} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot D_{ср}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,844 \cdot 10^{-6} \ \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

Значення активного, індуктивного реактивного та повного опорів будуть мати наступні значення:

$n_0 = 1$ – кількість ланцюгів в лінії для усіх ділянок схеми;

- для ділянки 0-1:
-

$$r_{л01} = \frac{r_{0240} \cdot L_{01}}{n_0} = \frac{0,118 \cdot 37}{1} = 4,322 \text{ Ом};$$

$$x_{л01} = \frac{x_{0240} \cdot L_{01}}{n_0} = \frac{0,403 \cdot 37}{1} = 14,893 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{л01} = r_{л01} + jx_{л01} = 4,322 + j14,893 \text{ Ом};$$

Значення активної, ємнісної реактивної та повної провідностей будуть мати наступні значення:

$$g_{л01} = 0 \text{ См};$$

$$b_{л01} = n_0 \cdot b_{0240} \cdot L_{01} = 1 \cdot 2,844 \cdot 10^{-6} \cdot 37 = 1,052 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

Аналогічний розрахунок проводимо для інших ділянок схеми. Дані занесено в табл. 4.11.

Розрахунок параметрів схеми заміщення силових трансформаторів.

Активний та реактивні опори обмоток силових трансформаторів буде мати наступне значення:

- для пункту 1:
-

$$r_{тв1} = \frac{\Delta P_{к1} \cdot U_{вн1}^2 \cdot 10^{-3}}{S_{н1}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{25000^2} = 1,481 \text{ Ом};$$

$$r_{тс1} = r_{тв1} = 1,481 \text{ Ом};$$

$$r_{тн1} = r_{тв1} = 1,481 \text{ Ом};$$

$$x_{тв1} = \frac{10 \cdot U_{вн1}^2 \cdot U_{кв1}}{S_{н1}} = \frac{10 \cdot 115^2 \cdot 10,75}{25000} = 56,867 \text{ Ом};$$

$$x_{тс1} = \frac{10 \cdot U_{вн1}^2 \cdot U_{кс1}}{S_{н1}} = \frac{10 \cdot 115^2 \cdot 0}{25000} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{тн1} = \frac{10 \cdot U_{вн1}^2 \cdot U_{кн1}}{S_{н1}} = \frac{10 \cdot 115^2 \cdot 6,75}{25000} = 35,708 \text{ Ом};$$

Активний та реактивні опори обмоток блоку силових трансформаторів буде мати наступне значення:

n=2 – кількість трансформаторів

- для пункту 5:
-

$$r_{бт5} = \frac{r_{т5}}{n} = \frac{7,935}{2} = 3,967 \text{ Ом};$$

$$x_{бт1} = \frac{x_{т1}}{n} = \frac{138,863}{2} = 69,431 \text{ Ом};$$

- для пункту 2:

$$r_{бтв2} = \frac{r_{тв2}}{n} = \frac{1,482}{2} = 0,741 \text{ Ом};$$

$$r_{бтс2} = r_{бтв2} = 0,741 \text{ Ом};$$

$$r_{бтн2} = r_{бтв2} = 0,741 \text{ Ом};$$

$$x_{бтв2} = \frac{x_{тв2}}{n} = \frac{56,868}{2} = 28,434 \text{ Ом};$$

$$x_{бтс2} = \frac{x_{тс2}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{бтн2} = \frac{x_{тн2}}{n} = \frac{35,708}{2} = 17,854 \text{ Ом};$$

Таблиця 4.11 – Параметри схем заміщення ЛЕП

Ділянка	Довжина, км	Переріз	Опір ЛЕП, Ом			Провідність ЛЕП, См		
			$r_л$	$x_л$	$Z_л$	$g_л$	$b_л \times 10^{-6}$	$Y_л \times 10^{-6}$
0-1	37	1x240	4,322	14,893	4,322+ j14,893	0	105,2	j105,2
1-2	30	1x240	4,672	16,1	4,672+j16,1	0	113,7	j113,7
0-7	32	1x240	3,855	13,283	3,855+ j13,283	0	93,84	j93,84
0-4	32	1x240	2,336	8,05	2,336+ j8,05	0	56,87	j56,87
2-3	23	1x120	5,555	9,767	5,555+ j9,767	0	61,68	j61,68
2-4	30	1x120	7,246	12,739	7,246+ j12,739	0	80,69	j80,69
3-4	20	1x120	7,004	12,314	7,004+ j12,314	0	78	j78
3-5	40	1x70	6,915	7,305	6,915+ j7,305	0	84,99	j84,99
5-6	30	1x70	12,154	12,84	12,154+ j12,84	0	74,69	j74,69
6-7	30	1x120	4,831	8,493	4,831+ j8,493	0	53,79	j53,79

Активна та реактивна провідність силових трансформаторів становить:

- для пункту 1:

$$g_{т1} = \frac{\Delta P_{х1} \cdot 10^{-3}}{U^2_{вн1}} = \frac{31 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,344 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{т1} = \frac{I_{х1} \cdot S_{н1} \cdot 10^{-5}}{U^2_{вн1}} = \frac{0,7 \cdot 25000 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -1,323 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

Активна та реактивна провідність блоку силових трансформаторів становить:

- для пункту 1:
-

$$g_{бт1} = n \cdot g_{т1} = 2 \cdot 2,344 \cdot 10^{-6} = 4,688 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{бт1} = n \cdot b_{т1} = 2 \cdot (-1,323 \cdot 10^{-6}) = -2,647 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

Повна провідність блоку силових трансформаторів становить:

- для пункту 1:
-

$$\underline{Y}_{бт1} = g_{бт1} + jb_{бт1} = 4,688 \cdot 10^{-6} - j2,647 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

Аналогічно розраховуємо для інших пунктів мережі. Отримані дані занесемо до табл. 4.12.

Таблиця 4.12 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення блоків силових трансформаторів електричної мережі

№	Опір блоку трансформаторів, Ом								Провідність блоку трансформаторів, См $\times 10^{-6}$		
	активний				реактивний						
	$r_{бт}$	$r_{бтв}$	$r_{бтс}$	$r_{бтн}$	$x_{бт}$	$x_{бтв}$	$x_{бтс}$	$x_{бтн}$	$g_{бт}$	$b_{бт}$	$Y_{бт}$
1	-	0,741	0,741	0,741	-	28,434	0	17,854	2,344	-13,23	2,344-j13,23
2	-	0,741	0,741	0,741	-	28,434	0	17,854	2,344	-13,23	2,344-j13,23
3	-	1,292	1,292	1,292	-	44,428	0	25,83	1,739	-12,1	1,739-j-12,1
4	-	0,741	0,741	0,741	-	28,434	0	17,854	2,344	-13,23	2,344-j13,23
5	3,967	-	-	-	-	69,431	-	-	1,059	-5,293	1,059-j5,293
6	-	1,292	1,292	1,292	-	44,428	0	25,83	1,739	-12,1	1,739-j-12,1
7	3,967	-	-	-	-	69,431	-	-	1,059	-5,293	1,059-j5,293

4.5 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі

Виконаємо розрахунок приведених навантажень усіх пунктів електричної мережі. Для цього визначимо величини активних та реактивних втрат потужності у повздовжніх опорах блоків двообмоткових та трьох обмоткових силових трансформаторів

Попередньо виконаємо розрахунок коефіцієнтів завантаження обмоток блоків силових трансформаторів

n=2 – кількість трансформаторів

- для пункту 5 (двообмотковий трансформатор):
-

$$\beta_5 = \frac{\sqrt{P_{5нн}^2 + Q_{5нн}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{н5}} = \frac{\sqrt{6^2 + (-4{,}188)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0{,}36$$

- для пункту 2 (трьохобмотковий трансформатор):
-

$$\beta_{вн2} = \frac{\sqrt{P_{2вн}^2 + Q_{2вн}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{н1}} = \frac{\sqrt{26^2 + (-17{,}211)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0{,}624$$

$$\beta_{сн2} = \frac{\sqrt{P_{2сн}^2 + Q_{2сн}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{н1}} = \frac{\sqrt{18^2 + (-11{,}627)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0{,}429$$

$$\beta_{нн2} = \frac{\sqrt{P_{2нн}^2 + Q_{2нн}^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{н1}} = \frac{\sqrt{8^2 + (-5{,}584)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0{,}195$$

Розрахуємо величини активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку силових трансформаторів:

- для пункту 5 (двообмотковий трансформатор):
-

$$\Delta P_{mz1} = n \cdot \beta_1^2 \cdot \Delta P_{k1} = 2 \cdot 0{,}36^2 \cdot 60 = 16{,}062 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mz1} = -n \cdot S_{н1} \cdot \beta_1^2 \cdot U_{k1} \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 25000 \cdot 0,36^2 \cdot 10,5 \cdot 10^{-2} = -281,083 \text{ кВар};$$

- для пункту 2 (трьохобмотковий трансформатор):
-

$$\Delta P_{mz2} = \frac{n \cdot \Delta P_{k2}}{2} \cdot (\beta_{вн2}^2 + \beta_{сн2}^2 + \beta_{нн2}^2) =$$

$$= \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0,624^2 + 0,429^2 + 0,195^2) = 85,488 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mz2} = -n \cdot S_{н2} \cdot (\beta_{вн2}^2 \cdot U_{кв2} + \beta_{сн2}^2 \cdot U_{кс2} + \beta_{нн2}^2 \cdot U_{кн2}) \cdot 10^{-2} =$$

$$= -2 \cdot 25000(0,624^2 \cdot 10,75 + 0,429^2 \cdot 0 + 0,195^2 \cdot 6,75) \cdot 10^{-2} =$$

$$= -2,219 \cdot 10^3 \text{ кВАр};$$

Розрахуємо значення приведених навантажень:

- для пункту 1:
-

$$\dot{S}_{пр1} = \dot{S}_{1\max} + (\Delta P_{mz1} + j\Delta Q_{mz1}) \cdot 10^{-3} = 27 - j17,805 + (94,403 - j2,347 \cdot 10^3) \cdot 10^{-3} =$$
$$= 27,094 - j20,152 \text{ МВА};$$

Аналогічно виконуємо розрахунки для інших пунктів мережі. Отримані результати занесемо до табл. 4.13.

Таблиця 4.13 – Результати розрахунку приведених навантажень пунктів схеми

№	Задана потужність, МВА	Втрати потужності в опорах блоку трансформаторів		Приведена потужність пункту, МВА
		ΔP_{Tz}, кВт	ΔQ_{Tz}, кВАр	
1	27-j17,805	94,403	-2347	27,094-j20,152
2	26-j17,211	85,488	-2219	26,085-j19,43
3	16-j10,439	63,35	-1238	16,063-j11,677
4	26-j17,107	88,988	-2155	26,089-j19,262
5	6-j4,188	16,062	-281,083	6,016-j4,469
6	16-j10,543	58,109	-1280	16,058-j11,823
7	6-j4,188	16,062	-281,083	6,016-j4,469

Значення еквівалентних провідностей пунктів електричної мережі становитимуть:

$$\underline{Y}_1 = 0,5(\underline{Y}_{л01} + \underline{Y}_{л12}) + \underline{Y}_{бт1} = 0,5 \cdot (j105,2 \cdot 10^{-6} + j113,7 \cdot 10^{-6}) + 4,688 \cdot 10^{-6} -$$
$$- j2,647 \cdot 10^{-5} = 4,688 \cdot 10^{-6} + j8,302 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_2 = 0,5(\underline{Y}_{л12} + \underline{Y}_{л23} + \underline{Y}_{л24}) + \underline{Y}_{бт2} = 0,5 \cdot (j113,7 \cdot 10^{-6} + j61,86 \cdot 10^{-6} + j80,69 \cdot 10^{-6}) +$$
$$4,688 \cdot 10^{-6} - j2,647 \cdot 10^{-5} = 4,688 \cdot 10^{-6} + j1,017 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_3 = 0,5(\underline{Y}_{л23} + \underline{Y}_{л35} + \underline{Y}_{л34}) + \underline{Y}_{бт3} = 0,5 \cdot (j61,86 \cdot 10^{-6} + j84,99 \cdot 10^{-6} + j78 \cdot 10^{-6}) +$$
$$+3,478 \cdot 10^{-6} - j2,42 \cdot 10^{-6} = 3,478 \cdot 10^{-6} + j8,823 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_4 = 0,5(\underline{Y}_{л04} + \underline{Y}_{л24} + \underline{Y}_{л34}) + \underline{Y}_{бт4} = 0,5 \cdot (j56,87 \cdot 10^{-6} + j80,69 \cdot 10^{-6} + j78 \cdot 10^{-6}) +$$
$$+4,688 \cdot 10^{-6} - j2,647 \cdot 10^{-5} = 4,688 \cdot 10^{-6} + j8,132 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_5 = 0,5(\underline{Y}_{л35} + \underline{Y}_{л56}) + \underline{Y}_{бт5} = 0,5 \cdot (j84,99 \cdot 10^{-6} + j74,69 \cdot 10^{-6}) + 2,117 \cdot 10^{-6} -$$
$$- j1,059 \cdot 10^{-5} = 2,117 \cdot 10^{-6} + j6,926 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_6 = 0,5(\underline{Y}_{л56} + \underline{Y}_{л67}) + \underline{Y}_{бт6} = 0,5 \cdot (j74,69 \cdot 10^{-6} + j53,79 \cdot 10^{-6}) + 3,478 \cdot 10^{-6} -$$
$$- j2,42 \cdot 10^{-5} = 3,478 \cdot 10^{-6} + j4,005 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_7 = 0,5(\underline{Y}_{л07} + \underline{Y}_{л67}) + \underline{Y}_{бт7} = 0,5 \cdot (j93,84 \cdot 10^{-6} + j53,79 \cdot 10^{-6}) + 2,117 \cdot 10^{-6} -$$
$$- j1,059 \cdot 10^{-6} = 2,117 \cdot 10^{-6} + j6,323 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

Еквівалентна провідність БП складає:

$$\underline{Y}_{БП} = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л01} + \underline{Y}_{л07} + \underline{Y}_{л04}) = 0,5 \cdot (j105,2 \cdot 10^{-6} + j93,84 \cdot 10^{-6} + j56,87 \cdot 10^{-6}) =$$
$$= j1,28 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

4.6 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальних навантаженнях

Визначимо значення взаємних провідностей вузлів схеми електричної мережі:

$$\underline{Y}_{01} = \frac{1}{\underline{Z}_{л01}} = \frac{1}{4,322 + j14,893} = 0,018 - j0,062 \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{12} = \frac{1}{\underline{Z}_{л12}} = \frac{1}{4,672 + j16,1} = 0,017 - j0,057 \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{04} = \frac{1}{\underline{Z}_{л04}} = \frac{1}{2,336 + j8,05} = 0,033 - j0,115 \text{См};$$

$$\underline{Y}_{07} = \frac{1}{\underline{Z}_{л07}} = \frac{1}{3,855 + j13,283} = 0,02 - j0,069 \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{56} = \frac{1}{\underline{Z}_{л56}} = \frac{1}{12,154 + j12,84} = 0,039 - j0,041 \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{23} = \frac{1}{\underline{Z}_{л23}} = \frac{1}{5,555 + j9,767} = 0,044 - j0,077 \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{24} = \frac{1}{\underline{Z}_{л24}} = \frac{1}{7,246 + j12,739} = 0,034 - j0,059 \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{34} = \frac{1}{\underline{Z}_{л34}} = \frac{1}{7,004 + j12,314} = 0,035 - j0,061 \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{35} = \frac{1}{\underline{Z}_{л35}} = \frac{1}{6,915 + j7,305} = 0,068 - j0,072 \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{67} = \frac{1}{\underline{Z}_{л67}} = \frac{1}{4,831 + j8,493} = 0,051 - j0,089 \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{10} = \underline{Y}_{01} \quad \underline{Y}_{21} = \underline{Y}_{12} \quad \underline{Y}_{32} = \underline{Y}_{23} \quad \underline{Y}_{70} = \underline{Y}_{07} \quad \underline{Y}_{43} = \underline{Y}_{34}$$

$$\underline{Y}_{53} = \underline{Y}_{35} \quad \underline{Y}_{40} = \underline{Y}_{04} \quad \underline{Y}_{42} = \underline{Y}_{24} \quad \underline{Y}_{65} = \underline{Y}_{56} \quad \underline{Y}_{76} = \underline{Y}_{67}$$

Визначимо значення власних провідностей вузлів схеми електричної мережі:

$\underline{Y}_{11} = -(\underline{Y}_{10} + \underline{Y}_{12}) = -(0,018 - j0,062 + 0,017 - j0,057) = -0,035 + j0,119$ См;

$\underline{Y}_{22} = -(\underline{Y}_{21} + \underline{Y}_{23} + \underline{Y}_{24}) = -(0,017 - j0,057 + 0,044 - j0,077 + 0,034 - j0,059) =$
$= -0,094 + j0,194$ См;

$\underline{Y}_{33} = -(\underline{Y}_{32} + \underline{Y}_{34} + \underline{Y}_{35}) = -(0,044 - j0,077 + 0,035 - j0,061 + 0,068 - j0,072) =$
$= -0,147 + j0,211$ См;

$\underline{Y}_{44} = -(\underline{Y}_{40} + \underline{Y}_{42} + \underline{Y}_{43}) = -(0,033 - j0,115 + 0,034 - j0,059 + 0,035 - j0,061) =$
$= -0,102 + j0,235$ См;

$\underline{Y}_{55} = -(\underline{Y}_{53} + \underline{Y}_{56}) = -(0,068 - j0,072 + 0,039 - j0,041) = -0,107 + j0,113$ См;

$\underline{Y}_{66} = -(\underline{Y}_{65} + \underline{Y}_{67}) = -(0,039 - j0,041 + 0,051 - j0,089) = -0,089 + j0,13$ См;

$\underline{Y}_{77} = -(\underline{Y}_{70} + \underline{Y}_{76}) = -(0,02 - j0,069 + 0,051 - j0,089) = -0,071 + j0,158$ См;

Задамо початкові значення напруги у вузлах схеми електричної мережі:

$U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = U_6 = U_7 = 110$ кВ;

Складемо систему рівнянь для схеми електричної мережі:

$$\underline{Y}_{10} \cdot U_0 + \underline{Y}_{11} \cdot \dot{U}_1 + \underline{Y}_{12} \cdot \dot{U}_2 = \frac{\dot{S}_{1рез.\max}}{\overline{U}_1}$$

$$\underline{Y}_{21} \cdot U_1 + \underline{Y}_{23} \cdot \dot{U}_3 + \underline{Y}_{22} \cdot \dot{U}_2 + \underline{Y}_{24} \cdot \dot{U}_4 = \frac{\dot{S}_{2рез.\max}}{\overline{U}_2}$$

$$\underline{Y}_{32} \cdot \dot{U}_2 + \underline{Y}_{33} \cdot \dot{U}_3 + \underline{Y}_{34} \cdot \dot{U}_4 + \underline{Y}_{35} \cdot \dot{U}_5 = \frac{\dot{S}_{3рез.\max}}{\overline{U}_3}$$

$$\underline{Y}_{40} \cdot U_0 + \underline{Y}_{42} \cdot \dot{U}_2 + \underline{Y}_{43} \cdot \dot{U}_3 = \frac{\dot{S}_{4рез.\max}}{\overline{U}_4}$$

$$\underline{Y}_{53} \cdot \dot{U}_3 + \underline{Y}_{55} \cdot \dot{U}_5 + \underline{Y}_{56} \cdot \dot{U}_6 = \frac{\dot{S}_{5рез.\max}}{\overline{U}_5}$$

$$\underline{Y}_{65} \cdot \dot{U}_5 + \underline{Y}_{66} \cdot \dot{U}_6 + \underline{Y}_{67} \cdot \dot{U}_7 = \frac{\dot{S}_{6рез.\max}}{\overline{U}_6}$$

$$\underline{Y}_{70} \cdot U_0 + \underline{Y}_{76} \cdot \dot{U}_6 + \underline{Y}_{77} \cdot \dot{U}_7 = \frac{\dot{S}_{7рез.\max}}{\overline{U}_7}$$

Звідси отримуємо вирази для розрахунку значень напруги у вузлах схеми мережі:

$$\dot{U}_1^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{11}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{1рез.\max}^{(i)}}{\dot{U}_1^{(i-1)}} - \underline{Y}_{10} \cdot U_0 - \underline{Y}_{12} \cdot \dot{U}_2^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_2^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{22}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{2рез.\max}^{(i)}}{\dot{U}_2^{(i-1)}} - \underline{Y}_{21} \cdot \dot{U}_1^{(i)} - \underline{Y}_{24} \cdot \dot{U}_4^{(i-1)} - \underline{Y}_{23} \cdot \dot{U}_3^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_3^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{33}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{3рез.\max}^{(i)}}{\dot{U}_3^{(i-1)}} - \underline{Y}_{32} \cdot \dot{U}_2^{(i)} - \underline{Y}_{34} \cdot \dot{U}_4^{(i-1)} - \underline{Y}_{35} \cdot \dot{U}_5^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_4^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{44}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{4рез.\max}^{(i)}}{\dot{U}_4^{(i-1)}} - \underline{Y}_{40} \cdot U_0 - \underline{Y}_{42} \cdot \dot{U}_2^{(i)} - \underline{Y}_{43} \cdot \dot{U}_3^{(i)}\right)$$

$$\dot{U}_5^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{55}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{5рез.\max}^{(i)}}{\dot{U}_5^{(i-1)}} - \underline{Y}_{53} \cdot \dot{U}_3^{(i)} - \underline{Y}_{56} \cdot \dot{U}_6^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_6^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{66}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{6рез.\max}^{(i)}}{\dot{U}_6^{(i-1)}} - \underline{Y}_{65} \cdot \dot{U}_5^{(i)} - \underline{Y}_{67} \cdot \dot{U}_7^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_7^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{77}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{7рез.\max}^{(i)}}{\dot{U}_7^{(i-1)}} - \underline{Y}_{70} \cdot U_0 - \underline{Y}_{76} \cdot \dot{U}_6^{(i)}\right)$$

1 ітерація

Розрахуємо результуюче навантаження в пунктах схеми мережі:

$$\dot{S}_{1рез.\max} = \dot{S}_{пр1} + \underline{Y}_1 \cdot \dot{U}_1^2 = 27{,}094 - j20{,}152 + (4{,}688 \cdot 10^{-6} + j8{,}302 \cdot 10^{-5}) \cdot 110^2 =$$
$$= 27{,}151 - j19{,}148\,\text{MBA};$$

Розрахунок для інших пунктів проводиться аналогічно. Результати зведено в табл. 4.14

Визначимо значення напруги у пунктах схеми:

$$\dot{U}_1^{(1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{11}} \cdot (\frac{\dot{S}_{1рез.\max}^{(1)}}{\dot{U}_1^{(0)}} - \underline{Y}_{10} \cdot U_0 - \underline{Y}_{12} \cdot \dot{U}_2^{(0)}) = \frac{1}{-0,035 + j0,119} \cdot \left(\frac{10,07 - j7,057}{\overline{110}} - \right.$$

$$\left. -(0,018 - j0,062) \cdot 115 - (0,017 - j0,057) \cdot 110 \right) = 110,697 - j1,519 \text{ кВ};$$

Таблиця 4.14 – Результуюче навантаження пунктів схеми

Пункт №	$\dot{S}_{рез.\max}$, МВА
1	27,151-j19,148
2	26,142-j18,199
3	16,105-j10,609
4	26,146-j18,278
5	6,042-j3,631
6	16,1-j11,339
7	6,041-j3,718

$$\dot{U}_2^{(1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{22}} \cdot (\frac{\dot{S}_{2рез.\max}^{(1)}}{\dot{U}_2^{(0)}} - \underline{Y}_{21} \cdot \dot{U}_1^{(1)} - \underline{Y}_{23} \cdot \dot{U}_3^{(0)} - \underline{Y}_{24} \cdot \dot{U}_4^{(0)}) =$$

$$= \frac{1}{-0,094 + j0,194} \cdot \left(\frac{18,113 - j12,323}{\overline{110}} - (0,017 - j0,057) \cdot (110,697 - j1,519) - \right.$$

$$\left. -(0,044 - j0,077) \cdot 110 - (0,034 - j0,059) \cdot 110 \right) = 108,947 - j1,102 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3^{(1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{33}} \cdot (\frac{\dot{S}_{3рез.\max}^{(1)}}{\dot{U}_3^{(0)}} - \underline{Y}_{32} \cdot \dot{U}_2^{(1)} - \underline{Y}_{34} \cdot \dot{U}_4^{(0)} - \underline{Y}_{35} \cdot \dot{U}_5^{(0)}) =$$

$$= \frac{1}{-0,147 + j0,211} \cdot \left(\frac{21,116 - j14,733}{\overline{110}} - \frac{(0,044 + j0,077) \cdot (108,947 - j1,102) - }{-(0,035 + j0,061) \cdot 110 - (0,068 + j0,072) \cdot 110} \right) =$$

$$= 108,969 - j0,598 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4^{(1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{44}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{4рез.\max}^{(1)}}{\dot{U}_4^{(0)}} - \underline{Y}_{40} \cdot U_0 - \underline{Y}_{42} \cdot \dot{U}_2^{(1)} - \underline{Y}_{43} \cdot \dot{U}_3^{(1)}\right) = \frac{1}{-0{,}102 + j0{,}235} \cdot \left(\frac{33{,}158 - j23{,}335}{\overline{110}} - \right.$$

$$\left. \begin{array}{l} -(0{,}033 - j0{,}115) \cdot 115 - (0{,}034 - j0{,}059) \cdot (108{,}947 - j1{,}102) - \\ -(0{,}035 - j0{,}061) \cdot (108{,}969 - j0{,}598) \end{array} \right) = 110{,}834 - j1{,}403 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_5^{(1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{55}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{5рез.\max}^{(1)}}{\dot{U}_5^{(1)}} - \underline{Y}_{53} \cdot \dot{U}_3^{(1)} - \underline{Y}_{56} \cdot \dot{U}_6^{(0)}\right) = \frac{1}{-0{,}107 + j0{,}113} \cdot \left(\frac{22{,}118 - j15{,}645}{\overline{110}} - \right.$$

$$\left. -(0{,}068 - j0{,}072) \cdot (108{,}969 - j0{,}598) - (0{,}039 - j0{,}041) \cdot 110 \right) = 108{,}947 - j0{,}491 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_6^{(1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{66}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{6рез.\max}^{(1)}}{\dot{U}_6^{(0)}} - \underline{Y}_{65} \cdot \dot{U}_5^{(1)} - \underline{Y}_{67} \cdot \dot{U}_7^{(0)}\right) = \frac{1}{-0{,}089 + j0{,}13} \cdot \left(\frac{21{,}115 - j14{,}713}{\overline{110}} - \right.$$

$$\left. -(0{,}039 - j0{,}041) \cdot (108{,}947 - j0{,}491) - (0{,}051 - j0{,}089) \cdot 110 \right) = 107{,}96 - j0{,}572 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_7^{(1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{77}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{7рез.\max}^{(1)}}{\dot{U}_7^{(0)}} - \underline{Y}_{70} \cdot U_0 - \underline{Y}_{76} \cdot \dot{U}_6^{(1)}\right) = \frac{1}{-0{,}071 + j0{,}158} \cdot \left(\frac{10{,}07 - j7{,}057}{\overline{110}} - \right.$$

$$\left. -(0{,}02 - j0{,}069) \cdot 115 - (0{,}051 - j0{,}089) \cdot (107{,}96 - j0{,}572) \right) = 110{,}589 - j0{,}95 \text{ кВ};$$

Виконаємо перевірку збіжності ітераційного процесу:

$$\delta S_1 = \left| \dot{S}_{1рез.\max} - \left(\underline{Y}_{10} \cdot U_0 + \underline{Y}_{12} \cdot \dot{U}_2 + \underline{Y}_{11} \cdot \dot{U}_1 \right) \cdot \overline{U}_1 \right| =$$

$$= \left| 10{,}07 - j6{,}224 - \left((0{,}018 - j0{,}062) \cdot 115 + (0{,}017 - j0{,}057) \cdot (108{,}947 - j1{,}102) + \right. \right.$$

$$\left. \left. + (-0{,}035 + j0{,}119) \cdot (110{,}697 - j1{,}519) \right) \cdot (110{,}697 + j1{,}519) \right| = 9{,}799 \text{ МВА};$$

Виконуємо аналогічні розрахунки, поки не досягнемо заданої точності.

Результати 1-ї, 2-ї та останньої ітерації занесено в табл. 4.15.

Отже, бачимо, що на 28-й ітерації задана точність $\varepsilon = 0{,}01$ досягнута. Подальший ітераційний розрахунок можна припинити.

Таблиця 4.15 – Результати ітераційного розрахунку

Ітерація	$\dot{U}_{1\max}$, кВ	$\dot{U}_{2\max}$, кВ	$\dot{U}_{3\max}$, кВ	$\dot{U}_{4\max}$, кВ	$\dot{U}_{5\max}$, кВ	$\dot{U}_{6\max}$, кВ	$\dot{U}_{7\max}$, кВ	$\delta S_{\max}$, МВА
1	110,697-j1,519	108,947-j1,102	108,969-j0,598	110,834-j1,403	108,947-j0,491	107,96-j0,572	110,589-j0,95	19,954
2	110,182-j2,015	108,647-j1,907	108,65-j1,517	110,718-j1,87	107,998-j1,283	108,604-j1,606	111,03-j1,516	16,783
28	109,803-j3,621	108,252-j3,395	108,302-j3,396	110,666-j3,349	108,324-j4,302	109,495-j3,869	111,682-j2,788	0,01

Остаточно результуюче навантаження в пунктах схеми мережі становитиме:

$$\dot{S}_{1рез.\max} = \dot{S}_{пр1} + \underline{Y}_1 \cdot \dot{U}^2_{1\max} = 27,094 - j20,152 + (4,688 \cdot 10^{-6} + j8,302 \cdot 10^{-5}) \cdot$$
$$\cdot (109,803 - j3,621)^2 = 27,217 - j19,156 \text{ МВА};$$

Виконуємо аналогічний розрахунок для інших пунктів схеми. Результати занесено в табл. 4.16.

Струморозподіл по ділянках схеми електричної мережі при максимальних навантаженнях становитиме:

$$\dot{I}_{01\max} = (U_0 - \dot{U}_{1\max}) \cdot \underline{Y}_{01} = (115 - 109,803 + j3,621) \cdot (0,018 - j0,062) =$$
$$= 0,147 - j0,109 \text{ кА};$$

Струмове навантаження складе:

$$\dot{I}_{01} = \frac{\left|\dot{I}_{01\max}\right| \cdot 1000}{\sqrt{3}} = \frac{\left|0,147 - j0,109\right| \cdot 1000}{\sqrt{3}} = 235,845 \text{ А};$$

Таблиця 4.16 – Остаточне результуюче навантаження в пунктах схеми

Пункт №	$\dot{S}_{рез.\max}$, МВА
1	27,217-j19,156
2	26,239-j18,245
3	16,188-j10,647
4	26,207-j18,27
5	6,105-j3,66
6	16,134-j11,347
7	6,082-j3,682

Струмові навантаження решти ділянок схеми розраховуються аналогічно. Результати розрахунку представлені в табл. 4.17.

Таблиця 4.17 – Струмові навантаження ділянок схеми в режимі максимальних навантажень

Ділянка	Переріз F, $мм^2$	Струмове навантаження I, А	Тривалий допустимий струм, Ідоп , А
0-1	1x240	235,845	610
1-2	1x240	61,297	610
0-4	1x240	377,243	610
0-7	1x240	180,91	610
2-3	1x120	5,674	390
2-4	1x120	105,283	390
3-4	1x120	105,398	390
3-5	1x70	5,555	265
5-6	1x70	40,75	265
6-7	1x120	144,176	390

Визначимо значення потоків потужності на початку і в кінці ділянок схеми мережі:

- для ділянки 0-1:
-

$$\dot{S}_{н01\max} = \dot{I}_{01\max} \cdot U_0 = (0,318 - j0,257) \cdot 115 = 36,534 - j29,531 \text{МВА};$$

$$\dot{S}_{к01\max} = \dot{I}_{01\max} \cdot \overline{\dot{U}}_{1\max} = (0,318 - j0,257) \cdot (109,803 + j3,621) = 35,813 - j27,046 \text{ МВА};$$

Потоки потужностей по інших ділянках розраховуємо аналогічно. Результати розрахунку представлені в табл. 4.18.

Таблиця 4.18 – Потоки потужностей по ділянках схеми

Ділянки	$\dot{S}_{н\max}$, МВА	$\dot{S}_{к\max}$, МВА
0-1	36,534-j29,531	35,813-j27,046
1-2	8,594-j7,886	8,542-j7,05
0-7	29,951-j20,036	29,572-j18,732
4-2	16,885-j11,069	16,644-j10,645
3-2	1,061+j0,097	1,06-j0,098
0-4	60,697-j44,296	59,699-j40,859
5-3	0,884+j0,554	0,883+j0,554
4-3	16,607-j11,52	16,374-j11,11
6-5	7,053-j3,171	6,992-j3,108
7-6	23,491-j15,05	23,189-j14,52

Модулі напруг у вузлах схеми при максимальних навантаженнях станвлять:

$$U_{1\max} = \left|\dot{U}^{28}_{1\max}\right| = \left|109,803 - j3,621\right| = 109,862 \text{ кВ};$$

$$U_{2\max} = \left|\dot{U}^{28}_{2\max}\right| = \left|108,252 - j4,495\right| = 108,345 \text{ кВ};$$

$$U_{3\max} = \left|\dot{U}^{28}_{3\max}\right| = \left|108,302 - j4,4396\right| = 108,391 \text{ кВ};$$

$$U_{4\max} = \left|\dot{U}^{28}_{4\max}\right| = \left|110,666 - j3,349\right| = 110,717 \text{ кВ};$$

$$U_{5\max} = \left|\dot{U}^{28}_{5\max}\right| = \left|108,324 - j4,302\right| = 108,41 \text{ кВ};$$

$$U_{6\max} = \left|\dot{U}^{28}_{6\max}\right| = \left|109,495 - j3,869\right| = 109,563 \text{ кВ};$$

$$U_{7\max} = \left|\dot{U}^{28}_{7\max}\right| = \left|111,682 - j2,788\right| = 111,717 \text{ кВ};$$

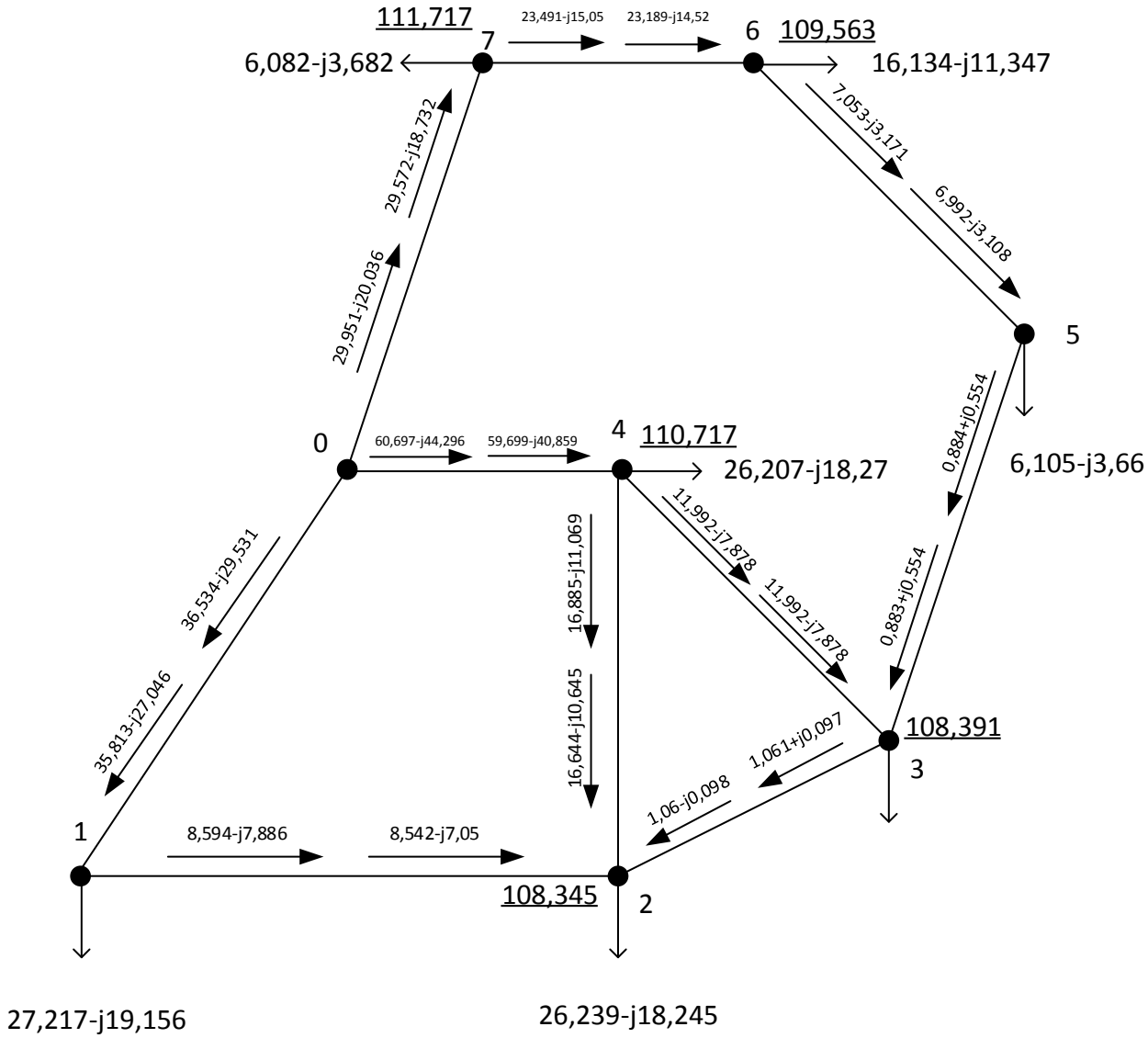
Визначимо значення потужності балансуючого пункту:

$$\dot{S}_{БП\max} = \left(\dot{I}_{01\max} + \dot{I}_{07\max} + \dot{I}_{04\max}\right)\cdot U_0 + Y_{БП}\cdot U_0^2 =$$
$$= \left(0,318 - j0,257 + 0,26 - j0,174 + 0,528 - j0,385\right)\cdot 115 +$$
$$+ j1,28\cdot 10^{-4}\cdot 115 = 127,182 - j92,171 \text{MBA};$$

Розрахуємо значення сумарних втрат потужності в схемі електричної мережі:

$$\Delta\dot{S}_{\Sigma\max} = \dot{S}_{БП\max} - \dot{S}_{\Sigma рез\max} = 127,182 - j92,171 - 124,172 + j85,006 =$$
$$= 3,01 - j7,165 \text{MBA};$$

Результуючий потокорозподіл зображено на рис. 4.5.



$$\Delta \dot{S}_{\Sigma \max} = 3,01 - j7,165 MBA$$

Рисунок 4.6 – Режимні параметри електричної мережі в режимі максимальних навантажень

4.7 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при мінімальних навантаженнях

Навантаження у режимі мінімальних навантажень знаходяться як навантаження, задані для режиму максимальних навантажень, помножених на коефіцієнт зниження навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень. Визначимо значення навантажень у вузлах схеми при мінімальних навантаженнях. Результати занесено в табл. 4.19.

Таблиця 4.19 – Навантаження у пунктах схеми

Пункти	$P_{сн\min}$, МВт	$P_{нн\min}$, МВт	$Q_{сн\min}$, МВАр	$Q_{нн\min}$, МВАр
1	12,6	4,41	-8,139	-3,078
2	11,34	5,04	-7,325	-3,518
3	8,82	1,26	-5,697	-0,879
4	12,6	3,78	-8,139	-2,638
5	-	3,78	-	-2,638
6	7,56	2,52	-4,883	-1,759
7	-	3,78	-	-2,638

$$\dot{S}_{1\min} = (P_{1сн\min} + P_{1нн\min}) + j(Q_{1сн\min} + Q_{1нн\min}) = (12,6 + 4,41) +$$
$$+ j(-8,139 - 3,078) = 17,01 - j11,217\,\text{МВА};$$

Проводимо аналогічний розрахунок для інших пунктів схеми. Результати занесено в табл. 4.20.

Таблиця 4.20 – Повні навантаження пунктів схеми

Пункт №	$\dot{S}_{\min}$, МВА
1	17,01-j11,217
2	16,38-j10,843
3	10,08-j6,577
4	16,38-j10,777
5	3,78-j2,638
6	10,08-j6,642
7	3,78-j2,638

Виконаємо розрахунок коефіцієнтів завантаження обмоток блоків силових трансформаторів:

n=2 – кількість трансформаторів

- для пункту 5 (двообмотковий трансформатор):
-

$$\beta_{5\min} = \frac{\sqrt{(P_{5нн\min})^2 + (Q_{5нн\min})^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{н5}} = \frac{\sqrt{3,78^2 + (-2,638)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 10000} = 0,23$$

- для пункту 2:
-

$$P_{2вн\min} = P_{2сн\min} + P_{2нн\min} = 11,34 + 5,04 = 16,38 MBm$$

$$Q_{2вн\min} = Q_{2сн\min} + Q_{2нн\min} = -7,325 - 3,518 = -10,843 MBAp$$

$$\beta_{2вн\min} = \frac{\sqrt{(P_{2вн\min})^2 + (Q_{2вн\min})^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{н2}} = \frac{\sqrt{(16,38)^2 + (-10,843)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,393$$

$$\beta_{2сн\min} = \frac{\sqrt{(P_{2сн\min})^2 + (Q_{2сн\min})^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{н2}} = \frac{\sqrt{(11,34)^2 + (-7,325)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,27$$

$$\beta_{2н\,н\min} = \frac{\sqrt{(P_{2нн\min})^2 + (Q_{2нн\min})^2} \cdot 10^3}{n \cdot S_{н2}} = \frac{\sqrt{(5,04)^2 + (-3,518)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 25000} = 0,123$$

Коефіцієнти завантаження інших блоків силових трансформаторів схеми визначаються аналогічно. Результати розрахунків представлені в табл. 4.21.

Таблиця 4.21 - Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження блоків силових трансформаторів

Номер пункту	Sн, МВА	Потік потужності по і-й обмотці						Коефіцієнти завантаження обмоток		
		Pi, МВА			Qi, Мвар					
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	НН	СН	ВН
1	25	17,01	12,6	4,41	-11,217	-8,139	-3,078	0108	0,3	0,408
2	25	16,38	11,34	5,04	-10,843	-7,325	-3,518	0,123	0,27	0,393
3	16	10,08	8,82	1,26	-6,577	-5,697	-0,879	0,048	0,328	0,376
4	25	16,38	12,6	3,78	-10,777	-8,139	-2,638	0,092	0,3	0,392
5	10	3,78	-	3,78	–2,638	-	-2,638	-	-	0,23
6	16	10,08	7,56	2,52	-6,642	-4,883	-1,759	0,096	0,281	0,377
7	10	3,78	-	3,78	–2,638	-	-2,638	-	-	0,23

Розрахуємо величини активних та реактивних втрат потужностей в опорах блоку силових трансформаторів:

- для пункту 5 (двообмотковий трансформатор):
-

$$\Delta P_{mz5\min} = n \cdot \beta_{5\min}^2 \cdot \Delta P_{k5} = 2 \cdot 0,23^2 \cdot 60 = 6,375 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mz5\min} = -n \cdot S_{н5} \cdot \beta_{5\min}^2 \cdot U_{k5} \cdot 10^{-2} = 2 \cdot 10000 \cdot 0,23^2 \cdot 10,5 \cdot 10^{-2} = -111,562 \text{ кВАр};$$

- для пункту 2 (трьохобмотковий трансформатор):

-

$$\Delta P_{mz2\min} = \frac{n \cdot \Delta P_{k2}}{2} \cdot (\beta^2_{2вн\min} + \beta^2_{2сн\min} + \beta^2_{2нн\min}) = \frac{2 \cdot 140}{2} \cdot (0,393^2 + 0,27^2 + 0,123^2) =$$
$$= 33,93 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mz2\min} = -n \cdot S_{н2} \cdot (\beta^2_{2вн\min} \cdot U_{кв2} + \beta^2_{2сн\min} \cdot U_{кс2} + \beta^2_{2нн\min} \cdot U_{кн2}) \cdot 10^{-2} =$$
$$= -2 \cdot 25000 \cdot (0,393^2 \cdot 10,75 + 0,27^2 \cdot 0 + 0,123^2 \cdot 6,75) \cdot 10^{-2} = -880,624 \text{ кВАр};$$

Розрахуємо значення приведених навантажень:

- для пункту 1:

-

$$\dot{S}_{пр1\min} = \dot{S}_{1\min} + (\Delta P_{mz1\min} + j\Delta Q_{mz1\min}) \cdot 10^{-3} = 17,01 - j11,217 + (37,469 - j931,643) \cdot 10^{-3} =$$
$$= 17,047 - j12,149 \text{ МВА};$$

Значення приведених навантажень інших пунктів розраховують аналогічно. Результати розрахунків представлені в табл. 4.22.

Таблиця 4.22 - Результати розрахунку приведених навантажень пунктів схеми

Номер пункту	Повна потужність Smin, МВА	Втрати потужності в опорах блоку силових трансформаторів		Приведена потужність пункту Sпр, МВА
		ΔPtz , кВт	ΔQtz , кВар	
1	17,01-j11,217	37,469	- 931,643	17,047-j12,149
2	16,38-j10,843	33,93	-880,624	16,414-j11,723
3	10,08-j6,577	25,144	-491,246	10,105-j7,068
4	16,38-j10,777	35,319	-855,262	16,415-j11,633
5	3,78-j2,638	6,375	-11,562	3,786-j2,75
6	10,08-j6,642	23,064	-507,994	10,103-j7,15
7	3,78-j2,638	6,375	-11,562	3,786-j2,75

Розрахунок режиму роботи мережі при мінімальних навантаженнях виконаємо, використовуючи метод Зейделя.

$$U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = U_6 = U_7 = 110 \text{ кВ};$$

Складемо систему рівнянь для схеми електричної мережі:

$$\underline{Y}_{10} \cdot U_0 + \underline{Y}_{11} \cdot \dot{U}_1 + \underline{Y}_{12} \cdot \dot{U}_2 = \frac{\dot{S}_{1рез.\min}}{\overline{\dot{U}}_1}$$

$$\underline{Y}_{21} \cdot U_1 + \underline{Y}_{23} \cdot \dot{U}_3 + \underline{Y}_{22} \cdot \dot{U}_2 + \underline{Y}_{24} \cdot \dot{U}_4 = \frac{\dot{S}_{2рез.\min}}{\overline{\dot{U}}_2}$$

$$\underline{Y}_{32} \cdot \dot{U}_2 + \underline{Y}_{33} \cdot \dot{U}_3 + \underline{Y}_{34} \cdot \dot{U}_4 + \underline{Y}_{35} \cdot \dot{U}_5 = \frac{\dot{S}_{3рез.\min}}{\overline{\dot{U}}_3}$$

$$\underline{Y}_{40} \cdot U_0 + \underline{Y}_{42} \cdot \dot{U}_2 + \underline{Y}_{43} \cdot \dot{U}_3 = \frac{\dot{S}_{4рез.\min}}{\overline{\dot{U}}_4}$$

$$\underline{Y}_{53} \cdot \dot{U}_3 + \underline{Y}_{55} \cdot \dot{U}_5 + \underline{Y}_{56} \cdot \dot{U}_6 = \frac{\dot{S}_{5рез.\min}}{\overline{\dot{U}}_5}$$

$$\underline{Y}_{65} \cdot \dot{U}_5 + \underline{Y}_{66} \cdot \dot{U}_6 + \underline{Y}_{67} \cdot \dot{U}_7 = \frac{\dot{S}_{6рез.\min}}{\overline{\dot{U}}_6}$$

$$\underline{Y}_{70} \cdot U_0 + \underline{Y}_{76} \cdot \dot{U}_6 + \underline{Y}_{77} \cdot \dot{U}_7 = \frac{\dot{S}_{7рез.\min}}{\overline{\dot{U}}_7}$$

Звідси отримуємо вирази для розрахунку значень напруги у вузлах схеми мережі:

$$\dot{U}_1^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{11}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{1рез.\min}^{(i)}}{\dot{U}_1^{(i-1)}} - \underline{Y}_{10} \cdot U_0 - \underline{Y}_{12} \cdot \dot{U}_2^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_2^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{22}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{2рез.\min}^{(i)}}{\dot{U}_2^{(i-1)}} - \underline{Y}_{21} \cdot \dot{U}_1^{(i)} - \underline{Y}_{24} \cdot \dot{U}_4^{(i-1)} - \underline{Y}_{23} \cdot \dot{U}_3^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_3^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{33}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{3рез.\min}^{(i)}}{\dot{U}_3^{(i-1)}} - \underline{Y}_{32} \cdot \dot{U}_2^{(i)} - \underline{Y}_{34} \cdot \dot{U}_4^{(i-1)} - \underline{Y}_{35} \cdot \dot{U}_5^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_4^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{44}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{4рез.\min}^{(i)}}{\dot{U}_4^{(i-1)}} - \underline{Y}_{40} \cdot U_0 - \underline{Y}_{42} \cdot \dot{U}_2^{(i)} - \underline{Y}_{43} \cdot \dot{U}_3^{(i)}\right)$$

$$\dot{U}_5^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{55}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{5рез.\min}^{(i)}}{\dot{U}_5^{(i-1)}} - \underline{Y}_{53} \cdot \dot{U}_3^{(i)} - \underline{Y}_{56} \cdot \dot{U}_6^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_6^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{66}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{6рез.\min}^{(i)}}{\dot{U}_6^{(i-1)}} - \underline{Y}_{65} \cdot \dot{U}_5^{(i)} - \underline{Y}_{67} \cdot \dot{U}_7^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_7^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{77}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{7рез.\min}^{(i)}}{\dot{U}_7^{(i-1)}} - \underline{Y}_{70} \cdot U_0 - \underline{Y}_{76} \cdot \dot{U}_6^{(i)}\right)$$

Розрахунок проводимо аналогічно як для режиму максимальних навантажень. Результати ітераційного розрахунку знесено в табл. 4.23

Отже, бачимо, що на 21-й ітерації задана точність $\varepsilon = 0,01$ досягнута. Подальший ітераційний розрахунок можна припинити.

Остаточно результуюче навантаження в пунктах схеми мережі становитиме:

$$\dot{S}_{1рез.\min} = \dot{S}_{пр1} + \underline{Y}_1 \cdot \dot{U}_{1\min}^2 = 17,047 - j12,149 + (4,688 \cdot 10^{-6} + 8,302 \cdot 10^{-5}) \cdot$$
$$\cdot (112,006 - j2,342)^2 = 17,15 - j11,11 MBA$$

Таблиця 4.23 – Результати ітераційного розрахунку

Ітерація	$\dot{U}_{1\min}$, кВ	$\dot{U}_{2\min}$, кВ	$\dot{U}_{3\min}$, кВ	$\dot{U}_{4\min}$, кВ	$\dot{U}_{5\min}$, кВ	$\dot{U}_{6\min}$, кВ	$\dot{U}_{7\min}$, кВ	$\delta S_{\min}$, МВА
1	111,465-j0,976	109,652-j0,765	109,477-j0,425	111,529-j1,024	109,433-j0,356	110,104-j2,315	112,08-j1,775	14,728
2	111,305-j1,322	109,886-j1,33	109,732-j1,113	111,702-j1,338	109,631-j1,634	110,552-j2,111	112,335-j1,631	16,794
28	112,006-j2,342	111,122-j2,922	111,155-j2,868	112,519-j2,153	111,17-j2,817	111,842-j2,507	113,117-j1,788	0,008

Виконуємо аналогічний розрахунок для інших пунктів схеми. Результати занесено в табл. 4.24.

Струморозподіл по ділянках схеми електричної мережі при максимальних навантаженнях становитиме:

$$\dot{I}_{01\max} = (U_0 - \dot{U}_{1\max}) \cdot \underline{Y}_{01} = (115 - 112{,}006 + j2{,}342) \cdot (0{,}018 - j0{,}062) =$$
$$= 0{,}199 - j0{,}143 \text{ кА};$$

Таблиця 4.24 – Результуюче навантаження пунктів мережі

Пункт №	$\dot{S}_{рез.\min}$, МВА
1	17,15-j11,11
2	16,538-j10,472
3	10,204-j5,981
4	16,514-j10,606
5	3,856-j1,896
6	10,169-j6,652
7	3,839-j1,942

Струмове навантаження складе:

$$\dot{I}_{01} = \frac{\left|\dot{I}_{01\max}\right| \cdot 1000}{\sqrt{3}} = \frac{\left|0{,}199 - j0{,}143\right| \cdot 1000}{\sqrt{3}} = 141{,}547 \text{ А};$$

Струмові навантаження решти ділянок схеми розраховуються аналогічно. Результати розрахунку представлені в табл. 4.25.

Таблиця 4.25 - Струмові навантаження ділянок схеми в режимі максимальних навантажень

Ділянка	Переріз F, $мм^2$	Струмове навантаження I, А	Тривалий допустимий струм, Ідоп , А
0-1	1x240	141,547	610
1-2	1x240	36,391	610
0-4	1x240	226,241	610
0-7	1x240	108,403	610
2-3	1x120	3,274	390
2-4	1x120	62,832	390
3-4	1x120	62,752	390
3-5	1x70	3,007	265
5-6	1x70	24,178	265
6-7	1x120	86,475	390

Визначимо значення потоків потужності на початку і в кінці ділянок схеми мережі:

- для ділянки 0-1:
-

$$\dot{S}_{н01\min} = \dot{I}_{01\min} \cdot U_0 = (0{,}199 - j0{,}143) \cdot 115 = 22{,}872 - j16{,}485 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{к01\min} = \dot{I}_{01\min} \cdot \overline{\dot{U}}_{1\min} = (0{,}199 - j0{,}143) \cdot (112{,}006 + j2{,}342) = 22{,}613 - j15{,}59 \text{ МВА};$$

Потоки потужностей по інших ділянках розраховуємо аналогічно. Результати розрахунку представлені в табл. 4.26.

Таблиця 4.26 – Потоки потужностей по ділянках схеми

Ділянки	$\dot{S}_{н\max}$, МВА	$\dot{S}_{к\max}$, МВА
0-1	22,872-j16,485	22,613-j15,59
1-2	5,46-j4,478	5,441-j4,414
0-7	18,643-j10,893	18,507-j10,425
4-2	16,885-j11,069	16,644-j10,645
3-2	0,631-0,006	0,63-j0,005
0-4	37,85-j24,457	37,492-j23,22
5-3	0,508+j0,278	0,507+j0,277
4-3	10,418-j6,41	10,335-j6,265
6-5	4,388-j1,641	4,367-j1,618
7-6	14,668-j8,483	14,56-j8,293

Модулі напруг у вузлах схеми при максимальних навантаженнях станвлять:

$$U_{1\min} = \left|\dot{U}_{1\min}^{28}\right| = \left|112,006 - j2,342\right| = 112,03 \text{ кВ};$$

$$U_{2\min} = \left|\dot{U}_{2\min}^{28}\right| = \left|111,122 - j2,022\right| = 111,16 \text{ кВ};$$

$$U_{3\min} = \left|\dot{U}_{3\min}^{28}\right| = \left|111,155 - j2,868\right| = 111,192 \text{ кВ};$$

$$U_{4\min} = \left|\dot{U}_{4\min}^{28}\right| = \left|112,519 - j2,153\right| = 112,54 \text{ кВ};$$

$$U_{5\min} = \left|\dot{U}_{5\min}^{28}\right| = \left|111,17 - j2,817\right| = 111,206 \text{ кВ};$$

$$U_{6\min} = \left|\dot{U}_{6\min}^{28}\right| = \left|111,842 - j2,507\right| = 111,87 \text{ кВ};$$

$$U_{7\min} = \left|\dot{U}_{7\min}^{28}\right| = \left|113,117 - j1,788\right| = 113,131 \text{ кВ}.$$

Визначимо значення потужності балансуючого пункту:

$$\dot{S}_{БП\min} = \left(\dot{I}_{01\min} + \dot{I}_{04\min} + \dot{I}_{07\min}\right)\cdot U_0 + Y_{БП}\cdot U_0^2 =$$

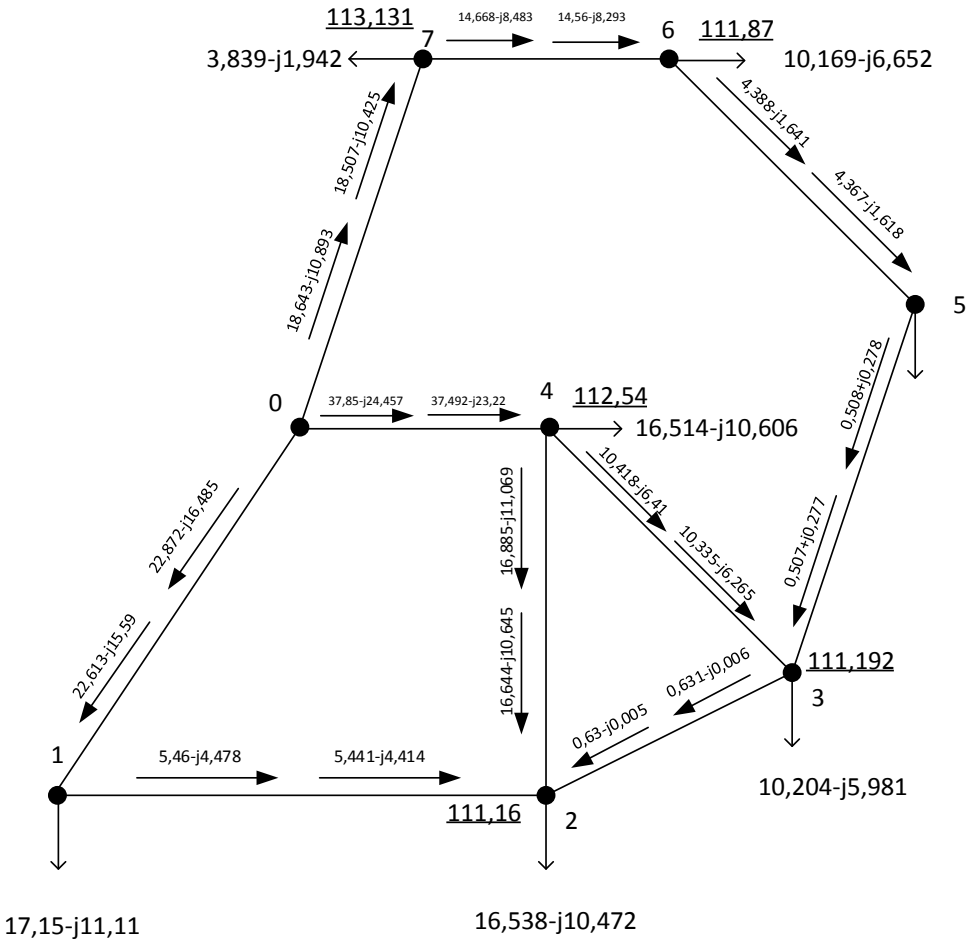
$$= \left(0,199 - j0,143 + 0,329 - j0,213 + 0,162 - j0,095\right)\cdot 115 + j1,28\cdot 10^{-4}\cdot 115 =$$

$$= 79,366 - j50,143 \text{ МВА}$$

Розрахуємо значення сумарних втрат потужності в схемі електричної мережі:

$$\dot{S}_{\Sigma\min} = \dot{S}_{БП\min} - \dot{S}_{\Sigma рез\min} = 79,366 - j50,143 - 78,27 + j48,658 = 1,096 - j1,485 \text{ МВА};$$

Результуючий потокорозподіл потужностей представлений на рис. 4.6.



$$\Delta\dot{S}_{\Sigma\max} = 1,096 - j1,485 MBA$$

Рисунок 4.7 – Режимні параметри електричної мережі в режимі мінімальних навантажень

4.8 Електричний розрахунок післяаварійного режим роботи мережі

Виконаємо розрахунок еквівалентних провідностей у вузлі 4 схеми та БП без урахування провідності ділянки 0-4:

$$\underline{Y}_4 = 0,5(\underline{Y}_{л34} + \underline{Y}_{л24}) + \underline{Y}_{бт4} = 0,5 \cdot (j7,8 \cdot 10^{-5} + j8,069 \cdot 10^{-5}) + 4,688 \cdot 10^{-6} - j2,647 \cdot 10^{-5} =$$
$$= 4,688 \cdot 10^{-6} + j5,288 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{БП} = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л01} + \underline{Y}_{л07}) = 0,5 \cdot (j1,052 \cdot 10^{-4} + j9,384 \cdot 10^{-5}) = j9,953 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

Визначимо значення провідностей вузлів схеми електричної мережі в післяаварійному режимі:

$$\underline{Y}_{11} = -(\underline{Y}_{10} + \underline{Y}_{12}) = -(0,018 - j0,062 + 0,017 - j0,057) = -0,035 + j0,119 \text{ См};$$
$$\underline{Y}_{22} = -(\underline{Y}_{21} + \underline{Y}_{23} + \underline{Y}_{24}) = -(0,017 - j0,057 + 0,044 - j0,077 + 0,034 - j0,059) =$$
$$= -0,094 + j0,194 \text{ См};$$
$$\underline{Y}_{33} = -(\underline{Y}_{32} + \underline{Y}_{34} + \underline{Y}_{35}) = -(0,044 - j0,077 + 0,035 - j0,061 + 0,068 - j0,072) =$$
$$= -0,147 + j0,211 \text{ См};$$
$$\underline{Y}_{44} = -(\underline{Y}_{42} + \underline{Y}_{43}) = -(0,034 - j0,059 + 0,035 - j0,061) =$$
$$= -0,069 + j0,121 \text{ См};$$
$$\underline{Y}_{55} = -(\underline{Y}_{53} + \underline{Y}_{56}) = -(0,068 - j0,072 + 0,039 - j0,041) = -0,107 + j0,113 \text{ См};$$
$$\underline{Y}_{66} = -(\underline{Y}_{65} + \underline{Y}_{67}) = -(0,039 - j0,041 + 0,051 - j0,089) = -0,089 + j0,13 \text{ См};$$
$$\underline{Y}_{77} = -(\underline{Y}_{70} + \underline{Y}_{76}) = -(0,02 - j0,069 + 0,051 - j0,089) = -0,071 + j0,158 \text{ См};$$

Розрахунок режиму роботи мережі при мінімальних навантаженнях виконаємо, використовуючи метод Зейделя.

$$U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = U_6 = U_7 = 110 \text{ кВ};$$
$$U_{БП} = 121 \text{ кВ};$$

Складемо систему рівнянь для схеми електричної мережі:

$$\underline{Y}_{10}\cdot U_0+\underline{Y}_{11}\cdot\dot{U}_1+\underline{Y}_{12}\cdot\dot{U}_2=\frac{\dot{S}_{1рез.ав}}{\overline{\dot{U}}_1}$$

$$\underline{Y}_{20}\cdot U_0+\underline{Y}_{21}\cdot\dot{U}_1+\underline{Y}_{22}\cdot\dot{U}_2+\underline{Y}_{23}\cdot\dot{U}_3=\frac{\dot{S}_{2рез.ав}}{\overline{\dot{U}}_2}$$

$$\underline{Y}_{32}\cdot\dot{U}_2+\underline{Y}_{33}\cdot\dot{U}_3=\frac{\dot{S}_{3рез.ав}}{\overline{\dot{U}}_3}$$

$$\underline{Y}_{44}\cdot\dot{U}_4+\underline{Y}_{45}\cdot\dot{U}_5=\frac{\dot{S}_{4рез.ав}}{\overline{\dot{U}}_4}$$

$$\underline{Y}_{54}\cdot\dot{U}_4+\underline{Y}_{55}\cdot\dot{U}_5+\underline{Y}_{56}\cdot\dot{U}_6=\frac{\dot{S}_{5рез.ав}}{\overline{\dot{U}}_5}$$

$$\underline{Y}_{60}\cdot U_0+\underline{Y}_{65}\cdot\dot{U}_5+\underline{Y}_{66}\cdot\dot{U}_6=\frac{\dot{S}_{6рез.ав}}{\overline{\dot{U}}_6}$$

Звідси отримуємо вирази для розрахунку значень напруги у вузлах схеми мережі:

$$\dot{U}_1^{(i)}=\frac{1}{\underline{Y}_{11}}\cdot\left(\frac{\dot{S}_{1рез.ав}^{(i)}}{\dot{U}_1^{(i-1)}}-\underline{Y}_{10}\cdot U_0-\underline{Y}_{12}\cdot\dot{U}_2^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_2^{(i)}=\frac{1}{\underline{Y}_{22}}\cdot\left(\frac{\dot{S}_{2рез.ав}^{(i)}}{\dot{U}_2^{(i-1)}}-\underline{Y}_{21}\cdot\dot{U}_1^{(i)}-\underline{Y}_{24}\cdot\dot{U}_4^{(i-1)}-\underline{Y}_{23}\cdot\dot{U}_3^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_3^{(i)}=\frac{1}{\underline{Y}_{33}}\cdot\left(\frac{\dot{S}_{3рез.ав}^{(i)}}{\dot{U}_3^{(i-1)}}-\underline{Y}_{32}\cdot\dot{U}_2^{(i)}-\underline{Y}_{34}\cdot\dot{U}_4^{(i-1)}-\underline{Y}_{35}\cdot\dot{U}_5^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_4^{(i)}=\frac{1}{\underline{Y}_{44}}\cdot\left(\frac{\dot{S}_{4рез.ав}^{(i)}}{\dot{U}_4^{(i-1)}}-\underline{Y}_{40}\cdot U_0-\underline{Y}_{42}\cdot\dot{U}_2^{(i)}-\underline{Y}_{43}\cdot\dot{U}_3^{(i)}\right)$$

$$\dot{U}_5^{(i)}=\frac{1}{\underline{Y}_{55}}\cdot\left(\frac{\dot{S}_{5рез.ав}^{(i)}}{\dot{U}_5^{(i-1)}}-\underline{Y}_{53}\cdot\dot{U}_3^{(i)}-\underline{Y}_{56}\cdot\dot{U}_6^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_6^{(i)}=\frac{1}{\underline{Y}_{66}}\cdot\left(\frac{\dot{S}_{6рез.ав}^{(i)}}{\dot{U}_6^{(i-1)}}-\underline{Y}_{65}\cdot\dot{U}_5^{(i)}-\underline{Y}_{67}\cdot\dot{U}_7^{(i-1)}\right)$$

$$\dot{U}_7^{(i)} = \frac{1}{\underline{Y}_{77}} \cdot \left(\frac{\dot{S}_{7\,рез.ав}^{(i)}}{\dot{U}_7^{(i-1)}} - \underline{Y}_{70} \cdot U_0 - \underline{Y}_{76} \cdot \dot{U}_6^{(i)}\right)$$

Розрахунок проводимо аналогічно як для режиму максимальних навантажень. Результати ітераційного розрахунку знесено в табл. 4.27.

Отже, бачимо, що на 68-й ітерації задана точність $\varepsilon = 0,01$ досягнута. Подальший ітераційний розрахунок можна припинити.

Таблиця 4.27 – Результати ітераційного розрахунку

Ітерація	$\dot{U}_{1ав}$, кВ	$\dot{U}_{2ав}$, кВ	$\dot{U}_{3ав}$, кВ	$\dot{U}_{4ав}$, кВ	$\dot{U}_{5ав}$, кВ	$\dot{U}_{6ав}$, кВ	$\dot{U}_{7ав}$, кВ	$\delta S_{ав}$, МВА
1	113,813-j1,519	109,796-j1,248	109,257-j0,676	107,615-j1,842	109,131-j0,541	110,573-j1,961	114,69-j1,949	34,387
2	113,764-j2,046	108,745-j2,306	107,854-j1,704	106,326-j2,871	108,44-j1,906	111,41-j2,654	115,226-j2,306	29,3
68	109,617-j6,516	101,462-j10,62	100,8-j10,376	98,909-j11,231	103,65-j9,514	109,865-j7,782	114,605-j5,398	0,01

Остаточно результуюче навантаження в пунктах схеми мережі становитиме:

$$\dot{S}_{1рез.ав} = \dot{S}_{пр1} + \underline{Y}_1 \cdot \dot{U}_{1ав}^2 = 27,094 - j20,152 + (4,688 \cdot 10^{-6} + j8,302 \cdot 10^{-5}) \cdot$$
$$\cdot (109,617 - j6,516)^2 = 27,269 - j19,165 \text{ МВА};$$

Виконуємо аналогічний розрахунок для інших пунктів схеми. Результати занесено в табл. 4.28.

Струморозподіл по ділянках схеми електричної мережі при максимальних навантаженнях становитиме:

$$\dot{I}_{01ав} = (U_0 - \dot{U}_{1ав}) \cdot \underline{Y}_{01} = (115 - 109,617 + j6,516) \cdot (0,018 - j0,062) =$$
$$= 0,608 - j0,588 \text{ кА};$$

Таблиця 4.28 – Результуюче навантаження пунктів мережі

Пункт №	$\dot{S}_{рез.\min}$, МВА
1	27,269-j19,165
2	26,352-j18,404
3	16,283-j10,797
4	26,252-j18,761
5	6,175-j3,736
6	16,168-j11,348
7	6,122-j3,643

Струмове навантаження складе:

$$\dot{I}_{01} = \frac{\left|\dot{I}_{01\max}\right| \cdot 1000}{\sqrt{3}} = \frac{\left|0,608 - j0,588\right| \cdot 1000}{\sqrt{3}} = 488,348\,A$$

Струмові навантаження решти ділянок схеми розраховуються аналогічно. Результати розрахунку представлені в табл. 4.29.

Таблиця 4.29 – Струмові навантаження ділянок схеми в режимі максимальних навантажень

Ділянка	Переріз F, $мм^2$	Струмове навантаження I, А	Тривалий допустимий струм, Ідоп , А
0-1	1x240	488,348	610
1-2	1x240	314,397	610
0-7	1x240	349,365	610
2-3	1x120	36,213	390
2-4	1x120	103,4	390
3-4	1x120	84,577	390
3-5	1x70	170,873	265
5-6	1x70	210,676	265
6-7	1x120	313,516	390

Бачимо, що на жодній ділянці струм не перевищує свого допустимого значення, отже, перерізи проводів вибрані правильно.

Визначимо значення потоків потужності на початку і в кінці ділянок схеми мережі:

- для ділянки 0-1:
-

$$\dot{S}_{н01ав} = \dot{I}_{01ав} \cdot U_0 = (0,608 - j0,588) \cdot 121 = 73,586 - j71,134 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{к01ав} = \dot{I}_{01ав} \cdot \overline{\dot{U}}_{1ав} = (0,608 - j0,588) \cdot (109,617 + j6,516) = 70,494 - j60,479 \text{ МВА};$$

Потоки потужностей по інших ділянках розраховуємо аналогічно. Результати розрахунку представлені в табл. 4.30.

Таблиця 4.30 – Потоки потужностей по ділянках схеми

Ділянки	$\dot{S}_{н\max}$, МВА	$\dot{S}_{к\max}$, МВА
0-1	73,586-j71,134	70,494-j60,479
1-2	43,228-j41,316	41,843-j36,542
0-7	60,95-j40,572	59,539-j35,709
2-4	13,802-j11,971	13,57-j11,563
2-3	1,698-6,169	1,676-j6,131
5-3	28,035-j12,768	27,429-j12,128
3-4	12,832-j7,463	12,682-j7,199
6-5	35,826-j18,213	34,208-j16,504
7-6	53,417-j32,066	51,992-j29,561

Модулі напруг у вузлах схеми при максимальних навантаженнях станвлять:

$$U_{1ав} = \left|\dot{U}_{1ав}^{68}\right| = \left|109,617 - j6,516\right| = 109,81 \text{ кВ};$$

$$U_{2ав} = \left|\dot{U}_{2ав}^{68}\right| = \left|101,462 - j10,62\right| = 102,016 \text{ кВ};$$

$$U_{3ав} = \left|\dot{U}_{3ав}^{68}\right| = \left|100,8 - j10,376\right| = 101,333 \text{ кВ};$$

$$U_{4ав} = \left|\dot{U}_{4ав}^{68}\right| = \left|98,909 - j11,231\right| = 99,545 \text{ кВ};$$

$$U_{5ав} = \left|\dot{U}_{5ав}^{68}\right| = \left|103,65 - j9,514\right| = 104,086 \text{ кВ};$$

$$U_{6ав} = \left|\dot{U}_{6ав}^{68}\right| = \left|109,865 - j7,782\right| = 110,14 \text{ кВ};$$

$$U_{7ав} = \left|\dot{U}_{7ав}^{68}\right| = \left|114,605 - j5,398\right| = 114,732 \text{ кВ};$$

Визначимо значення потужності балансуючого пункту:

$$\dot{S}_{БПав} = \left(\dot{I}_{01ав} + \dot{I}_{07ав}\right)\cdot U_0 + \underline{Y}_{БП}\cdot U_0^2 =$$

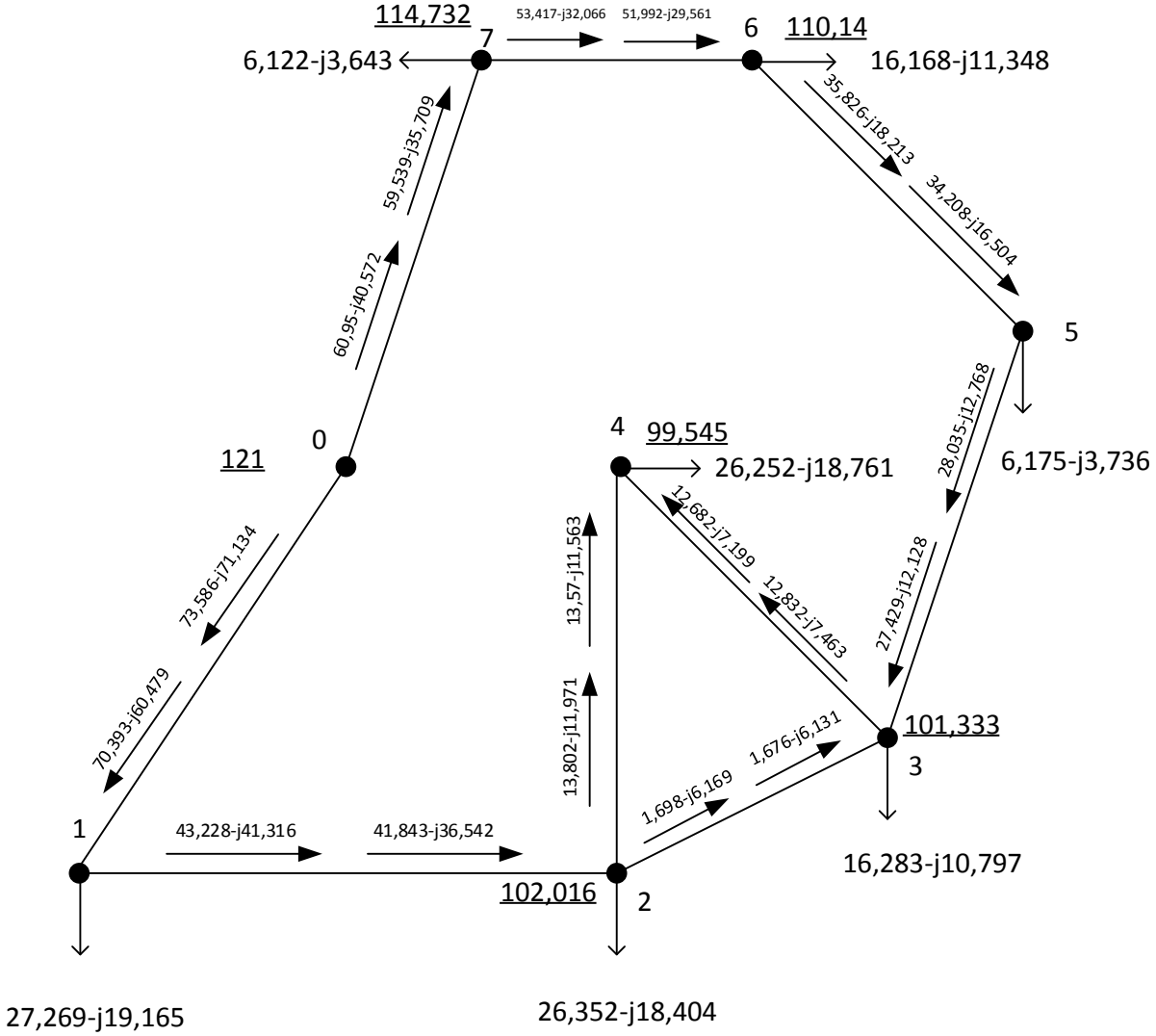
$$= \left(0,608 - j0,588 + 0,504 - j0,335\right)\cdot 121 + j9,953\cdot 10^{-4}\cdot 121 =$$

$$= 134,536 - j110,249 \text{ МВА};$$

Розрахуємо значення сумарних втрат потужності в схемі електричної мережі:

$$\dot{S}_{\Sigma ав} = \dot{S}_{БПав} - \dot{S}_{\Sigma рез.ав} = 134,536 - j110,249 - 124,622 + j85,854 =$$
$$= 9,914 - j24,395\,\text{MBA};$$

Результати потокорозподілу в післяаварійному режимі показані на рис. 4.7.



$$\dot{S}_{\Sigma ав} = 9,914 - j24,395\,\text{MBA};$$

Рисунок 4.8 – Режимні параметри електричної мережі в післяаварійному режимі

Висновок до розділу 4

В даному розділі виконано вибір силових трансформаторів для вузлових підстанцій та переріз проводів ділянок схеми електричної мережі. Для обраних перерізів було проведено перевірку на відповідність технічним обмеженням для двох груп післяаварійних режимів. Також був проведений розрахунок режиму максимальних навантажень, мінімальних навантажень та післяаварійного режиму роботи електричної мережі.

ВИСНОВОК

В даній роботі ми дослідили електричну мережу, що планується до спорудження. За допомогою методів оптимізації розглянули можливі варіанти розвитку, взявши за критерій відбору мінімум дисконтованих витрат.

Вибір перерізів для розрахунку усталених режимів в електричній мережі виконали на основі апроксимованої функції дисконтованих витрат для ліній, що споруджуються. Як показали результати розрахунків, даний метод є досить точним.

Виконано розрахунок режимних параметрів, а саме потокорозподіл потужностей по ділянкам мережі, рівнів напруг в пунктах схеми мережі та сумарних втрат потужності в ній для режимів максимального, мінімального навантаженні та післяаварійного режиму роботи.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Модели оптимального развития энергосистем / В.А. Баженов. Учеб. пособие. – Киев: КПИ, 1984. – 100 с.

2. Электрические сети и системы / В.Н. Сулейманов, Т.Л. Кацадзе Учеб. К.: НТУУ «КПІ», 2007. – 504 с.

3. Районні електричні мережі: Метод. Вказівки до викон. Дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський. – К.: НТУУ «КПІ», 2007. – 100 с.

4. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2006. – 350 с.

5. Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем / Под ред. А.А. Троицкого. М.: Энергия, 1981. – 320 с.

6. Шевцов А.І. Основні питання політики розвитку електроенергетичної галузі України. Аналітична доповідь / А.І. Шевцов, В.О. Бараннік, М.Г. Земляний, Т.В. Ряузова. – Дніпропетровськ, 2011. – 89 с.

7. Офіційний сайт НЕК «УКРЕНЕРГО» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.ukrenergo.energy.gov.ua. – Назва з екрана.

8. Кириленко О.В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови / О.В. Кириленко, А.В. Праховник // Праці Інституту електродинаміки. Спеціальний випуск. – 2010. —С. 10-16.

9. Енергетична стратегія України до 2030 року [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358. – Назва з екрана.

10. Кузнецов В. Г. Оптимизация режимов электрических сетей [Текст] / В. Г. Кузнецов, Ю. И. Тугай, В. А. Баженов. – К. : Наукова думка, 1992. – 216 с. – *ISBN* 512-002-958-4.

11. Баженов В. А. Використання методів лінійного програмування для оптимізації розвитку електричних мереж сучасних енергосистем/ В.А.Баженов[Текст] // Вісник Вінницького політехнічного інституту. –2016. –№2 – С. 93-96. *ISSN* 1997-9266.

12. Проект енергетичної стратегії України до 2035 року. К: 2016. – 97 с. Режим доступа: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245165746&cat_id=245165726

13. Баланс энергий в электрических цепях / В.Е. Тонкаль, А.В Новосельцев, С.П. Денисюк, В.Я Жуйков//К.: Наук. Думка. – 1992. – 312 с.

14. Воробьёв С.Ю. Вопросы повышения надёжности работы энергосистем/ Воробьёв С.Ю.// Энергетик. – 2006. – №3.

15. Баженов В.А., Крикливий Д.С. Побудова функцій оптимальних витрат для ліній електропередачі та трансформаторів 220кВ // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2017. – с. 104-106.

16. Баженов В.А., Крикливий Д.С. Застосування математичних методів для оптимізації розвитку енергосистем // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». – 2017. – с. 103-107.