

□

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ  
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ  
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«ПОКРАЩАННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЙ  
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ СЕРЕДНЬОГО КЛАСУ НАПРУГИ  
В РЕМОНТНИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ»**

Виконав: студент VI курсу

групи Ен – 62 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Мазепа Д. М.  
\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

(підпис)

Керівник: \_\_\_\_\_ Чабан А. В.  
\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

(підпис)

Рецензент: \_\_\_\_\_ Бабич М. І.  
\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

(прізвище та ініціали)

**ДУБЛЯНИ 2025**

□

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ**  
**ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ**  
**КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Левонюк В. Р.  
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“     ”     202\_\_ року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Мазені Дмитру Миколайовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Покращання пропускної здатності ліній електропередач середнього класу напруги в ремонтних режимах роботи»

керівник роботи д.т.н., професор Чабан А. В.

( наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП № 616 / к - с від 12.09.2024 р.

2. Строк подання студентом роботи 6.12.2024 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

Вступ

1. Теоретичні положення покращання пропускної здатності електричних мереж

2. Моделювання роботи електричної мережі

3. Розробка заходів із покращання пропускної здатності ліній електропередач та якості напруги на підстанціях

4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

5. Техніко-економічна оцінка

Висновки

Перелік джерел посилання

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)  
Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 12.09.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вивчення теоретичних положень покращання пропускної здатності ліній електропередач</i>	<i>12.09.2024 – 30.09.2021</i>	
2	<i>Моделювання режимів роботи електричної мережі</i>	<i>1.10.2024 – 11.10.2024</i>	
3	<i>Покращання пропускних властивостей ЛЕП та якості напруги у вузлах мережі</i>	<i>14.10.2024 – 25.10.2024</i>	
4	<i>Розробка логіко імітаційної моделі процесу виникнення травми при обслуговуванні компенсаційних установок</i>	<i>28.10.2024 – 8.11.2024</i>	
5	<i>Здійснення техніко-економічної оцінки</i>	<i>11.11.2024 – 22.11.2024</i>	
6	<i>Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації</i>	<i>25.11.2024 – 29.11.2024</i>	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	<i>2.12.2024 – 9.01.2025</i>	

Студент \_\_\_\_\_ Мазена Д. М.  
( підпис ) (прізвище та ініціали)

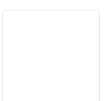
Керівник роботи \_\_\_\_\_ Чабан А. В.  
( підпис ) (прізвище та ініціали)

**УДК 621.25.20:2**

Мазепа Д. М. Покращання пропускної здатності ліній електропередач середнього класу напруги в ремонтних режимах роботи. Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2025 р. 56 с. текстової частини, 10 таблиць, 22 рисунки, 37 джерела.

У кваліфікаційній роботі репрезентовано основні результати покращання пропускної здатності ліній електропередач середнього класу напруги в ремонтних режимах роботи мережі. Розкрито теоретичні положення покращання пропускної здатності електричних мереж у ремонтних режимах роботи. Висвітлено основні способи збільшення пропускної здатності ліній електропередач та розкрито суть застосування оптимізаційних підходів для цього. Розроблено комп'ютерну модель досліджуваного фрагмента електричної мережі з використанням комп'ютерного моделювання. На підґрунті оптимізаційних підходів, зокрема на використанні методу градієнтного спуску здійснено оптимальне визначення кількості, потужності та місць встановлення компенсаційних установок. Також, у кваліфікаційній роботі, представлено розроблені заходи із захисту населення у надзвичайних ситуаціях та охорони праці. Представлено модель виникнення небезпечної ситуації під час обслуговування компенсаційних установок. Представлено техніко-економічні обґрунтування запропонованих заходів. Зокрема, представлено задовільні результати повторного комп'ютерного моделювання з урахуванням компенсаційних установок. Здійснено обчислення вартості встановлення компенсаційних установок.

**ПОКРАЩАННЯ, РЕМОНТНІ РЕЖИМИ, ПРОПУСКНА ЗАДНІСТЬ,  
КОМПЕНСАЦІЯ, МОДЕЛЬ, КОМПЕНСАЦІЙНІ УСТАНОВКИ.**



## ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ ПОКРАЩАННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	9
1.1 Заходи для підвищення пропускної здатності електричних мереж	9
1.1.1 Поперечна компенсація.....	9
1.1.2 Поздовжня компенсація.....	10
1.1.3 Збільшення перерізів проводів ліній.....	11
1.1.4 Підняття класу напруги ліній.....	12
1.1.5 Оптимізація потоків потужності.....	13
1.2 Методи розв’язання оптимізаційних задач в галузі енергетики....	14
1.2.1 Оптимізація потоків реактивної потужності.....	14
1.2.2 Методи вирішення оптимізаційних завдань.....	14
1.2.3 Градієнтний метод пошуку оптимуму.....	17
2 МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	20
2.1 Опис досліджуваного фрагмента електричної мережі.....	20
2.2 Моделювання нормального режиму роботи та верифікація розробленої моделі мережі.....	22
2.3 Моделювання аварійних режимів роботи фрагмента електричної мережі.....	26
3 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ІЗ ПОКРАЩАННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ТА ЯКОСТІ НАПРУГИ НА ПІДСТАНЦІЯХ..	29
3.1 Покращання пропускної здатності ліній електропередач.....	29
3.2 Покращання пропускної здатності шляхом впровадження поперечної компенсації реактивної потужності.....	31
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	35
4.1 Перша невідкладна допомога при ураженні електричним струмом..	35

4.2 Категорії електроустановок за напругою та схеми їх живлення....	38
4.3 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні компенсаційних установок.....	40
4.4 Розробка заходів із питань безпеки у надзвичайних ситуаціях.....	45
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА.....	47
5.1 Моделювання заміни проводів ліній електропередач.....	47
5.2 Моделювання впровадження поперечної компенсації реактивної потужності.....	48
5.3 Обчислення вартості встановлення компенсаційних установок....	52
ВИСНОВКИ.....	53
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	54

## ВСТУП

Зростання попиту на електричну енергію є одним із ключових викликів сучасного суспільства. Енергетичний сектор відіграє визначальну роль у розвитку промисловості, сільського господарства, транспорту, житлово-комунального господарства та інформаційних технологій. У цих умовах основними критеріями ефективності функціонування електроенергетичних систем є надійність, стабільність і економічність передачі та розподілу електроенергії.

Однак важливо враховувати, що експлуатація електромережі нерозривно пов'язана з потребою періодичних ремонтів і технічного обслуговування. У ремонтних режимах роботи значно ускладнюється забезпечення стабільного електропостачання споживачів через зменшення пропускної здатності ліній електропередач. Це може призводити до перевантажень, збільшення втрат електроенергії, а також зниження загальної ефективності роботи системи [1].

Особливої уваги в цьому контексті заслуговує питання компенсації реактивної потужності. Наявність реактивної потужності в мережі є невід'ємною частиною її роботи, однак її надмірна кількість спричиняє додаткові втрати, погіршує режим роботи ліній та може стати причиною нестабільності напруги. Застосування компенсаційних пристроїв, таких як синхронні компенсатори, батареї конденсаторів або пристрої (гнучкі системи змінного струму), дає змогу вирішити ці проблеми, підвищуючи пропускну здатність ліній електропередач та зменшуючи втрати електроенергії.

Сучасний рівень розвитку науки і техніки пропонує ефективні математичні інструменти для оптимізації параметрів компенсаційних пристроїв. Оптимізаційні методи дають змогу визначити оптимальну кількість, потужність та місця встановлення таких пристроїв із врахуванням технічних, економічних і експлуатаційних обмежень. Зокрема, використання градієнтного методу для розв'язання задачі оптимізації забезпечує швидке і точне визначення параметрів, які сприяють максимальній ефективності функціонування мережі в умовах ремонтних режимів роботи мережі [2].

Особливої актуальності проблема підвищення ефективності роботи електромереж набуває в умовах військової агресії російської федерації проти України. Цілеспрямоване пошкодження енергетичної інфраструктури, зокрема високовольтних ліній електропередач та підстанцій, створює критичні виклики для стабільного функціонування енергетичної системи. У таких умовах необхідність оперативного відновлення пропускної здатності мереж і забезпечення їхньої стійкої роботи в ремонтних режимах стає життєво важливою [3].

Таким чином, вирішення проблеми підвищення пропускної здатності ліній електропередач за рахунок впровадження компенсаційних засобів є надзвичайно актуальним завданням. Воно сприяє не лише покращенню техніко-економічних показників електроенергетичних систем, а й забезпеченню їхньої стабільності та надійності, що має важливе значення для сталого розвитку економіки та енергетичної безпеки.

**Метою** кваліфікаційної роботи є покращання пропускної здатності ліній електропередач у ремонтних режимах роботи мережі шляхом впровадження засобів компенсації реактивної потужності на основі оптимізаційного підходу.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі **завдання**:

- розкрити теоретичні положення покращання пропускної здатності ліній електропередач у ремонтних режимах мережі;
- здійснити моделювання досліджуваного фрагмента мережі та проаналізувати основні координати режимів її роботи;
- розробити заходи покращання пропускної здатності ліній електропередач на основі оптимізаційних підходів;
- представити техніко-економічне обґрунтування запропонованих заходів;
- розробити заходи з охорони праці за захисту населення у надзвичайних ситуаціях.

**Об'єктом** кваліфікаційної є ремонтні режими роботи електричних мереж.

**Методи дослідження**: системний аналіз, математичне моделювання, градієнтні методи оптимізації, аналітичні методи оцінки ефективності впровадження технічних рішень.



# 1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ ПОКРАЩАННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

## 1.1 Заходи для підвищення пропускної здатності електричних мереж

Для покращання пропускної здатності ліній можливе застосування кількох різних способів, зокрема [4]:

- застосування поперечної компенсації;
- застосування поздовжньої компенсації;
- збільшення перерізів проводів ліній;
- підняття класу напруги ліній (реконструкція ПС);
- оптимізація потоків потужності.

Далі розглянемо кожен метод більш детальноше.

**1.1.1 Поперечна компенсація.** Поперечна компенсація полягає у паралельному увімкненні компенсуючих пристроїв до схеми електричної мережі з метою зниження реактивних потоків потужності. Це дає змогу знизити струмове навантаження, зменшити втрати та створити умови для підвищення пропускної спроможності ЛЕП. Зазвичай компенсація реактивної потужності виконується батареями статичних компенсаторів, пристроями, фільтрувальними пристроями, синхронними компенсаторами та синхронними двигунами. Для довгих ліній високих класів напруг, у якості компенсуючих пристроїв можуть використовуватися шунтувальні реактори. Даний тип компенсуючих пристроїв, поглинає реактивну потужність, що зумовлено розподіленою ємністю ліній електропередач. Компенсація реактивної потужності має також й економічне обґрунтування [5].

Співвідношення цін генерування та передавання електричними мережами  $C_{ГЕН}/C_{ПЕР}$  для активної та реактивної потужності істотно відрізняються. Генерування активної потужності на великих електростанціях набагато дешевше за її генерування на невеликих станціях, розташованих у вузлах нава-

нтаження. Зниження вартості генерування, яке відбувається за його концентрації на великих електростанціях, істотно перевищує збільшення вартості втрат електричної енергії, що зумовлено її передачею на далекі відстані. Генерування ж реактивної потужності безпосередньо у вузлах навантаження здійснюється порівняно дешевими технічними засобами – компенсувальними пристроями. Витрати на одиницю потужності компенсувальних установок у 10 – 20 разів нижчі від витрат на генераторну потужність електростанцій. І хоча генерування реактивної потужності на електростанціях набагато дешевше, ніж за допомогою компенсаційних установок, проте вартість її передачі до вузлів споживання у кілька разів перевищує витрати на компенсаційні установки. Окрім цього, у більшості випадків, цю практично «безкоштовну» реактивну потужність, технічно неможливо передати мережею до віддалених вузлів навантаження через неприпустиме зниження напруги у мережі [6].

Застосування поперечної компенсації за допомогою різних пристроїв, зменшує перетікання реактивної потужності та пов'язані з цим втрати електричної енергії. Також, застосування цього типу компенсації сприяє підтримці необхідних рівнів напруг в електричних мережах.

**1.1.2 Поздовжня компенсація.** З метою покращання пропускної спроможності, а відтак й ефективності роботи вже існуючих ліній електропередач, застосовують пристрої поздовжньої компенсації реактивної потужності. При передаванні реактивної потужності збільшуються значення струмів, падіння напруги та втрат потужності. Це створює обмеження передавання активної потужності, а відтак знижується пропускна здатність ділянки мережі.

Поздовжня компенсація реактивної потужності передбачає додаткове увімкнення конденсаторів послідовно із навантаженням через вольтододачний або розподільчий трансформатор, що дає змогу досягти автоматичного регулювання напруги залежно від поточної величини струму навантаження.

Звичайно, при поздовжній компенсації неминучими є й аварійні режими, причинами яких можуть стати [7]:

- пошкодження конденсаторів зсередини;
- явище ферорезонансу;
- розшунтування конденсаторів (може призвести до перенапруги).

Для уникнення пошкоджень від різкого підвищення напруги, конденсатори у такі моменти повинні автоматично шунтуватись високовольтним вимикачем або миттєво розряджатися через іскровий проміжок.

Оскільки конденсатори для поздовжньої компенсації реактивної потужності вимкаються послідовно у контур змінного струму, через них тече повний струм лінії, а відтак у випадку виникнення короткого замикання, струм короткого замикання протікатиме через конденсаторну установку.

Для збільшення пропускної спроможності, поздовжня компенсація застосовується у високовольтних лініях, чим забезпечує стійкість енергосистем, до яких входять ці лінії.

При поздовжній компенсації струм конденсатора дорівнює повному струму навантаження  $I$ , а потужність батареї конденсаторів є змінною величиною, яка залежить від навантаження у кожний конкретний момент часу. Ця реактивна потужність може бути обчислена за такою формулою [8]:

$$P_{\text{реактивна}} = I^2 X_C \quad (1.1)$$

де  $P_{\text{реактивна}}$  – потужність компенсувальної установки;  $I$  – струм, який протікає через компенсаційну установку;  $\omega$  – частота протікаючого струму;  $C$  – ємність конденсаторної установки.

Оскільки потужність на конденсаторах у процесі поздовжньої компенсації не залишається постійною, то напруга підвищується на величину, яка пропорційна зміні реактивного навантаження цієї лінії, тобто напруга на конденсаторах теж змінна, аналогічно як при поперечній компенсації реактивної потужності.

**1.1.3 Збільшення перерізів проводів ліній.** У процесі експлуатації електричної мережі можуть виникати проблеми, які пов'язані із підвищенням втрат електричної енергії та напруги. Пов'язано це зі збільшенням споживан-

ня електричної енергії, а відтак зі збільшенням струмового навантаження. Одним із можливих рішень стає заміна проводів повітряних ліній на проводи більшого перерізу. Цей захід може бути здійснено лише у випадку достатньої механічної міцності опор та можливості встановлення даних опори проводів більшого перерізу. У деяких випадках можлива реконструкція ЛЕП зі зміною її конструктивного виконання з одноконтурної лінії на двоконтурну. За неможливості проведення цих заходів, можливе будівництво паралельної ЛЕП, яке пов'язане зі значним збільшенням капітальних та експлуатаційних витрат.

**1.1.4 Підняття класу напруги ліній.** Одним із найбільш дієвих способів зменшення втрат потужності та напруги є підвищення класу напруги діючої мережі. Втрати потужності лінії зменшуються пропорційно квадрату напруги, за формулою [9]:

$$\Delta P = I^2 R, \quad (1.2)$$

де  $\Delta P$  – втрати активної потужності;  $I$  – струм, який протікає у лінії;  $R$  – активний опір лінії.

Аналогічно зменшуються втрати напруги у лініях та трансформаторах:

$$\Delta U = \frac{P}{U} R, \quad (1.3)$$

де  $P$  – значення активної потужності, яка протікає лінією (через трансформатор);  $U$  – реактивна потужність, яка передається лінією (трансформатором);  $R$  – активний опір лінії (трансформатора);  $X$  – реактивний опір лінії (трансформатора).

Переведення ліній та підстанцій на вищий клас напруги здійснюється у чотири етапи:

- *I етап*: виготовлення та закупівля потрібних елементів для реконструкції ПЛ; доставка їх до місць встановлення. Купівля та доставка обладнання для переведення підстанцій на вищий клас напруги;

- *2 етап*: реконструкція чи заміна траверс, опор; у разі реконструкції – монтаж додаткових елементів для кріплення дротів до опори за зміненою схемою;
- *3 етап*: посилення ізоляції підтримуючих та натяжних ізолюючих підвісок (у разі реконструкції існуючих опор)
- *4 етап*: переведення діючих підстанцій на більш високий клас напруги.

**1.1.5 Оптимізація потоків потужності.** Оптимізація потоків потужності – це оптимальне керування нормальними режимами енергосистеми із надійним постачанням споживача електричною енергією потрібної якості (тобто при дотриманні необхідних обмежень) при мінімально можливих експлуатаційних витратах [10].

Оптимізація режимів відповідає вимогам досягнення найбільшого народногосподарського ефекту (тобто мінімуму експлуатаційних витрат) та здійснюється за критерієм мінімуму витрат умовного палива при врахуванні обмежень щодо використання окремих видів палива. Цей критерій оптимізації режимів є більш доцільним, ніж мінімум витрат на паливо, оскільки існуючі ціни на паливо не змінюються в залежності від дефіцитності даного виду палива та не відображають його народногосподарську цінність. Розробка математичного забезпечення передбачає можливість використання двох критеріїв оптимальності режимів: мінімуму витрати умовного палива та мінімуму витрат на паливо.

Оптимізація режимів відповідно до структури та принципів оперативно-диспетчерського управління енергосистемами здійснюється на різних тимчасових та територіальних рівнях. Застосування цього способу підвищення ефективності роботи ділянки енергосистеми є затрудненим у зв'язку з неможливістю зміни режимів роботи мережі.

Варто відзначити, що нині людство не має більше права на задіюванням необґрунтованих ресурсів, як це робила радянська влада при розбудові електричних мереж. Тому, усі проведені заходи мають бути оптимальними.

## 1.2 Методи розв'язання оптимізаційних задач в галузі енергетики

**1.2.1 Оптимізація потоків реактивної потужності.** Завдання оптимізації компенсації реактивної потужності поділяються на дві підзадачі. Перша є експлуатаційною, у ній розв'язується питання щодо оптимального режиму роботи вже встановлених компенсуючих пристроїв. Друга – проектна, у ній розв'язується питання про необхідність та встановлення додаткових компенсуючих пристроїв [11].

У фрагменті мережі, який ми будемо аналізувати відсутні компенсувальні пристрої, відтак, з теоретичної точки зору, ми можемо вплинути на режим роботи мережі. Тому, у кваліфікаційній роботі приділено увагу лише проектному завданню.

Розв'язок проектною задачею зводиться до пошуку найбільш оптимальних місць встановлення та потужностей компенсуючих установок. Для розв'язання цієї оптимізаційної задачі існує багато різних алгоритмів та методів, далі розглянемо деякі з них.

**1.2.2 Методи вирішення оптимізаційних завдань.** Одним із найпростіших методів розв'язання оптимізаційних задач є метод перебору. Цей метод не потребує спеціального програмного забезпечення, тому простий у реалізації. Недоліком цього методу є геометрична залежність кількості можливих варіантів від кількості змінних. Необхідність розрахунку показників режиму кожного варіанта вимагає величезних часових витрат та робить цей метод практично не реалізованим [12].

Оптимізаційне завдання для нашої ділянки мережі матиме обмежену кількість варіантів розв'язків.

Потужність компенсувальних пристроїв дорівнює одній із потужностей ряду компенсуючих пристроїв заданого класу напруг. Наприклад, для класу напруги 35 кВ, ряд компенсаційних установок складається із 15 позицій.

Так, для аналізованої нами схеми, можливо встановити компенсуючі пристрої у шести різних точках на напрузі 35 кВ. За правилами комбінаторики, якщо кількість можливих варіантів дорівнює для всіх елементів, формула розрахунку можливих варіантів має такий вигляд [13]:

$$N = n^m, \quad (1.4)$$

де  $N$  – кількість можливих варіантів;  $n$  – кількість варіантів для одного елемента;  $m$  – кількість елементів.

Знайдемо кількість різних варіантів встановлення компенсаційних установок (з урахуванням варіанта відсутності компенсаційної установки):

Застосування методу перебору при такій кількості можливих варіантів є неможливим, тому раціональнішим буде використання іншого методу пошуку оптимального розв'язку.

Нині відома велика кількість методів оптимізації для різних завдань, які виникають як в енергетиці, так і в інших галузях. При цьому деякі методи можуть бути ефективними лише для конкретного завдання та абсолютно непридатними для інших. Зазвичай найбільш потужні оптимізаційні методи вимагають великих витрат машинного часу на розв'язання великих завдань, відповідних ділянкам енергосистем. Однак більш швидкі методи, які не вимагають великої кількості машинного часу, зазвичай менш сходимі і для них потрібні додаткові обмеження та припущення при розв'язанні задачі.

Жоден із методів, який використовують на практиці, не гарантує розв'язання завдання, яке враховує усі обмеження та не гарантує знаходження глобального оптимуму. Нині важко сказати, чи буде розроблений єдиний метод, який не вимагав би великої кількості машинного часу та мав достатню надійність і гнучкість для розв'язання усіх оперативних завдань.

Більшість оптимізаційних завдань розв'язується методами математичного програмування. Ці методи дають змогу виявити екстремуми функції. Зазвичай ці методи є багаторазовими повторюваними математичними процедурами, які у результаті призводять до оптимального розв'язку. Якщо між змінними є

лише лінійні залежності, користуються методами лінійного програмування, а для нелінійних залежностей – оптимізаційні завдання є нелінійними.

Нині башато статей присвячено опису різних методів оптимізації. Приміром у статті [14] описано метод генетичного алгоритму, який полягає у пошуку оптимального розв’язку методом формування послідовностей. Цей метод дає змогу враховувати розрахункове навантаження та перехідні процеси у мережі.

Також існують еволюційні алгоритми. Вони за принципом схожі з генетичним, але на відміну від нього, можуть оптимізувати кілька параметрів одночасно та незалежно один від одного, перетворюючи задані обмеження у нові цільові функції. При цьому, метод дає змогу знайти багато оптимальних розв’язків, даючи змогу вибрати кращий компроміс різних особливостей.

У статті [15] описано метод пошукової оптимізації, який дає змогу за допомогою розв’язання складної системи нелінійних рівнянь знайти точні значення ємностей, які забезпечують повну оптимізацію. Цей метод просто реалізується у програмному комплексі  $\text{MATLAB}$ , що зумовлено можливістю простої обробки комплексних чисел, а також наявністю у цій програмі простого засобу пошукової оптимізації, який реалізується операторами « $\text{fmincon}$ » та « $\text{fminsearch}$ ».

Проте, всетаки, найпоширенішими методами розв’язання нелінійних оптимізаційних задач є методи неозначених множників Лагранжа та градієнтні методи [16]. Ми більше зупинимось на градієнтному методі, оскільки в подальшому будемо використовувати саме його.

Градієнтний метод розв’язку задачі передбачає використання поняття градієнтного вектора:

$$\text{Градієнтом функції } f(\mathbf{x}) \text{ називається вектор: } \nabla f(\mathbf{x}) = \left( \frac{\partial f}{\partial x_1}, \frac{\partial f}{\partial x_2}, \dots, \frac{\partial f}{\partial x_n} \right), \quad (1.5)$$

де  $\mathbf{e}_i$  – поодинокі вектори.



Значення цього вектора визначається наступним чином:

$$(1.6)$$

Фізична суть градієнтного вектора полягає в тому, що він показує напрям та швидкість найбільшої зміни функції у точці, яка розглядається. Якщо у будь-якій точці градієнтний вектор дорівнює нулю, то точка відповідає екстремуму [17].

**1.2.3 Градієнтний метод пошуку оптимуму.** Для використання градієнтного методу потрібно скласти цільову функцію, у якій будуть враховані параметри мережі. На підставі цільової функції розв'язуватиметься задача вибору потужності та місця встановлення компенсувальних пристроїв. Далі буде розглянута варіанти можливих цільових функцій розв'язання завдання оптимальної компенсації реактивної потужності.

Першою цільовою функцією буде мінімум сумарних втрат напруги:

$$(1.7)$$

де – втрати напруги у лінії.

Ця функція враховує суму втрат напруги, а метою оптимізаційної задачі буде мінімізація втрат напруги. Недоліком цього критерію є те, що з мінімізацією цієї функції, падіння напруги прямують до від'ємних значень. Це говорить про нераціональне використання компенсувальних пристроїв, потужність яких, очевидно, буде завищена.

Другою цільовою функцією буде мінімум відхилення напруги [18]:

$$(1.8)$$

де – відхилення напруги.

При цьому критерії, напруги усіх ділянок мережі прямують до номінального значення, тобто . При цій цільовій функції компенсувальні установки будуть використовуватися раціональніше, але їх потужності можна

ще зменшити. Обидва критерії оптимізують лише технічну частину завдання, не враховуючи економічної ефективності.

Для зменшення потужності та кількості компенсувальних пристроїв та збільшення економічної ефективності, можливе застосування критерію мінімуму капітальних вкладень:

$$, \quad (1.9)$$

де  $P$  – потужність встановлюваного компенсувального пристрою;  $c_k$  – питома вартість компенсувальних установок;  $c_{дон}$  – вартість одного вимикача, будівельно-монтажних робіт та додаткового обладнання;  $n$  – кількість компенсувальних установок.

Ця функція прямує до мінімуму при відсутності компенсаційних установок, відповідно задача покращання пропускну здатності та отримання потрібних рівнів напруг не буде розв'язаною. Для раціонального розв'язання завдання потрібно ввести такі обмеження:

$$\% ; \quad (1.10)$$

$$, \quad (1.11)$$

де  $U_i$  – напруга на  $i$ -й лінії;  $U_{ном}$  – номінальна напруга  $i$ -ї лінії.

Відповідно до нормативно-документації ДСТУ 50160:2014 максимально допустима напруга не повинна відрізнятися більш ніж на  $\pm 10\%$  від номінальної напруги. Обмеження буде поставлено для мережі 10 кВ, для урахування сумарних втрат напруги у лініях 35 кВ та трансформаторах 35/10 кВ, для отримання прийнятних рівнів напруги на низькій стороні необхідна така умова:

$$. \quad (1.12)$$

Потужність компенсувальних пристроїв має бути більшою або рівною нулю. Це обмеження необхідне першочергово для критеріїв мінімуму відхилень напруги та сумарних втрат напруги. При використанні цих критеріїв у деяких точках енергосистеми напруги можуть вийти вище від номінальних. Без урахування цього обмеження у результаті можна отримати компенсаційні

установки, які споживають реактивну потужність, яка не доцільна з економічної точки зору.

(1.13)

де  $I$  – струм, який протікає лінією електропередачі;  $I_{\text{доп}}$  – тривало-допустимий струм лінії електропередачі.

Це обмеження дасть змогу не перевантажувати елементи енергосистеми, першочергово лінії електропередач та трансформатори.

Під час розв'язання поставленого завдання за критерієм мінімуму капітальних вкладень буде отримано найбільш оптимальні значення потужностей та місць встановлення компенсаційних установок, а обмеження, які поставлені для оптимізаційної задачі, допоможуть виконати усі вимоги нормативної документації та отримати необхідний рівень напруги на усіх підстанціях.

Резюмуючи викладений вище матеріал можемо сказати, що застосування апарату оптимізації в задачах електроенергетики дає змогу ефективно розв'язувати задачі покращання пропускної здатності електричних мереж. Варто відзначити, що це можливо робити за різних критеріїв оптимальності та різних умов: відхилення напруги, наявності компенсаційних пристроїв та мінімум капіталовкладень.

Далі буде продемонстровано, яким чином можна задіяти продемонстрований апарат оптимізації на реальному прикладі фрагмента електричної мережі та представлено результати аналізу роботи загаданого фрагмента електричної мережі.

## 2 МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 2.1 Опис досліджуваного фрагмента електричної мережі

Для здійснення моделювання різних режимів роботи фрагмента електричної мережі, який ми розглядаємо, потрібно детермінувати структурну схему мережі та параметри усіх її елементів [19].

На рисунку 2.1 представлено принципову однолінійну структурну схему досліджуваного фрагмента електричної мережі.

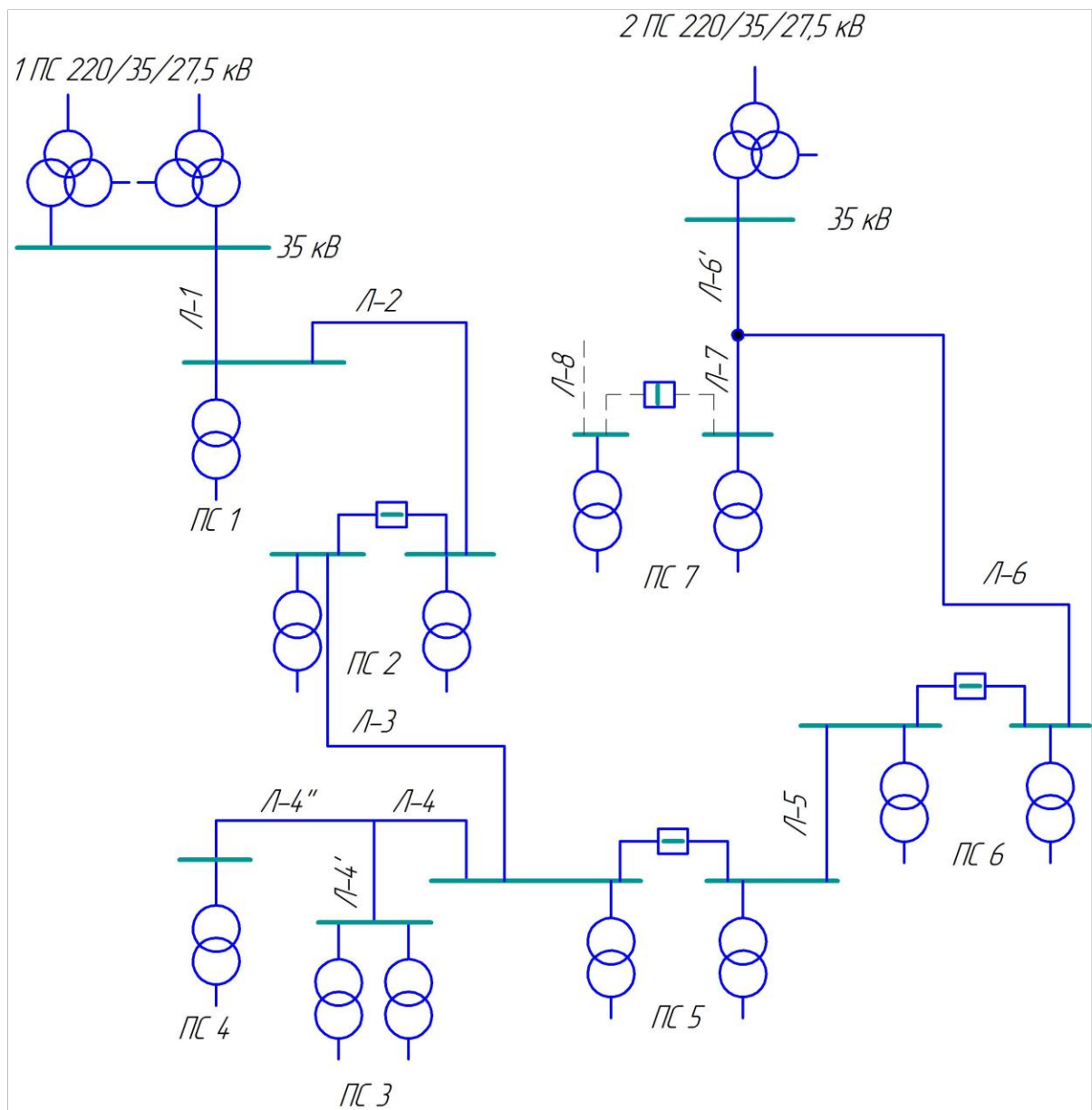


Рисунок 2.1 – Принципова однолінійна структурна схема фрагмента електричної мережі

З ціллю енергетичної безпеки країни, назви підстанцій буде зашифровано відповідними номерами підстанцій. Розглядуваний фрагмент електричної мережі знаходиться між підстанціями 1ПС 35 кВ та 2ПС 35 кВ, заживлюючи при цьому споживачів семи інших підстанціях. Цей фрагмент є кільцевим та має кілька відгалужень на підстанціях: ПС1, ПС4 та ПС7.

Довжина ліній кільцевого фрагмента без урахування відгалужень становить приблизно 129 км, а з урахуванням відгалужень – 168 км. Відповідно, при класі напруги аналізованої мережі 35 кВ та значних зазначених довжин ліній, втрати на цій ділянці мають високі значення.

Майже усі підстанції є двотрансформаторними, зокрема: ПС2, ПС3, ПС5, ПС6 та ПС7. Однотрансформаторними є ПС1 та ПС4.

На підстанції ПС7 розглянуто лише один трансформатор, заживлений лініями Л-6' та Л-7 від підстанції 2ПС, оскільки секційний вимикач перебуває у розімкнутому стані, відтак трансформатори працюють окремо. Другий трансформатор не є частиною кільцевої ділянки, який ми аналізуємо, оскільки він заживлений лінією Л-8.

Параметри трансформаторів, які знаходяться на підстанціях досліджуваного фрагмента електричної мережі представлено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри трансформаторів мережі [20]

№ПС	Тип	$K_T$	РПН	$X_B$ , Ом	$R_B$ , Ом	$B_T$ , мкСм	$G_T$ , мкСм
ПС1	ТМН-1000/35	0,3	$\pm 1 \times 5 \%$	10,7	0,81	39,3	8,66
ПС2	ТМН-6300/35	3,14	$\pm 6 \times 1,5 \%$	15,4	1,44	46,3	7,55
	ТМН-6300/35	3,14	$\pm 6 \times 1,5 \%$	15,4	1,44	46,3	7,55
ПС3	ТМН-6300/35	3,14	$\pm 4 \times 1,5 \%$	12,75	1,44	44,7	7,52
	ТМН-6300/35	3,14	$\pm 6 \times 1,5 \%$	25,5	2,68	28,7	5,88
ПС4	ТМ-100/35	0,011	$\pm 2 \times 2,5 \%$	98,7	48,4	1,14	1,63
ПС5	ТМН-1600/35	0,3	$\pm 2 \times 2,5 \%$	49,7	8,61	18,3	2,98
	ТМН-1600/35	0,3	$\pm 2 \times 2,5 \%$	49,7	8,61	18,3	2,98
ПС6	ТМ-1000/35	0,28	$\pm 2 \times 2,5 \%$	72,1	14,9	12,1	2,24
	ТМ-1000/35	0,28	$\pm 2 \times 2,5 \%$	74,5	14,9	12,1	2,24
ПС7	ТМ-1000/35	0,3	$\pm 1 \times 5 \%$	10,7	0,81	39,2	8,6

З міркувань енергетичної безпеки України ми не будемо навидити довжини ліній та їх параметри, оскільки це відразу розкриє карту реальної мережі.

## 2.2 Моделювання нормального режиму роботи та верифікація розробленої моделі мережі

Для моделювання різних режимів роботи фрагмента кільцевої електричної мережі ми будемо використовувати програмний комплекс *RastrWin*.

Під нормальним режимом роботи будемо розуміти такий режим, коли живлення досліджуваного фрагмента здійснюється від обох центрів живлення (1ПС та 2ПС). При цьому значення напруги на шинах споживачів знаходяться в допустимих межах.

Обчислення параметрів було здійснено на основі даних, взятих під час проходження практики в обленерго. Дані щодо навантажень було взято за результатами контрольних замірів від 21 грудня о 19 год, що відповідає режиму максимальних навантажень.

Також, було враховано коефіцієнти трансформації з урахуванням положень пристроїв РПН (ПБЗ), встановлених на момент контрольних замірів.

Результати контрольних замірів представлено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Напруги на шинах низької напруги та навантаження за результатами контрольних вимірів від 21 грудня

№ПС	ПС1		ПС2		ПС3		ПС4		ПС5		ПС6		ПС7
№Тр	T1	T1	T2	T1	T2	T1	T1	T1	T2	T1	T2	T2	
$U$ , кВ	10,9	10,9	10,8	9,9	10,1	0,35	9,9	10,1	10,2	10,2	10,2	10,2	
$P$ , МВт	0,56	0,1	0,46	0,46	0	0,05	2,8	2,16	0,55	0,47	3,89	3,89	
$Q$ , МВАр	0,19	0,04	0,19	0,14	0	0,02	0,77	0,39	0,13	0,14	0,78	0,78	

Модель фрагмента мережі створюється шляхом введення у таблиці параметрів вузлів та гілок. Результати цих введень представлено на рисунках 2.2 та 2.3.

Після внесення у програму усіх даних потрібних для моделювання фрагмента аналізованої електричної мережі, починається побудова графічного відображення моделі.

Модель нормального режиму роботи, отримана внаслідок моделювання, представлена на рисунку 2.4. Номери підстанцій зазначені у відповідності до структурної схеми, представленої на рисунку 2.1.

	O	S	Тип	Номер	Назва	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		База	2		35					1,2	0,7					37,50		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	5		35											37,19	-0,19	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	6		10			0,57	0,18							10,79	-1,92	
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	71		35											37,01	-0,31	
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	72		35											37,01	-0,31	
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	81		10			0,47	0,18							10,81	-1,23	
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	82		10			0,10	0,03							10,71	-0,50	
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	9		35											33,15	-5,20	
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	101		10			2,81	0,76							10,28	-7,38	
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	11		35											32,90	-5,48	
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	111		10			0,47	0,13							10,20	-7,14	
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	112		10											10,36	-5,45	
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	102		10			2,15	0,38							10,35	-6,87	
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	121		35											35,56	-2,10	
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	13		10			0,54	0,12							10,29	-2,40	
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	131		10			0,46	0,13							10,28	-2,62	
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	14		35											38,44	-0,04	
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	15		35											38,24	-0,27	
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	16		10			3,88	0,79							10,31	-1,89	
20	<input type="checkbox"/>		База	17		35					10,1	3,0					38,50		
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	32		35											33,06	-5,33	
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	132		0			0,04	0,01							0,36	-6,66	

Рисунок 2.2 – Введення параметрів вузлів фрагмента електричної мережі у програмному комплексі *RastrWin*

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Назва	R	X	B	Кт/г	N_внц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I зарп.
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	5				6,08	7,32	51,6				-1	-1		20	
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	6				14,21	76,35	12,2	0,3			-1	0		10	
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	71				7,19	8,65	61,0				-1	0		10	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	71	81				8,61	49,99	18,3	0,3			0	0		8	
5	<input type="checkbox"/>		Выкл	71	72										0	0		2	
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	72	82				8,61	49,99	18,3	0,3			0	0		2	
7	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	72	9				8,25	9,93	70,0								
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	101				1,43	15,49	46,3	0,3			-3	-1		51	
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	111				14,95	72,09	12,2	0,3			0	0		9	
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	112				14,95	74,47	12,2	0,3			0	0		0	
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	102				1,44	15,49	46,3	0,3			-2	-1		38	
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	121				11,39	13,70	96,6				6	1		99	
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	121	13	1			1,44	12,75	44,7	0,3			-1	0		9	
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	121	131	2			2,68	25,49	28,7	0,3			0	0		8	
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	121	14				13,08	11,60	79,6				6	2		105	
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	15				1,57	1,89	13,3				-4	-1		61	
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	16				0,81	10,77	39,2	0,3			-4	-1		61	
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	17				0,17	0,15	1,0				10	3		159	
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	32				4,15	5,00	35,2				-1	0		10	
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	11				7,11	8,55	60,3				0	0		10	
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	132				171,50	714,70		0,0			0	0		1	

Рисунок 2.3 – Введення параметрів гілок фрагмента електричної мережі у програмному комплексі *RastrWin*

Змодельований режим роботи відповідає режиму, у якому знаходилася мережа на момент контрольних вимірів 21 грудня о 19:00 год). На момент контрольних вимірів лінія Л-3 було відімкнена.

Достовірність розробленої моделі підтверджена порівнянням даних контрольних вимірів з отриманими значеннями результатів комп'ютерного моделювання. Порівнюваними параметрами є напруги на шинах низької напруги трансформаторів.

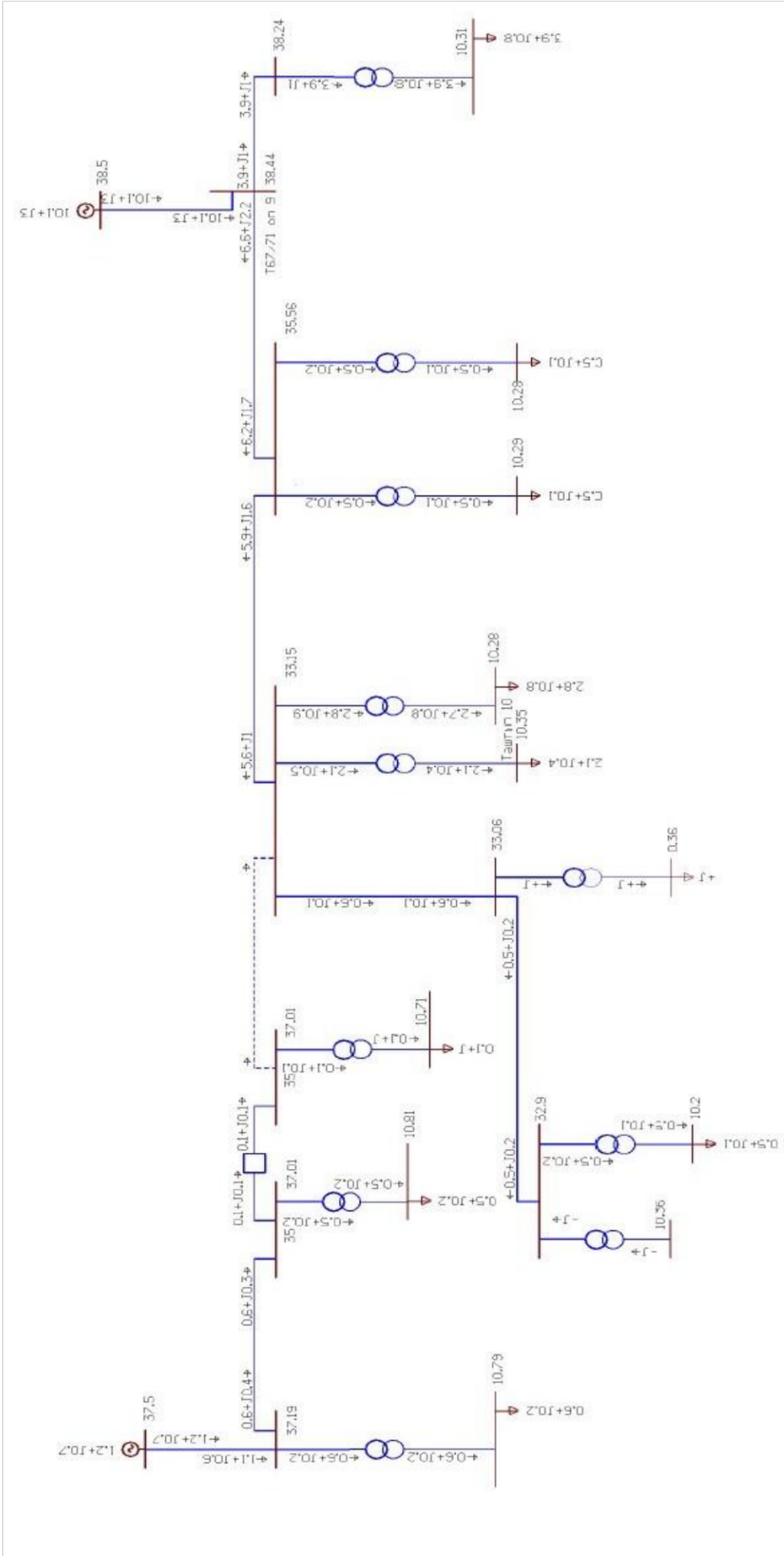


Рисунок 2.4 – Розроблена модель аналізованого фрагмента електричної мережі



На основі результатів було складено порівняльну таблицю 2.3, у якій співставлень результати контрольних замірів із результатами моделювання.

Таблиця 2.3 – Верифікаційна таблиця розробленої моделі

№ПС	ПС1		ПС2		ПС3		ПС4	ПС5		ПС6		ПС7
№Тр	T1	T1	T2	T1	T2	T1	T1	T1	T2	T1	T2	
$U$ , кВ	10,9	10,9	10,8	9,9	10,1	0,35	9,9	10,1	10,2	10,2	10,2	
$U_{mod}$ , МВТ	10,8	10,8	10,7	10,2	10,4	0,36	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	

Порівнюючи результати моделювання із результатами контрольних замірів, можна зробити висновок про достовірність результатів моделювання, а відтак, про можливість проведення подальшого аналізу на основі розробленої моделі фрагмента електричної мережі.

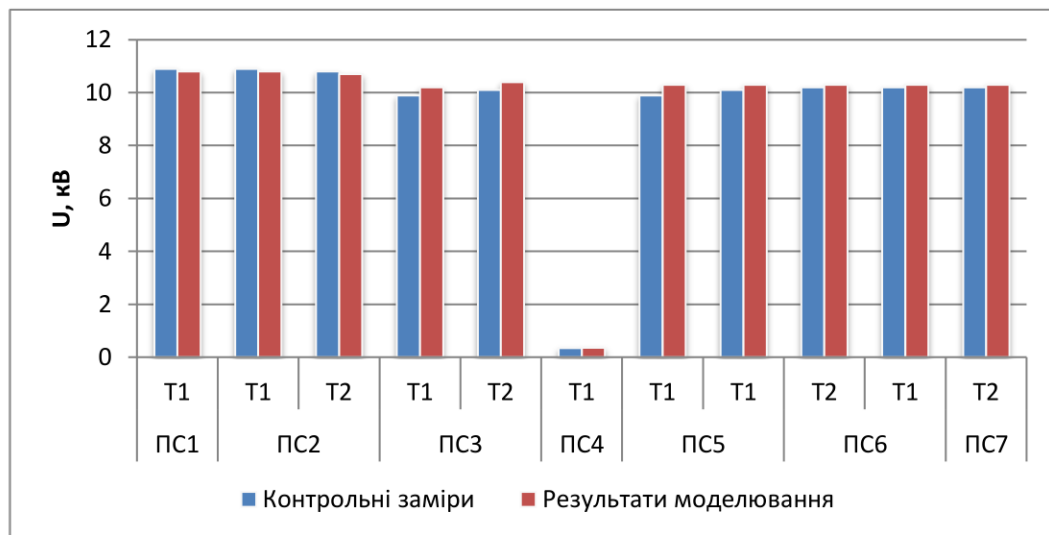


Рисунок 2.5 – Результати верифікації розробленої моделі за напругою

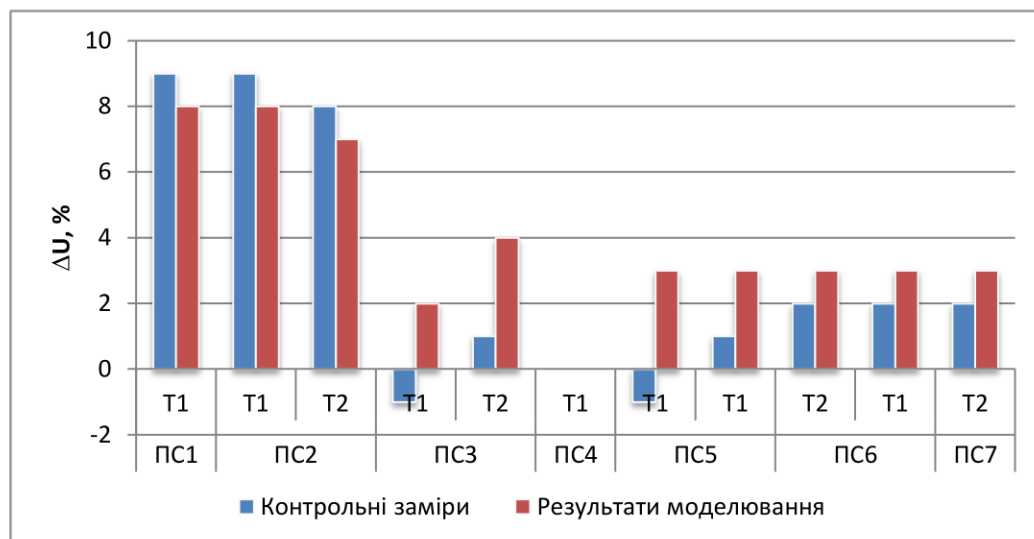


Рисунок 2.6 – Відхилення напруги від нормованих значень за підстанціями

Також, з рисунку 2.6 легко бачити, що на ПС1 та ПС2 у нормальному режимі роботи присутні відхилення напруги понад норму. Зокрема, на трансформаторі Т1 підстанції ПС1 вони становлять 8 %, а на підстанції ПС2 – 8 % та 7 % для трансформаторів Т1 та Т2, відповідно.

### 2.3 Моделювання аварійних режимів роботи фрагмента електричної мережі

У магістральних електричних мережах із двостороннім живленням дуже часто трапляються випадки, коли через аварії або проведення ремонтних робіт мережа починає отримувати живлення лише від одного живильного центру. Іноді це супроводжується значним падінням напруги у кінцевих споживачів, що є неприпустимим [21].

Для того, щоб з'ясувати, наскільки небезпечні подібні аварії в аналізованій ділянці мережі, змодельємо режими роботи при обриві лінії Л-1 та лінії Л-6' та проаналізуємо одержані результати. Також здійсимо аналіз можливості розв'язання цієї проблеми за допомогою РПН трансформаторів. Діапазони РПН для кожного із трансформаторів представлено у таблиці 2.1.

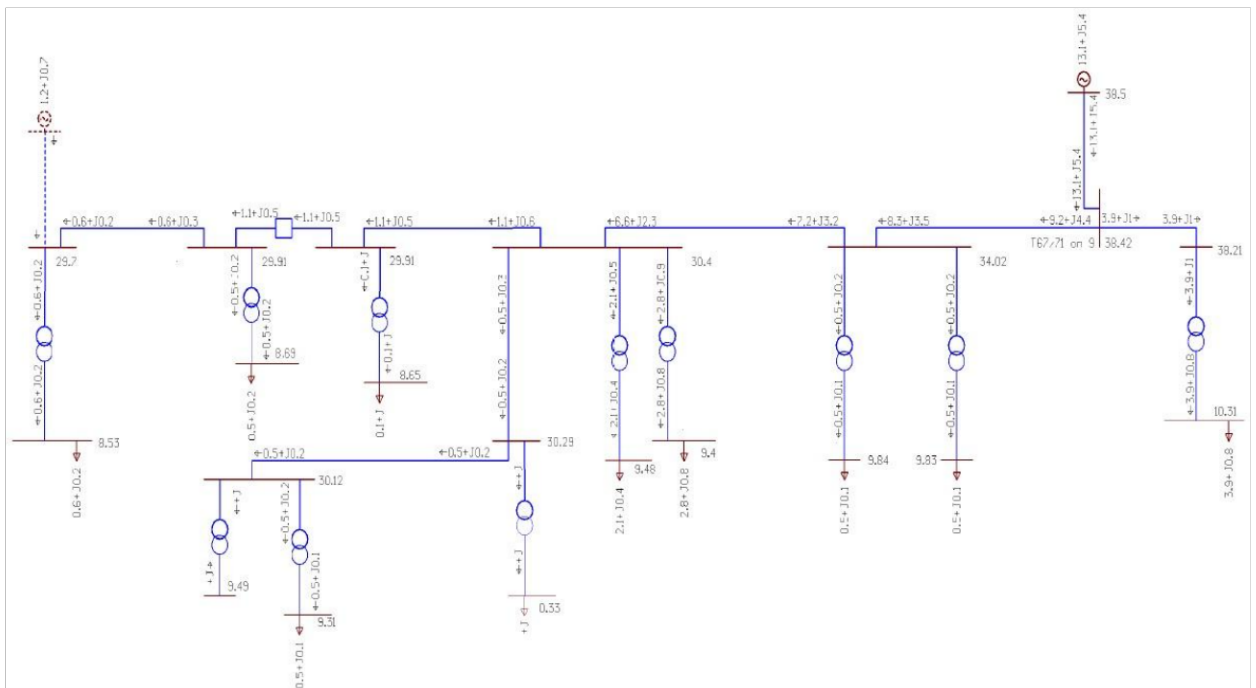


Рисунок 2.7 – Модель мережі при відімкненні лінії Л-1



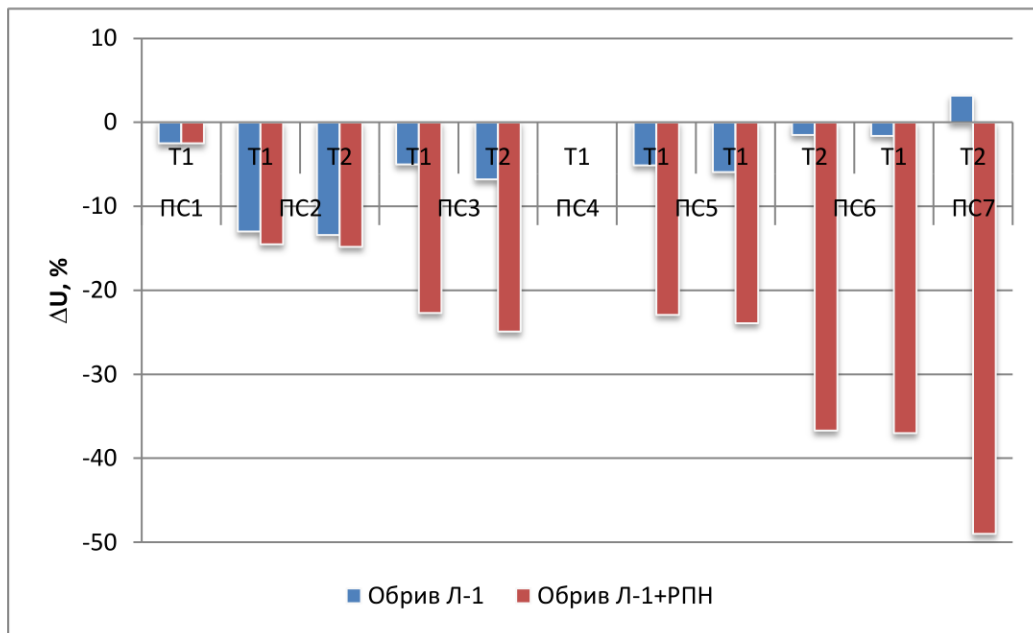


Рисунок 2.9 – Відхилення напруги при обриві лінії Л-1

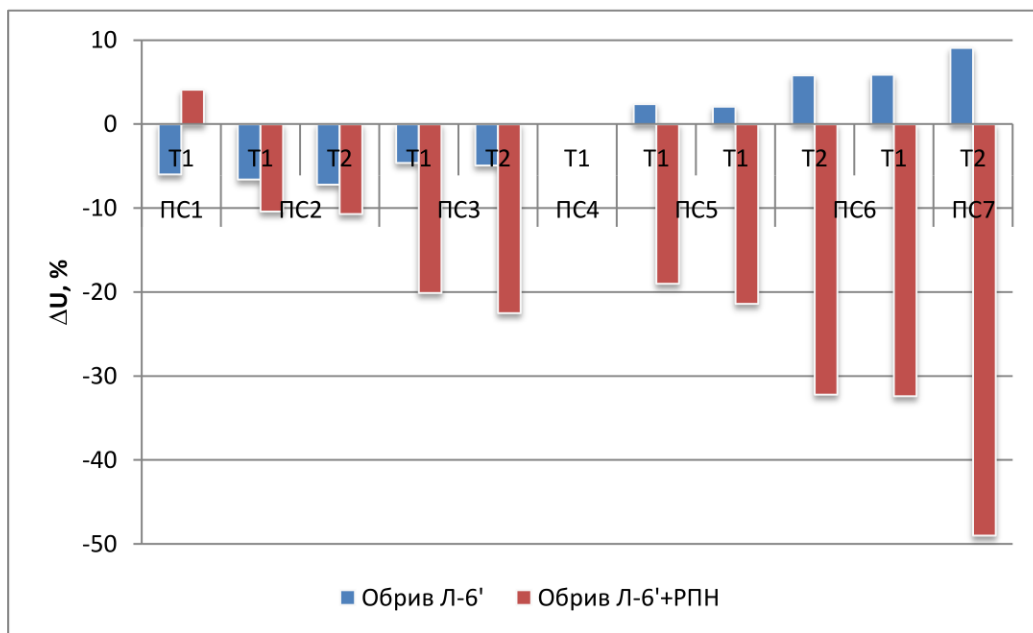


Рисунок 2.10 – Відхилення напруги при обриві лінії Л-6'

Аналізуючи рисунки легко бачити, що при обриві ліній, які є головними ділянками, напруга на шинах низької напруги деяких підстанцій знижується до неприпустимих значень. Відхилення є значними, а діапазону РПН недостатньо для підтримки напруги на задовільному рівні. У цьому випадку потрібно вживати заходів, які дають змогу запобігти неприпустимому зниженню напруги у споживачів. Одним із таких заходів є компенсація реактивної потужності.

## **3 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ІЗ ПОКРАЩАННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ТА ЯКОСТІ НАПРУГИ НА ПІДСТАНЦІЯХ**

### **3.1 Покращання пропускної здатності ліній електропередач**

Одним із ключових напрямів модернізації електричних мереж є заміна проводів на лініях електропередач. Цей захід спрямований на підвищення пропускної здатності ліній і забезпечення стабільного постачання електроенергії споживачам. У сучасних умовах, коли навантаження на енергосистему постійно зростає, актуальність такого рішення значно підвищується.

Заміна проводів може включати використання сучасних високотемпературних проводів із збільшеною провідністю, що дає змогу передавати більший обсяг електроенергії без значного перегріву. Окрім того, такі проводи мають кращу стійкість до атмосферних впливів, що підвищує надійність функціонування лінії у складних кліматичних умовах [23].

Потрібно відзначити, що виконання цього заходу вимагає попереднього техніко-економічного обґрунтування, адже заміна проводів часто пов'язана зі значними капіталовкладеннями. Заміна проводів є доцільною, коли існуючі лінії досягають своєї максимальної пропускної здатності, і подальше збільшення навантаження може призвести до аварійних ситуацій.

Додатково, заміна проводів часто поєднується із впровадженням нових технологій у мережах. Наприклад, встановлення сучасної ізоляції, систем моніторингу стану проводів або перехід на проводи зі зниженою втратою енергії. Такі комплексні підходи дають змогу не лише збільшити пропускну здатність лінії, а й покращити її ефективність.

Відтак, заміна проводів ліній електропередач є одним із найважливіших заходів для модернізації електричних мереж. Цей крок не лише забезпечує підвищення пропускної здатності, але й сприяє покращенню надійності та енергоефективності енергосистеми загалом.

Під час заміни проводів на лініях електропередач нерідко виникає потреба в оновленні опор. Це пов'язано зі збільшенням ваги нових проводів, їхніх механічних навантажень, а також відповідності сучасним стандартам безпеки.

Старі опори часто не розраховані на використання високотемпературних або більш провідних матеріалів, які мають інші технічні характеристики. До того ж, зношені конструкції можуть становити ризик під час експлуатації, особливо в умовах сильних вітрових навантажень або обледеніння.

Заміна опор зазвичай виконується з метою збільшення їхньої висоти для дотримання безпечних відстаней між проводами та землею, що є важливим при передаванні електроенергії підвищеної потужності. Окрім того, сучасні опори часто виготовляють із міцніших та легших матеріалів, таких як композити або оцинкована сталь, що забезпечує їхню довговічність і стійкість до корозії.

Виконання цього заходу також сприяє зменшенню візуального та екологічного впливу на довкілля, адже сучасні конструкції займають менше місця та вписуються у ландшафт більш гармонійно.

Відтак, заміна опор є важливою складовою комплексної модернізації ліній електропередач, яка дає змогу не лише встановити нові проводи, але й забезпечити довговічність та безпеку всієї інфраструктури.

Як вже згадувалося, одним із можливих варіантів буде підвищення пропускної спроможності ліній заміною проводів повітряних ліній електропередач на дроти більшого перерізу [24].

На більшості ліній електропередач встановлено такі опори:

1. Металеві опори:
  - кутові У-1м.
2. Залізобетонні опори:
  - анкерно-проміжні ПУБ-35-3т;
  - проміжні ПУБ-35-3т;
  - анкерно-кутові ПУБ-35-3т.

Усі вище перелічені типи опор розраховані на встановлення проводів, перетином до 120 мм. Відтак, розглянемо можливий варіант заміни проводів на максимально допустимий перетин. Найбільше відхилення напруги спостерігається на підстанції ПС7, тому розглянемо варіант заміни усіх проводів на проводи марки АС-120 починаючи від головної ділянки, аж до самої підстанції та зробимо необхідні повторні моделювання.

### 3.2 Покращання пропускної здатності шляхом впровадження поперечної компенсації реактивної потужності

Другим можливим варіантом буде покращання пропускної здатності шляхом поперечної компенсації реактивної потужності. Тут для ефективно впровадження потрібно здійснити розв'язок оптимізаційної задачі визначення місць встановлення та потужності компенсувальних установок.

Для розв'язку цієї задачі ми будемо використовувати програму *MS Excel*, яка дає змогу знайти мінімальне значення функції при заданих параметрах та обмежень.

Для розрахунку режиму роботи ділянки мережі будемо використовувати формули [25]:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + (Q - Q_K)^2}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad \Delta U = \frac{P \cdot R + (Q - Q_K) \cdot X}{U}; \quad (3.1)$$

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_K)^2}{U^2} \cdot R, \quad \Delta U_{\%} = \frac{U - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100, \quad (3.2)$$

де  $Q_K$  – потужність компенсувального пристрою;  $U$  – фактична напруга ділянки мережі;  $U_{НОМ}$  – номінальна напруга ділянки мережі.

Для врахування квадратичної залежності потужності компенсувального пристрою від напруги було використано формулу:

$$Q_{КУ} = \frac{Q_{розр}}{U^2} \cdot U_{ном}^2, \quad (3.3)$$

де  $Q_{KV}$  – потужність компенсуючої установки на номінальній напрузі;  
 $Q_{розр}$  – розрахункова потужність компенсуючої установки.

На основі вище зазначених формул, з використанням програмного комплексу *MS Excel*, було розроблено таблицю, яка дає змогу на основі методу градієнтного спуску здійснювати оптимальний пошук кількості компенсаційних установок та місця їх встановлення. Після внесення вищевказаних співвідношень у відповідні комірки таблиці складаються цільові (оптимізаційні) функції. Також, крім обмежень також задаються комірки, значення яких є змінними та вибирається комірка з цільовою функцією. На рисунку 3.1 представлено вікно налаштування параметрів «Пошук вирішення завдання».

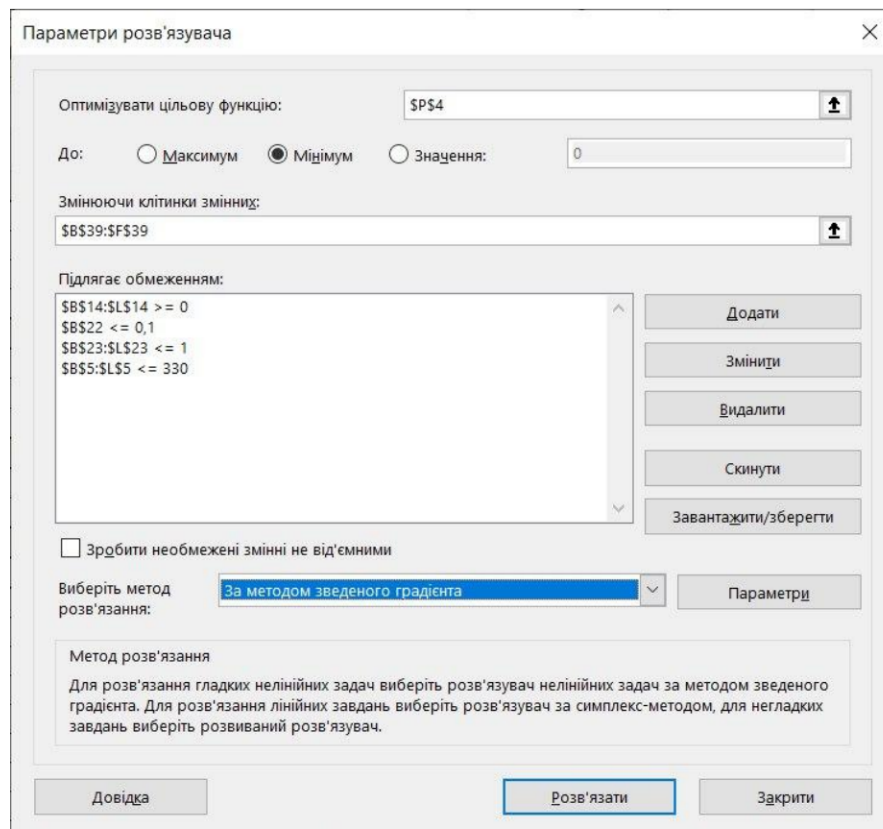


Рисунок 3.1 – Внесення параметрів для пошуку розв’язку [26]

Розрахунковий файл, сформований у *MS Excel*, представлено на рисунку 3.2. У комірку P5 введено цільову функцію мінімуму капіталовкладень. Усі параметри, які потрібні для обчислення режиму, зокрема: активні та реактивні опори ліній та трансформаторів, потужності навантажень, капітальні витрати, струми у лініях, а також обмеження, занесено до таблиць аналогічного файлу.





Шукані потужності компенсуючих пристроїв є змінними, номери компенсувальних пристроїв, визначають місця їх встановлення. (Якщо у таблиці під номером компенсувального пристрою, після пошуку мінімальної цільової функції висвічується 0 – встановлення компенсаційної установки не потрібне).

Далі за допомогою функції «Пошук рішення» знаходиться мінімальне значення цільової функції та значень змінних, за яких воно досягається [27].

Для розв'язання оптимізаційної задачі за іншим критерієм вибирається цільова комірка, яка містить необхідну функцію (у даному випадку це комірка  $P_4$ , яка містить функцію мінімуму сумарних втрат напруги).

Відтак, програма знаходить найоптимальніший розв'язок для кожного критерію. Для усіх трьох описаних вище випадків пошуку оптимальних розв'язків задаються одні й ті самі обмеження.

Розв'язки, отримані для усіх трьох випадків представлено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Отримані результати обчислень

Критерій	$Q_{KV1}$ , кВАр	$Q_{KV2}$ , кВАр	$Q_{KV3}$ , кВАр	$Q_{KV4}$ , кВАр	$Q_{KV5}$ , кВАр	$Q_{KV6}$ , кВАр
Мінімум сумарних втрат напруги	511	1088	1942	2537	3102	4596
Мінімум відхилень напруги	102	970	1512	2753	2044	3578
Мінімум капіталовкладень	0	0	0	1891	3146	5611

Тепер, потрібно на основі розробленої моделі здійснити перевірку правильності обчислення компенсаційних установок та проаналізувати результати.

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 4.1 Перша невідкладна допомога при ураженні електричним струмом

За ураження електричним струмом потерпілого потрібно швидко звільнити від подальшої дії електричного струму. Якщо пульс та дихання стійкі, то потерпілого необхідно зручно вкласти, зняти пояс, розстебнути одяг; потрібно забезпечити повний спокій та доступ свіжого повітря; потрібно безперервно спостерігати за пульсом та диханням; рекомендується окропити водою і дати понюхати нашатирний спирт [28].

У разі, якщо потерпілий не дихає чи дихає судорожно із всхлюпуванням, тоді потрібно робити йому штучне дихання; за відсутності в потерпілого пульсу одночасно із штучним диханням необхідно здійснювати закритий масаж серця. В усіх випадках негайно викликають лікаря.

Мимовільне судорожне скорочення м'язів руки може бути настільки сильним, що вивільнити струмоведучу частину із рук потерпілого стає майже неможливим. Відтак необхідно швидко вимкнути електроустановку за допомогою вимикача або рубильника. У випадку, якщо неможливо швидко вимкнути електроустановку, слід відокремити потерпілого від струмоведучої частини. Потрібно пам'ятати, що доторкнувшись до людини, яка перебувала у контурі струму, можна самому потрапити під напругу, через це не можна торкатися до його тіла незахищеними руками.

За напруги до 1000 В потерпілого виокремлюють від струмоведучої частини сухим канатом, дошкою, палицею, за допомогою одягу, який не проводить струм. На свої руки необхідно одягнути діелектричні рукавички (за їх відсутності ізолювати руки полотняним шарфом, кашкетом, прогумованою тканиною чи сухою тканиною, встати на суху дошку, ізолюючу підставку). Якщо відокремити потерпілого дуже важко, дозволяється перерубати чи перерізати дроти сокирою (інструментом) із сухим дерев'яним держакком.

За напруги вище 1000 В, щоб звільнити потерпілого від електричного

струму, потрібно одягнути діелектричні рукавички та чоботи й відтягувати потерпілого штангою чи кліщами, призначеними для цієї напруги. Іншими підручними засобами користуватися заборонено. На лініях електропередач можна накоротко замкнути усі дроти лінії, накинувши на них дріт. Накидаючий дріт повинен бути попередньо з'єднаний із землею.

Одним із найдієвіших способів відновити дихання у потерпілого є штучне дихання.

Перед пачатком штучного дихання слід зробити прохідними для повітря дихальні шляхи. Якщо рот потерпілого стиснутий, його потрібно розкрити. Для цього потрібно відвести нижню щелепу так, щоб нижні зуби опинилися впереді верхніх, або між корінними зубами вставити плоский предмет та із його допомогою розтиснути щелепи. Після цього швидко відкривають та очищають від слизу рот потерпілого, знімають щелепи виймають. Далі закидають голову потерпілого назад, підкладаючи одну руку під шию, а іншою натискають на чоло. Корінь язика при цьому відходить від задньої стінки гортані, відкриваючи при цьому вільний доступ повітря до легень. Для зберігання досягнутого положення під лопатки потерпілого підкладають валик із одягу.

Штучне дихання здійснюють у наступному порядку. Підтримуючи голову у закинутому стані (рот відкритий), зажимають ніздрі великим та вказівним пальцями тієї руки, що лежить на лобі. Пізніше, глибоко вдихнувши повітря, притискають свій рот до відкритого рота потерпілого (безпосередньо чи через марлю або хустку) та різко вдихають у нього повітря. Під час цього груди потерпілого повинні підніматися. Видих в постраждалого відбудеться мимовільно, так як відбувається спад грудної клітини. В хвилину роблять 10-12 вдихів – видихів. Цей метод штучного дихання називається «із рота у рот».

При штучному диханні потрібно стежити за потерпілим: якщо він поворухне губами, зробить ковтальний рух, потрібно перевірити, чи не почне він дихати самостійно та рівномірно. У цьому випадку штучне дихання слід призупинити. Якщо ж виявиться, що потерпілий не дихає, то штучне дихання негайно відновлюють [29].

При способі «із рота у ніс» повітря вдувають через ніс, щільно закривши рот. Цей метод застосовують у разі, коли рот потерпілого неможливо відкрити (стиснуті щелепи) або охопити.

Непрямий масаж серця здійснюють для того, щоб відновити його роботу та кровообіг. Цей масаж називають непрямим, зовнішнім тому, що на серце впливають через грудину. В шоковому стані м'язи тіла розслаблені, а відтак грудну клітку можна змістити у сторону хребта на 4 – 5 см, (здоровій людині цього зробити не можна). Сутність способу полягає у тому, що за допомогою ритмічного стискання серця між грудиною та хребтом вдається виштовхнути кров в великі судини. Коли тиск на грудину припиняється й вона випрямляється, серце знову наповнюється кров'ю. Повторюючи натискання із частотою пульсу (1 раз у 1 с), можна підтримувати кровообіг в організмі за відсутності роботи серця. Ритмічне стискання та опускання груднини стимулює самостійну роботу серця [30].

Для здійснення закритого (непрямого) масажу серця потерпілого вкладають на жорстку (щоб не було амортизації) лаву чи підлогу й швидко звільняють від одягу, що стискує – розстібають комір, пояс, знімають краватку. Той хто надає допомогу стає з лівого боку потерпілого й кладе на нижню частину його грудної клітини долоню витягнутої до відмови руки, а другу руку для посилення натискання кладе на першу.

Важливо правильно визначити місце, на яке необхідно натискати – на два пальця вище кінця груднини. Поклавши на це місце нижню частину ладоні однієї руки, другу необхідно покласти на неї під прямим кутом. Пальці не повинні торкатися грудної клітки. Натискати на грудину слід швидким поштовхом такої сили, щоб змістити її на 4 – 5 см. Після кожного натискання потрібно відносити руки від грудної клітки, щоб не заважати їй вільному випрямленню. Це сприяє притоку крові із вен у серце. Не можна натискати на верхню частину груднини, ребра, м'які тканини (печінку), так як їх можна пошкодити.

Частота натискання – один раз у секунду. Якщо допомогу надає одна людина, то робиться 14 – 15 натискань, а потім 2 – 3 глибоких вдихування.

Якщо ж допомогу надають двоє, то після 4 – 6 натискань роблять перерву на 2 с, під час якої вдувають повітря потерпілому, потім знову натискають і т.д. Про відновлення кровообігу можна судити за появою пульсу, який зберігається, якщо на 2 – 3 с припинити масаж. Процедуру масажу серця рекомендується доручати спеціально навченому працівнику.

За правильного надання допомоги в потерпілого проявляються наступні ознаки оживлення: колір обличчя набуває рожевого відтінку замість сіро-землистого із синуватим; проявляються стійкі самостійні дихальні рухи; звужуються зіниці, що означає збільшення кровопостачання мозку. Вузькі зіниці вказують на достатнє живлення мозку киснем.

Тривала відсутність пульсу при самостійному диханні та вузьких зіниць вказує на фібриляцію серця. В цих випадках необхідно оживляти потерпілого безперервно як до, так й після доставки його до лікувального закладу чи до прибуття лікаря. Навіть короткочасне (менше 1 хв) припинення нагадування допомоги по оживленню може мати небажані наслідки.

Після появи перших ознак життя зовнішній масаж серця та штучне дихання слід продовжувати ще 5 – 10 хв, приурочивши вдування до моменту власного вдиху.

## **4.2 Категорії електроустановок за напругою та схеми їх живлення**

Ураження людини струмом можливе у разі дотику її до двох точок, між якими є напруга, наприклад до двох фаз, фази та землі, до двох місць землі, які мають різні потенціали. Струм ураження залежить від робочої напруги та схеми живлення електроустановки, опору усіх елементів електричного контуру, по якому проходить струм.

Умовно, у тому числі й з метою техніки безпеки, електроустановки поділяють на дві категорії у залежності від величини робочої напруги: до та вище 1000 В. В електроустановках напругою вище 1000 В дотик до струмоведучих частин дуже небезпечний у будь-яких випадках незалежно від схеми

живлення, тому тут вживаються усі заходи для того, щоб зробити струмопровідні частини недоступними для випадкового дотику до них людини. Їх розташовують на недоступних відстанях, надійно огорожують, строго регламентуючи правила доступу до установки.

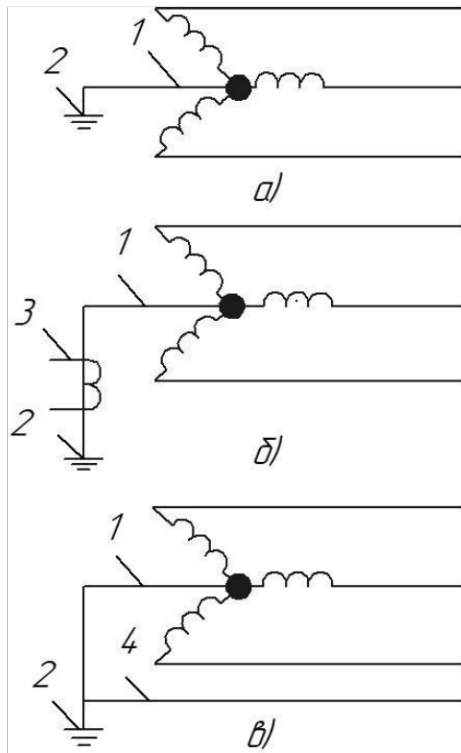


Рисунок 4.1 – Мережа із глухозаземленою нейтраллю: *a* – глухе заземлення нейтралі; *б* – глухе заземлення нейтралі через трансформатор струму; *в* – трифазна чотири провідна мережа із заземленими нульовим проводом; *1* – нейтраль; *2* – заземлення; *3* – трансформатор струму; *4* – нульови провід.

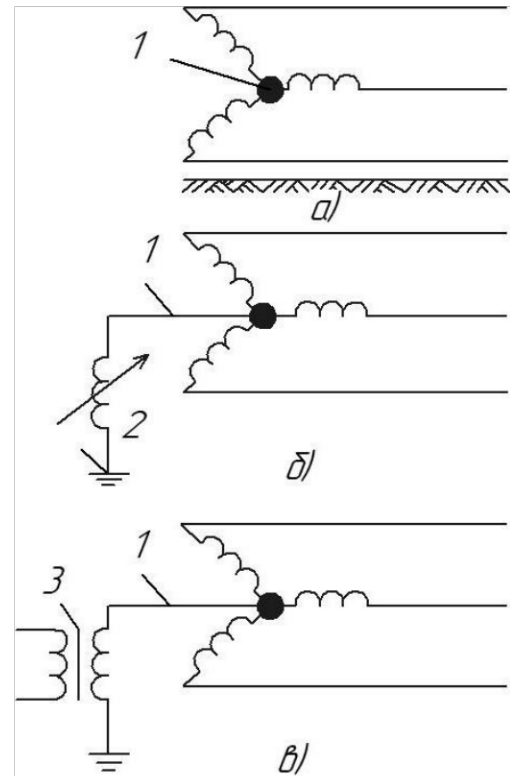


Рисунок 4.2 – Мережа з ізолюваною нейтраллю трансформатора: *a* – повністю ізольована нейтраль; *б* – у нейтраль увімкнена котушка, яка компенсує ємнісний струм мережі; *в* – в нейтраль увімкнена обмотка трансформатора напруги; *1* – нейтраль; *2* – компенсувальна котушка; *3* – трансформатор напруги.

Електроустановками напругою до 1000 В оснащені усі галузі народного господарства, у тому числі й побут. В цих установках велика ймовірність випадкового дотику до струмоведучих частин, корпусів електрообладнання, що опинилися під напругою при замиканні на них [30].

Електроустановки напругою до 1000 В у переважній більшості працюють від чотирипровідних мереж із глухозаземленою нейтраллю (рис. 4.1): нейтралі генераторів та трансформаторів приєднані до заземлювальних при-

строїв безпосередньо через малий опір (наприклад, трансформатор струму). Четвертий провід мережі приєднаний до заземленої нейтралі трансформатора, тому він називається нульовим. За допомогою нульового проводу вмикають споживачів на фазну напругу (наприклад, освітлювальне навантаження) Нульовий провід, а також заземлення нейтралі є робочими елементами схеми.

За підвищених вимог безпеки живлення електроустановок напругою до 1000 В здійснюється трипровідних мереж із нейтраллю, ізольованою від землі (рис. 4.2) або пов'язаної з заземлювальним пристроєм через апарати, маючі великий опір (наприклад, трансформатори напруги, котушки, які компенсують ємнісний струм мережі) [31].

#### **4.3 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні компенсаційних установок**

Сучасні комплекси та системи електропостачання промислових підприємств включають окрім повітряних та кабельних ліній трансформаторні підстанції. Підстанція – це електроустановка, яка складається із трансформаторів чи інших перетворювачів енергії, пристроїв управління, розподільних пристроїв (РП) та допоміжних споруд. Підстанції промислових підприємств зазвичай можуть буди прибудованими до основної будівлі, вбудованими а також внутрішньоцехові. Широко застосовують комплектні трансформаторні підстанції (КТП), які поставляються у зібраному чи повністю підготовленому для збирання вигляді. Комплектним (КРП) називається РП, які складається із частково чи повністю закритих шаф або блоків із вбудованими у них апаратами, пристроями захисту та автоматики, які постачаються у зібраному чи повністю підготовленому для збирання вигляді [32].

Відтак, монтаж сучасної підстанції зазвичай зводиться в основному до встановлення у підготовленому приміщенні (чи на майданчику у разі відкритих РП) окремих шаф або блоків, з'єднання їх апаратів між собою та із КЛ чи ПЛ. Електромонтери виконують під час цього слюсарно-складальні та такела-



жні роботи: виконання електричних з'єднань первинних та вторинних контурів, виконання електромонтажних заготовок у майстернях, включення приладів релейного захисту та автоматики, наладка змонтованого обладнання. При ремонті та електромонтажі устаткування підстанцій слід вживати заходів щодо захисту опіків, від механічних травм (поранень, ударів), від ураження електричним струмом. Працюючий персонал електромонтажної організації незалежно від наявності кваліфікаційної групи по техніці безпеки не прирівнюється до експлуатаційного персоналу, й йому забороняється проводити будь-які роботи по експлуатації електроустановок на будівельних майданчиках.

Для закріплення деяких деталей електроустаткування до стін та конструкцій приміщення РП за допомогою дюбелів застосовують порохові інструменти – будівельно-монтажний пістолет поршневого типу ПЩ-52-1 та порохові оправлення типу ОДП-4М. Заходи безпеки під час використання порохових інструментів передбачені заводськими інструкціями по їх експлуатації.

Конструкції масою понад 20 кг підіймати слід двом електромонтажникам. При масі вантажу більше 50 кг піднімати його слід із застосуванням лебідки чи кранів.

Роботи, пов'язані із підйомом на висоту та кріпленням важких деталей електроустаткування РП (трансформаторів струму, роз'єднувачів, опорних та прохідних ізоляторів та ін.) є небезпечними щодо можливості травмування. Під час установки різноманітних апаратів та інших деталей у закритих РП, які закріплюються у стелях, стінах та на будівельних конструкціях за допомогою цементних розчинів, не варто забирати підтримуючі їх пристрої до повного затвердіння розчину. Завчасне видалення підпорок та розтяжок може викликати руйнування вузла кріплення та падіння цих конструкцій, що є дуже небезпечно. Підняття на висоту для монтажу різні елементи обладнання та апарати повинні негайно закріплюватися на своїх місцях.

При переміщенні та підйомі на місце установки роз'єднувачів, відокремлювачів та короткозамикачів їх потрібно встановлювати у положення «включено», так як при такому положенні ножів виключається можливість

травмування робітників ножовими контактами [33].

Всі електромагнітні приводи, автоматичні вимикачі та інші апарати, забезпечені механізмами вільного розчеплення поворотними пружинами, слід переміщати контакти на місце, коли вони знаходяться у положенні «відключено». Річ у тому, що під час включеного положення цих апаратів можливе випадкове спрацьовування на відключення та випадковий рух механізму може травмувати робітника.

При підйомі та переміщенні камер, розподільних щитів чи блоків збірних розподільчих пристроїв необхідно за допомогою відтяжок запобігти їх перекиданні.

Для обчислення імовірності травми використаємо логіко-імітаційну модель процесу її формування (рис. 4.3) і програмний комплекс MathCad в якому зроблено всі розрахунки.

<b>Вихідні дані:</b> P1 := 0.4    P2 := 0.3    P4 := 0.3    P5 := 0.5				
P7 := 0.3	P8 := 0.5	P12 := 0.3	P11 := 0.5	P14 := 0.3
P15 := 0.5	P17 := 0.3	P18 := 0.5		
<b>Ймовірність події 3</b>			+	
$P3 := P1 + P2 - P1 \cdot P2 = 0.58$				
Слід зауважити, що обчислення ймовірностей випадкових подій проводяться відповідно до положень булевої алгебри.				
Аналогічно обчислюємо ймовірність інших подій залежно від їх номера:				
$P6 := P4 + P5 - P4 \cdot P5 = 0.65$				
$P9 := P7 + P8 - P7 \cdot P8 = 0.65$				
$P10 := P3 + P6 + P9 - P3 \cdot P6 - P3 \cdot P9 - P6 \cdot P9 + P3 \cdot P6 \cdot P9 = 0.949$				

Рисунок 4.3 – Розрахунок імовірностей в *MathCad 15*

$$\begin{aligned}
 P_{13} &:= P_{11} + P_{12} - P_{11} \cdot P_{12} = 0.65 \\
 P_{16} &:= P_{14} + P_{15} - P_{14} \cdot P_{15} = 0.65 \\
 P_{19} &:= P_{17} + P_{18} - P_{17} \cdot P_{16} = 0.605 \\
 P_{20} &:= P_{13} + P_{16} + P_{19} - P_{13} \cdot P_{16} - P_{13} \cdot P_{19} - P_{16} \cdot P_{19} + P_{13} \cdot P_{16} \cdot P_{19} \\
 P_{20} &= 0.952 \\
 P_{21} &:= 0.12 \\
 P_{22} &:= P_{10} + P_{20} - P_{10} \cdot P_{20} = 0.998
 \end{aligned}$$

Рисунок 4.4 – Розрахунок імовірностей в MathCad 15 (продовження)

На робочому місці оператора під час обслуговування турбогенератора за наявності згаданих недоліків з охорони праці, які репрезентовані в основних подіях на 100 таких місць, можна очікувати 2 травми. Якщо терміново виправити зазначені недоліки (значно підвищивши професіональний рівень операторів, покращивши контроль та побудувавши потрібну кількість пристроїв захисту за усіма вимогами безпеки), побачимо на моделі, що шляхом ще одного розрахунку, цей показник небезпеки почне наближатися до 0, а рівень безпеки – до 1.

Цілком зрозуміло, потрібно пам'ятати, що на згаданому робочому місці можуть бути й інші несправності і недоліки, які призведуть до травми за інших обставин. Складовими обставинами іншої травми можуть бути наступні недоліки: малоефективний контроль чи дуже низький професійний рівень умінь і знань працюючих з охорони праці. Потрібно здійснити розробку відповідної моделі і зробити необхідні розрахунки. Враховуючи, що показник імовірності виникнення аварії або травм (травмонебезпечної ситуації або аварійної) найкраще й об'єктивніше характеризує показник небезпеки на конкретному об'єкті, через це створені умови для покращення системи управління безпекою праці у виокремлених підрозділах або господарствах. Величина імовірності може враховуватися при розробці заходів впливу на працюючий оперативний персонал, що часто допускає небезпечні дії, і стимулюючих заходів до тих працівників, на індивідуальних робочих місцях яких є низька імовірність появи аварії і травми.

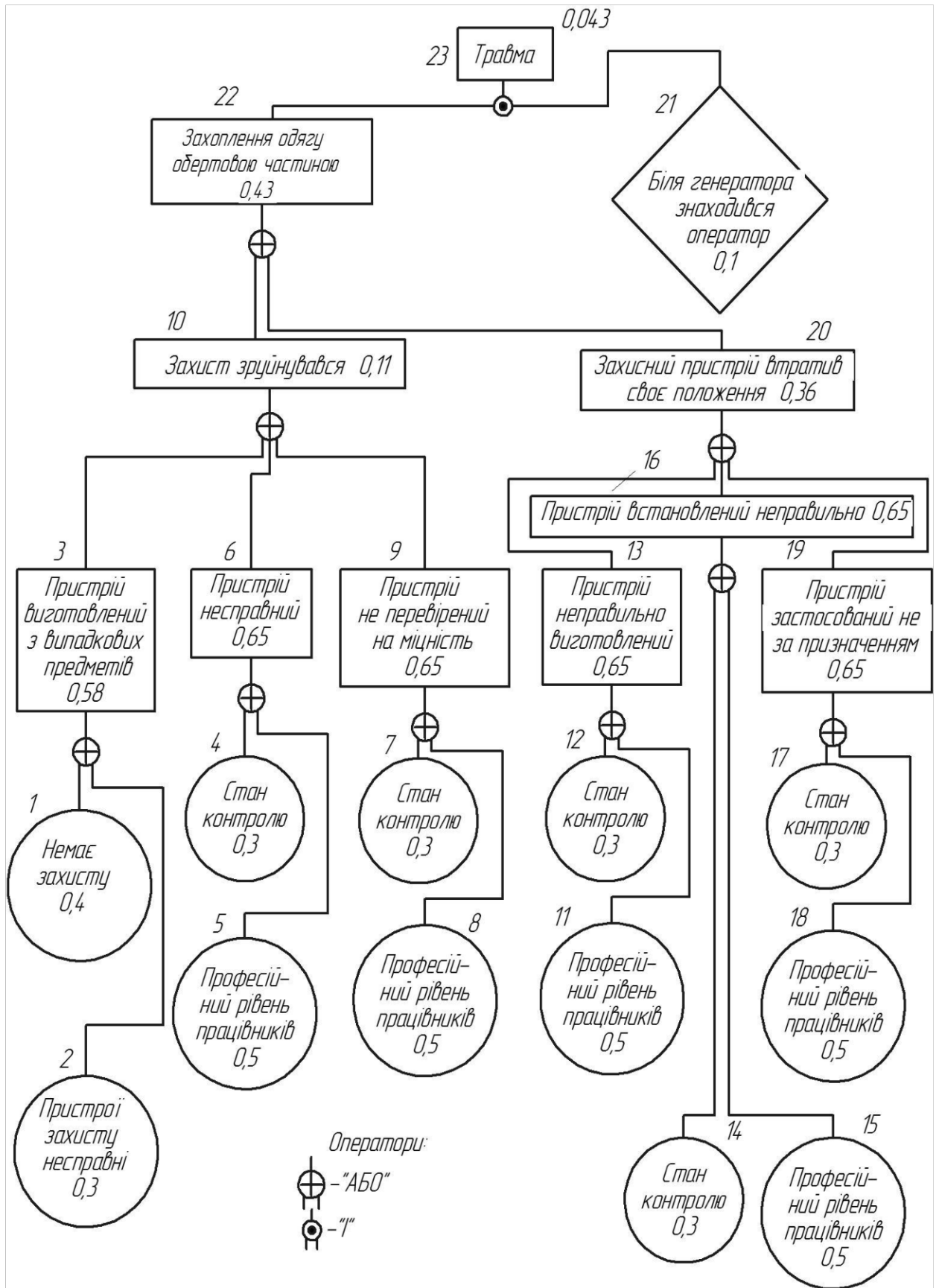


Рисунок 4.5– Логіко-імітаційна модель процесу виникнення травми при обслуговуванні компенсаційних установок

#### 4.4 Розробка заходів питань безпеки у надзвичайних ситуаціях

Відповідно до чинного законодавства функції безпеки, в тому числі й у сфері соціальної політики, покладені на законодавчі та виконавчі органи влади усіх рівнів.

Відтак, місцеві органи федеральних органів й органів суб'єкта виконавчої влади розв'язують задачі комплексної безпеки в відповідності із своїми призначеннями та на основі сучасної законодавчої бази, визначають шляхи, напрями та способи підвищення рівня безпеки окремої особи та населення у цілому [34].

Дані органи роблять усе можливе для удосконалення і розвитку методичної, нормативної правової бази, яка здійснює регулювання діяльності в області безпеки, у тому числі й у соціальній сфері. Також удосконалюються, створюються та задіюються правові, економічні, адміністративні та інші механізми, які підвищують рівень діяльності в сфері безпеки, здійснюється координація та керівництво діяльності підвідомчих органів, засобі та сил у області безпеки.

Ми розглянемо лише основні напрями діяльності органів муніципальної та державної влади до забезпечення безпеки під час підготовки і під час виникнення надзвичайної ситуації даного виду.

Ця робота полягає у наступному:

- розвиток та створення системи антитерористичної діяльності окремих регіонів та населених пунктів, проведення на всіх рівнях виховного та інформаційного на населення, деякі його групи, що є об'єктом екстремістської пропаганди терористичних й інших екстремістських структур;
- усунення і виявлення причин та умов, що створюють сприятливі умови для здійснення терористичної діяльності, також інформаційний, ідеологічний та організаційна і адміністративна протидія тероризму;
- здійснення підготовки населення, працівників установ, підприємств та організацій до раціональних дій в умовах виникнення терористичної за-

грози вчинення терористичного акту, проведення комплексу спеціальних робіт із антитерористичного захисту небезпечних та особливо важливих об'єктів. Значну увагу у цих умовах приділяють організаціям із значним перебуванням людей (установи освіти, охорони здоров'я, культури, соціального захисту, спорту та ін).

- проведення заходів по залученню необхідних сил та засобів щоби здійснювати правове, інформаційне, адміністративне та оперативне протистояння виникненню й діяльності терористичних організацій та груп, а також розробка та вживання заходів по припиненню проникнення у регіон (населений пункт) терористів й терористичних груп, увезення засобів терористичної діяльності (вибухових речовин, боєприпасів, небезпечних хімічних речовин та ін) [32];

Під час безпосередньої загрози чи виникнення надзвичайних ситуацій антитерористичної спрямованості органи державної та муніципальної влади в взаємодії з спеціалізованими службами проводять управління на період ліквідації загрози терористичного акту, його здійснення і ліквідацію наслідків.

Наступним кроком, необхідно представити техніко-економічні обґрунтування запропонованих заходів покращання пропускнуої здатності ліній електропередач.

## 5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА

### 5.1 Моделювання заміни проводів ліній електропередач

Під час моделювання заміни проводів повітряних ліній електропередач потрібно зробити зміни у моделі фрагмента аналізованої мережі. Для розрахунку параметрів ліній із новими перерізами скористаємося формулами [35]:

$$x = x_0 \cdot l, \quad r = r_0 \cdot l, \quad (5.1)$$

де  $x_0$  – питомий реактивний опір лінії;  $r_0$  – питомий активний опір лінії.

Після занесення даних у таблицю «гілок» моделі та здійснення комп'ютерного моделювання, ми отримали відповідні значення напруг для модельованих раніше аварійних режимів. Результати представлено у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Результати комп'ютерного моделювання роботи аналізованого фрагмента мережі в аварійному режимі після заміни проводів

№ПС	ПС1		ПС2		ПС3		ПС4		ПС5		ПС6		ПС7	
№Тр	T1	T1	T2	T1	T2	T1	T1	T1	T2	T1	T2	T1	T2	
Обрив Л-1 $U$ , кВ	10,2	9,4	9,37	9,15	8,97	0,33	9,14	9,06	7,97	7,95	7,1			
Обрив Л-6' $U$ , кВ	9,59	9,72	9,65	10,5	10,34	0,38	10,49	10,43	10,44	10,42	10,33			

Для наочного відображення результатів моделювання, на рисунку 5.1 представлено відхилення напруги від номінальних значень при заміні проводів мережі на проводи АС-120.

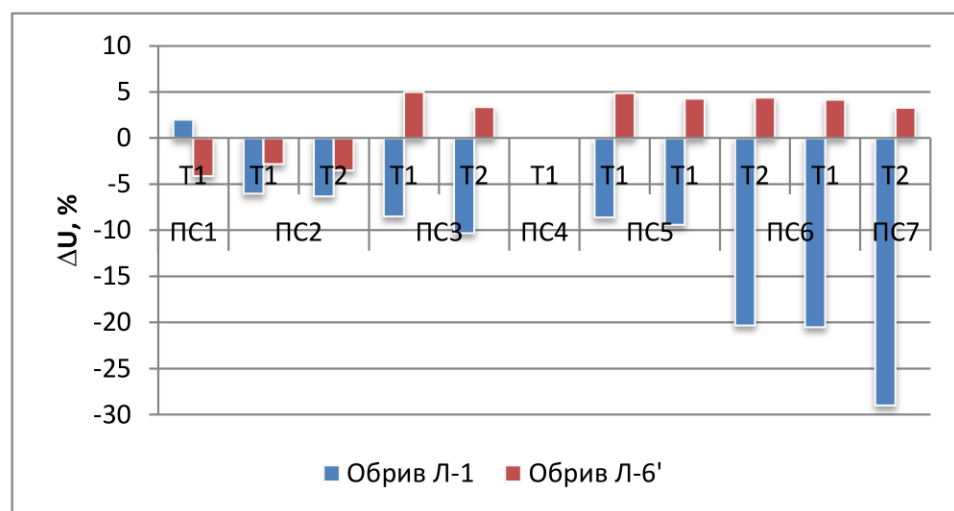


Рисунок 5.1 – Відхилення напруги на підстанціях після заміни проводів

Напруги, одержані під час моделювання, мають неприпустимі відхилення від номінальних значень. Такі великі відхилення не можуть бути компенсовані за допомогою пристроїв РПН, а відтак, збільшення перерізів проводів без проведення додаткових заходів, наприклад, компенсації реактивної потужності, не має сенсу.

## 5.2 Моделювання впровадження поперечної компенсації реактивної потужності

Для компенсації реактивної потужності буде використано компенсаційні пристрої типу БСК 35 кВ. Встановлюються ці пристрої на шинах високої напруги підстанції.

Ці пристрої мають широкий ряд номінальних потужностей. Технічні характеристики компенсуючих пристроїв, які використовуються, представлено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Технічні характеристики високовольтних установок компенсації реактивної потужності

Тип пристрою	Потужність, кВАр	Струм, А
БСК-1-35	1000	20,7
БСК-2,5-35	2500	41,1
БСК-3-35	3000	49,3
БСК-3,8-35	3800	65,5
БСК-5-35	5000	82,4
БСК-6-35	6000	98,7

Цей тип компенсаційних установок має залежність потужності від напруги, яка детермінується за формулою:

$$Q = U^2 \cdot \omega \cdot C = U^2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C, \quad (5.2)$$

де  $U$  – напруга на затискачах компенсаційної установки;  $f$  – частота мережі;  $C$  – ємність компенсаційної установки.

Для врахування цієї залежності під час моделювання, пристрої компенсації мають бути змодельовані за допомогою шунтувальних провідностей. Для обчислення величини провідності скористаємося формулою:



$$b = \frac{Q}{U^2}. \quad (5.3)$$

Потужності компенсувальних пристроїв, які використовуються при моделюванні, взято з реально існуючого ряду, але при цьому значення потужностей округляються завжди у більшу сторону. Тому при використанні компенсаційних установок меншої потужності можливі неприпустимі відхилення напруги, які вимагатиме збільшення потужності компенсуючих пристроїв.

Потужності компенсуючих пристроїв, які використовуються під час моделювання, представлено у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Потужності компенсувальних пристроїв

Місце відмикання		1ПС	ПС4	ПС6	ПС2	ПС1	ПС7
		$Q_{KV1}$ , кВАр	$Q_{KV2}$ , кВАр	$Q_{KV3}$ , кВАр	$Q_{KV4}$ , кВАр	$Q_{KV5}$ , кВАр	$Q_{KV6}$ , кВАр
Обрив Л-1	розрах	0	0	1892	3147	0	5611
	реал.	0	0	2500	3800	0	6000
Обрив Л-6'	розрах	1330	0	0	1217	0	0
	реал.	0	0	0	3800	0	0

На першому етапі було обчислено найважчий режим, режим обриву лінії Л-6'. Модель для цього обчислення представлено на рисунку 5.2.

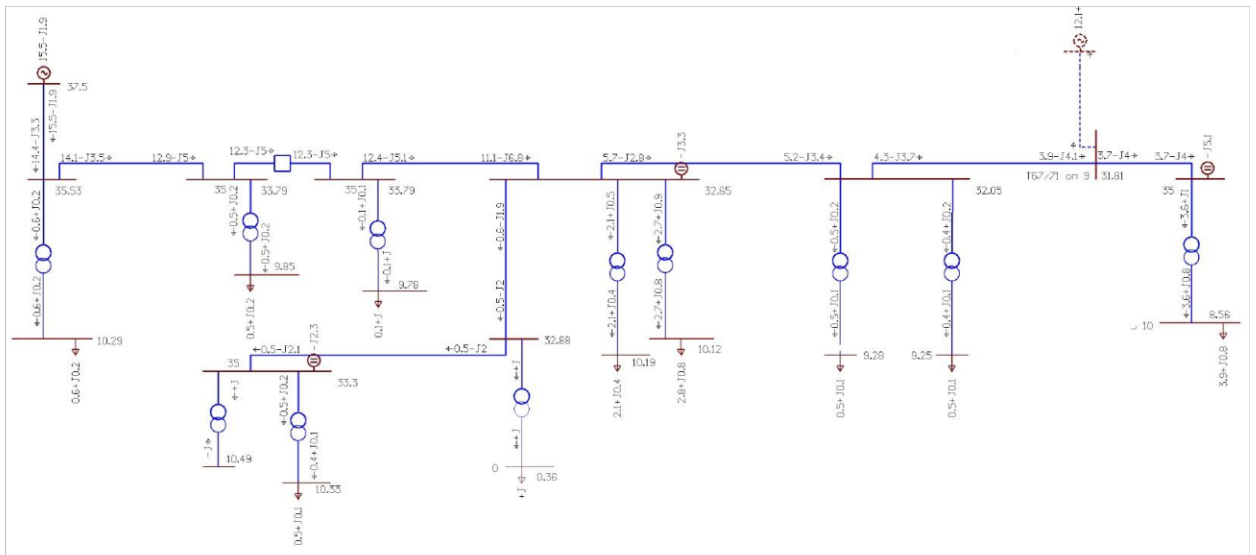


Рисунок 5.2 – Моделювання режиму компенсації реактивної потужності при обриві лінії Л-6'

Наступним етапом було розраховано потужності компенсувальної установки при відмикненні лінії Л-1. У цьому режимі не обов'язкова компенсація, але потрібно здійснювати перемикання РПН на більшості підстанцій. У



Тому при моделюванні режиму роботи фрагмента мережі при обрив лінії Л-1 було використано місця встановлення та потужності компенсаційних установок ті ж, що й обчислені при відмиканні лінії Л-6'. Для зручності та наочності, результати моделювання обох ремонтних режимів відображено у таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Напруги на шинах низької напруги трансформаторів після використання компенсувальних пристроїв

№ПС	ПС1		ПС2		ПС3		ПС4	ПС5		ПС6		ПС7
№Тр	T1	T1	T2	T1	T2	T1	T1	T1	T2	T1	T2	
Обрив Л-1 $U$ , кВ	9,66	9,8	9,73	10,64	10,48	0,38	10,63	10,56	10,35	10,34	10,32	
Обрив Л-6' $U$ , кВ	10,29	9,86	9,79	10,43	10,26	0,37	10,13	10,06	9,16	9,14	9,3	

Для наочності відображення результатів, на рисунку 5.5 представлено розподіл відхилень напруг за підстанціями досліджуваного фрагмента.

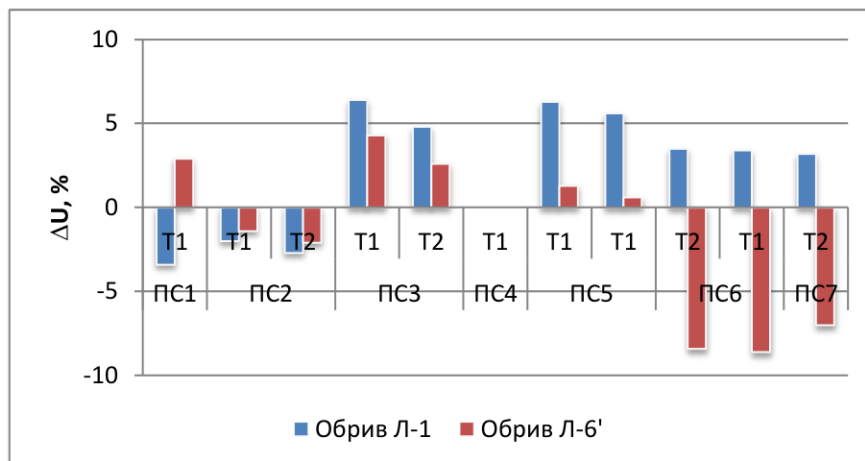


Рисунок 5.5 – Розподіл відхилень напруг за підстанціями у аварійних режимах після впровадження заходів

На діаграмі відображено відхилення напруги на шинах низької напруги для кожного трансформатора відповідної підстанції після встановлення компенсувальних пристроїв необхідної потужності. Діаграми дають змогу аналізувати отримані дані та зробити висновок про ефективність проведених заходів.

З рисунку можемо бачити, що напруги на шинах 10 кВ перебувають у допустимих межах, але досягти такого ефекту вийшло при використанні компенсувальних пристроїв разом із регулюванням РПН на підстанції ПС7 у найважчому режимі. Варто відзначити, що при обчисленні присутня похибка,

яка зумовлена складністю обчислення втрат активної та реактивної потужності, що призводить до трохи менших втрат напруги, ніж при моделюванні.

З таблиці 5.4 видно, що потужності компенсувальних пристроїв, отримані у результаті обчислень за критерієм мінімуму суми падінь напруги, а також за мінімумом відхилень напруги дають приблизно однакові потужності, що дає змогу повною мірою забезпечити необхідний рівень напруги на шинах споживача. Проте, критерій мінімуму капіталовкладень дає змогу мінімізувати сумарні витрати на встановлення та компенсацію, тому є кращими.

Перший варіант, а саме заміна проводів повітряних ліній, не повністю задовольняє вимогу про мінімально допустимі втрати напруги. Другий варіант – встановлення компенсаційних установок – повністю відповідає технічним вимогам, зокрема напруги на всіх ділянках контура входять у допустимий діапазон, струм у лініях після встановлення компенсувальних пристроїв не перевищує допустимий, жоден із трансформаторів не перевантажений більш ніж на 40 % у режимі обриву лінії живлення.

### 5.3 Обчислення вартості встановлення компенсаційних установок

У таблиці 5.5 репрезентовано обчислення вартості встановлення компенсаційних установок для збільшення пропускної здатності мережі [36].

Таблиця 5.3 – Результати розрахунку капіталовкладень для встановлення компенсаційних установок [37]

Назва підстанції	Назва КУ	Кількість КУ, шт	Сума, грн
ПС2	УКРП-10,5-3800	1	1614240
ПС6	УКРП-10,5-2500	1	1062000
ПС7	УКРП-10,5-6000	1	2548800
<b>Всього</b>			<b>5225040</b>

Розрахунок витрат на закупівлю та монтаж трьох компенсаційних установок показали, що для їх встановлення необхідно інвестувати понад п'ять мільйонів грн.

## ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі репрезентовано основні результати покращання пропускної здатності ліній електропередач середнього класу напруги в ремонтних режимах роботи мережі. Отримані у роботі результати можна резюмувати такими висновками:

1. Розкрито теоретичні положення покращання пропускної здатності електричних мереж у ремонтних режимах роботи. Висвітлено основні способи збільшення пропускної здатності ліній електропередач та розкрито суть застосування оптимізаційних підходів для цього.

2. Розроблено комп'ютерну модель досліджуваного фрагмента електричної мережі з використанням програмного комплексу *RastrWin*. На основі розробленої комп'ютерної моделі здійснено аналіз режимів роботи мережі та встановлено, що у ремонтних режимах роботи напруги на підстанціях не відповідають нормованим значенням.

3. На підґрунті оптимізаційних підходів, зокрема на використанні методу градієнтного спуску здійснено оптимальне визначення кількості, потужності та місць встановлення компенсаційних установок. Розв'язок оптимізаційної задачі здійснено у програмному комплексі *MS Excel*.

4. Також, у кваліфікаційній роботі, представлено розроблені заходи із захисту населення у надзвичайних ситуаціях та охорони праці. Представлено модель виникнення небезпечної ситуації під час обслуговування компенсаційних установок.

5. Представлено техніко-економічні обґрунтування запропонованих заходів. Зокрема, представлено задовільні результати повторного комп'ютерного моделювання з урахуванням компенсаційних установок. Здійснено обчислення вартості встановлення компенсаційних установок. Величина капіталовкладень для впровадження запропонованих заходів становить понад п'ять мільйонів гривень.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Тісленко В. В. Системи електропостачання загального призначення. Чернігів: ЧНТУ, 2005. 341 с.
2. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.
3. Бардик Є. І. Експлуатація та режими роботи електростанцій. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 73 с.
4. Бардик Є. І., Лукаш М. П. Електрична частина станцій та підстанцій. Синхронні генератори: навчальний посібник. Київ: НТУУ «КПІ», 2008. 100 с.
5. Черкашина В. В. Структурування повітряних ліній електропередачі в умовах неповноти інформації. Харків: Факт, 2016. 160 с.
6. Добровольська Л. Н., Лесько В. О., Черкашина В. В. Автоматизація розподільних електричних мереж в умовах балансуєчого ринку електроенергії. Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2014. 208 с.
7. Жежеленко І. В., Півняк Г. Г., Трофімов Г. Г., Папаїка Ю. А. Реактивна потужність в електричних мережах: монографія. Дніпро: НТУ«ДП», 2020. 72 с.
8. Півняк Г. Г., Довгань В. П., Шкрабець Ф. П. Електричні машини: навчальний посібник. Донецьк: НГУ, 2003. 327 с.
9. Kowalski Z. Jakosc energii elektrycznej. Lodz, 2007. 620 s.
10. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Харків: Вид-во «Точка», 2012. 340 с.
11. Лежнюк П. Д., Бевз С. В. Методи оптимізації в електроенергетиці. Критеріальний метод. Вінниця: ВДТУ, 1999. 177 с.
12. Наконечний С. І., Савіна С. С. Математичне програмування: навч. посіб. Київ: КНЕУ, 2003. 452 с.
13. Кузьмичов А. І. Оптимізаційні методи і моделі: практикум в Excel. Київ: ВПЦ АМУ, 2013. 438 с.

14. Зорин В. В., Буйний Р. А., Іванько Д. О. Заходи по підвищенню ефективності режимів діючих розподільних електричних мереж. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2011. №2. С. 70 – 77 с.
15. Чаленко А. А., Демов А. О., Демов О. Д., Хінді Айман Тахер. Метод впровадження конденсаторних установок в районні електричні мережі. *Енергетика та електрифікація*, 2003. № 2. С. 35 – 39.
16. Іноземцев Г. Б., Козирський В. В. Оптимізаційні задачі в енергетиці сільського господарства. Київ: Видавничий центр НУБіП України, 2014. 172 с.
17. Жалдак М. І., Триус Ю. В. Основи теорії і методів оптимізації. Черкаси: Брама-Україна, 2005. 608 с.
18. Сидоров В. В. Алгоритмізація оптимізаційних задач енергетики. Київ, 1998, 232 с.
19. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Київ: Політехніка, 2014. 132 с.
20. Кулик В. В., Тептя В. В., Бурикін О. Б., Сікорська О. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с
21. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. 656 с.
22. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
23. Гаряжа В. М., Карюк А. О. Електрична частина станцій та підстанцій: конспект лекцій. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.
24. Правила улаштування електроустановок. Харків: «Індустрія», 2014. 416 с.
25. Mahdi Fathi, University of North Texas, Marzieh Khakifirooz, Tecnológico de Monterrey. Panos Pardalos. Optimization in Large Scale Problems. 2019. 245 p.
26. Забуранна Л. В., Попрозман Н. В., Клименко Н. А. Оптимізаційні методи та моделі. Київ: Думка, 2014. 372 с.
27. Остапчук Ж. І., Кулик В. В., Тептя В. В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Вінниця: ВНТУ, 2008. 128 с.

28. Гажаман В. І. Електробезпека на виробництві. Київ: Ред. журналу «Охорона праці», 2001. 272 с.
29. Гандзюк М. П., Желібо. Є. П., Халімовський М. О. Основи охорони праці: підручник. Київ: Каравелла, 2004. 408 с.
30. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці (гігієна праці та виробнича санітарія). Львів: Тріада плюс, 2017. 620
31. Панченко С. В., Акімов О. І., Бабаєв М. М. Основи безпечної експлуатації електроустановок: підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2021. 149 с.
32. Лехман С. Д. Запобігання аварійності і травматизму у сільському господарстві: навч. посібник. Київ: Урожай, 1993. 272 с.
33. НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів».
34. Касьянов М. А., Ревенко Ю. П., Тищенко Ю. А. Захист населення в умовах надзвичайних. Луганськ: Вид-во Східноукр. нац. ун-ту ім. В. Даля., 2003. 183 с.
35. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.
36. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капіталовкладень в енергетику. Методика. (Загальні методичні положення). Київ: Міненерго України, 1995. 34 с.
37. <https://electrocontrol.com.ua/ua/vysokovoltnoe-oborudovanie/ustrojstva-kompensacii-reaktivnoj-moshhnosti-tipa-ukm04-i-uk610.html>