ПОЛТАВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет інженерно-технологічний
Кафедра механічної та електричної інженерії

Пояснювальна записка

до *кваліфікаційної роботи* на здобуття ступеня вищої освіти

бакалавр

на тему: «Оптимізація розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ із техніко-економічним обґрунтуванням»

КРБ.14ЕЕбд_31[3].17.00.00.000 ПЗ

Виконав: здобувач вищої освіти за
освітньо-професійною програмою
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
ступеня вищої освіти *бакалавр*
групи *141ЕЕбд_31[3]*
Чернишов Д.Р.
Керівник: Семенов А.О.
Рецензент: Сусліч О.Г.

Полтава – 2026 року

ВСТУП

Електричні мережі напругою 110/35/10 кВ є важливою складовою електроенергетичної системи [1, 2, 3], оскільки вони забезпечують передавання, розподіл і постачання електричної енергії промисловим, комунально-побутовим, аграрним та іншим споживачам. Від технічного стану таких мереж, їх пропускної здатності, рівня втрат електроенергії та можливості приєднання нових споживачів залежить надійність електропостачання окремих районів і стабільність функціонування енергосистеми в цілому.

У сучасних умовах електричні мережі 110/35/10 кВ працюють під впливом змінної структури навантажень, зростання кількості нових вузлів електроспоживання, підвищення вимог до якості електричної енергії та необхідності зменшення технологічних втрат [4, 5]. Значна частина діючих мереж була сформована в попередні періоди розвитку енергетики, тому їх конфігурація не завжди відповідає сучасним вимогам щодо економічності, резервування та перспективного розвитку.

Особливої актуальності набуває питання оптимізації розвитку електричних мереж, оскільки просте нарощування кількості ліній і трансформаторних потужностей не завжди є економічно доцільним. Необхідно забезпечити такий розвиток мережі, за якого виконуються технічні обмеження за рівнями напруги, пропускною здатністю ліній, завантаженням трансформаторів і надійністю електропостачання, а сумарні приведені витрати залишаються мінімальними [6, 7, 8].

Актуальність теми бакалаврської роботи полягає в необхідності розроблення технічно обґрунтованого та економічно доцільного варіанта розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ з урахуванням прогнозованого зростання навантажень, приєднання нових споживачів, обмежень на щорічний обсяг будівництва ліній і вимог до надійності електропостачання.

Мета роботи – оптимізація розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ шляхом вибору раціональної схеми приєднання нових вузлів

електроспоживання, забезпечення допустимих режимів роботи мережі та мінімізації сумарних приведених витрат.

Об'єкт дослідження – електрична мережа напругою 110/35/10 кВ з існуючими підстанціями, повітряними лініями електропередачі та новими вузлами електроспоживання.

Предмет дослідження – технічні та економічні параметри розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ, зокрема навантаження вузлів, потокорозподіл потужності, втрати електроенергії, пропускна здатність ліній, завантаження трансформаторів і сумарні приведені витрати.

Методи дослідження: аналіз технічної документації та вихідних даних; прогнозування навантажень методом найменших квадратів; розрахунок усталених режимів електричної мережі; методи техніко-економічного порівняння варіантів; динамічне програмування; поконтурна оптимізація; розрахунок втрат потужності та електроенергії; вибір параметрів повітряних ліній і трансформаторного обладнання.

Для досягнення поставленої мети необхідно розв'язати такі завдання:

проаналізувати існуючий стан електричної мережі 110/35/10 кВ;

провести розрахунок і аналіз усталеного режиму вихідної мережі;

обґрунтувати метод оптимізації схеми електричної мережі;

вибрати оптимальний варіант розвитку мережі за технічними та економічними критеріями;

виконати техніко-економічне порівняння варіантів розвитку мережі;

розробити заходи з охорони праці та безпеки під час експлуатації електричних мереж і підстанцій;

оцінити економічну ефективність прийнятого варіанта розвитку мережі.

Практичне значення роботи полягає у розробленні оптимального варіанта розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ, який може бути використаний під час перспективного планування електропостачання, приєднання нових споживачів і підготовки техніко-економічних обґрунтувань модернізації районних електричних мереж.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧОГО СТАНУ ТА НАПРЯМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110/35/10 КВ

1.1 Роль електричних мереж 110/35/10 кВ у системі електропостачання

Електричні мережі 110/35/10 кВ є важливою складовою електроенергетичної системи, оскільки вони забезпечують зв'язок між магістральними мережами високої напруги та розподільчими мережами, від яких безпосередньо живляться промислові, аграрні, комунально-побутові й інші споживачі. Саме через такі мережі здійснюється приймання електричної енергії від вузлів живлення, її трансформація на нижчі рівні напруги, розподіл між підстанціями та подальше передавання до кінцевих споживачів [1, 2, 6].

У структурі електропостачання мережі напругою 110 кВ, як правило, виконують функцію районних електричних мереж. Вони забезпечують живлення групи підстанцій, формують основні напрями потоків потужності та створюють умови для резервування споживачів у разі аварійних або ремонтних режимів. Мережі 35 кВ використовуються для живлення віддалених споживачів, окремих промислових підприємств, агропромислових об'єктів або розподільчих підстанцій. Напруга 10 кВ є основним рівнем середньої напруги, на якому здійснюється розподіл електроенергії між трансформаторними підстанціями 10/0,4 кВ та локальними споживачами.

До складу електричної мережі 110/35/10 кВ входять вузли живлення 110 кВ, понижувальні підстанції 110/35/10 кВ, силові трансформатори, повітряні та кабельні лінії електропередачі, розподільчі пристрої, комутаційна апаратура, пристрої релейного захисту, автоматики, обліку електроенергії, телемеханіки та диспетчерського керування. Кожен із цих елементів виконує окрему функцію, проте надійність роботи мережі визначається не окремим обладнанням, а узгодженою роботою всієї системи [1, 9, 10].

Електричні мережі 110/35/10 кВ повинні забезпечувати передавання електроенергії з мінімальними втратами, підтримання допустимих рівнів напруги у вузлах, надійне електропостачання споживачів різних категорій, а також можливість подальшого розвитку з урахуванням зміни навантажень. У

нормальному режимі роботи напруга у вузлах мережі повинна залишатися в допустимих межах, а струми в лініях і трансформаторах не повинні перевищувати допустимих значень [4, 5]. У післяаварійних режимах мережа має зберігати здатність до живлення найбільш відповідальних споживачів за рахунок резервних зв'язків і раціональної конфігурації схеми.

Важливе значення має також економічність функціонування мережі. Навіть за технічно допустимих режимів експлуатація мережі може бути неефективною, якщо в окремих ділянках виникають значні втрати активної потужності та електроенергії. Підвищені втрати призводять до збільшення експлуатаційних витрат, зниження пропускної здатності ліній та погіршення загальних техніко-економічних показників електропостачання. Тому під час аналізу мережі необхідно оцінювати не тільки рівні напруги й завантаження обладнання, але й величину технологічних втрат.

Основними вимогами до електричних мереж 110/35/10 кВ є забезпечення допустимих рівнів напруги у вузлах, достатня пропускна здатність ліній електропередачі, допустиме завантаження силових трансформаторів, мінімізація втрат активної потужності та електроенергії, резервування електропостачання відповідальних споживачів, технічна можливість приєднання нових вузлів навантаження та економічна доцільність капітальних вкладень [6, 7, 11].

У сучасних умовах роль електричних мереж 110/35/10 кВ зростає через нерівномірність розвитку споживання електроенергії, появу нових виробничих і комунальних об'єктів, підвищення вимог до якості електропостачання, а також необхідність підвищення енергоефективності. Мережі, які раніше проєктувалися для інших рівнів навантаження, можуть мати обмеження за пропускною здатністю окремих ліній, завантаженням трансформаторів або рівнем напруги у віддалених вузлах. Це зумовлює необхідність періодичного аналізу їх технічного стану та розроблення варіантів перспективного розвитку.

У процесі розвитку електричних мереж важливо враховувати не лише поточний стан навантажень, але й перспективу їх зміни. Прогнозування електричних навантажень є обов'язковим етапом під час обґрунтування розвитку мережі [12, 13], оскільки саме від очікуваного рівня навантаження залежать вибір

схеми мережі, потужність трансформаторів, переріз проводів, черговість будівництва нових ліній та обсяг капітальних вкладень.

Отже, електрична мережа 110/35/10 кВ є складною технічною системою, розвиток якої повинен базуватися на поєднанні режимних, технічних і економічних розрахунків. Оптимізація її розвитку дає змогу забезпечити надійне електропостачання споживачів, зменшити втрати електроенергії, підвищити ефективність використання обладнання та раціонально спрямувати інвестиції у будівництво й модернізацію мережевої інфраструктури.

1.2 Характеристика існуючої схеми електричної мережі

Вихідна електрична мережа 110/35/10 кВ включає наявні вузли живлення, споживчі підстанції, трансформаторне обладнання та повітряні лінії електропередачі. Схема мережі сформована з урахуванням історичного розвитку району електропостачання, територіального розміщення споживачів, наявних трас ліній електропередачі, потужності джерел живлення та можливостей резервування окремих ділянок.

Основними елементами мережі є вузли живлення 110 кВ, від яких здійснюється подача потужності в районну мережу [1, 2, 6]; підстанції 110/35/10 кВ, що забезпечують трансформацію напруги та розподіл електроенергії; повітряні лінії електропередачі 110 кВ, які з'єднують вузли мережі між собою; силові трансформатори підстанцій, що визначають можливість живлення споживачів відповідної потужності; розподільчі пристрої 110, 35 та 10 кВ; пристрої релейного захисту, автоматики, обліку та керування режимами.

Силові трансформатори є одними з найважливіших елементів електричної мережі, оскільки саме вони забезпечують перетворення електроенергії з одного рівня напруги на інший. Їх потужність повинна відповідати максимальному навантаженню підстанції з урахуванням перспективного зростання споживання, допустимого перевантаження та вимог резервування. Недостатня потужність трансформаторів може призвести до перевантаження, прискореного старіння ізоляції, збільшення втрат і зниження надійності електропостачання [9, 14].

Повітряні лінії електропередачі 110 кВ забезпечують передавання потужності між вузлами мережі та підстанціями. Їх технічний стан і параметри визначають пропускну здатність мережі, рівень втрат потужності, стійкість режимів і можливість приєднання нових вузлів електроспоживання. Основними параметрами ліній є довжина, марка та переріз проводу, кількість ланцюгів, тип опор, район кліматичних навантажень, активний та реактивний опір [10, 15, 16].

Розподільчі пристрої підстанцій забезпечують приймання, комутацію та розподіл електроенергії між лініями, трансформаторами та споживачами. Схеми розподільчих пристроїв повинні відповідати вимогам надійності, ремонтопридатності та безпеки експлуатації. Для підстанцій 110 кВ можуть застосовуватися схеми блоків «лінія – трансформатор», містки, одна секціонована система шин, а для більш відповідальних вузлів — схеми з обхідною системою шин або резервними приєднаннями.

Для оцінювання стану існуючої мережі необхідно проаналізувати максимальні навантаження вузлів, рівні напруги у нормальному режимі, потоки активної та реактивної потужності в лініях, втрати активної потужності та електроенергії, ступінь завантаження трансформаторів, резерв пропускної здатності ліній, можливість приєднання нових споживачів, а також відповідність параметрів обладнання перспективному рівню навантажень.

Окрему увагу слід приділяти аналізу режиму напруги. У віддалених вузлах мережі можливе зниження напруги через значну довжину ліній, підвищені потоки реактивної потужності або недостатню компенсацію реактивного навантаження. Зниження напруги негативно впливає на роботу електроприймачів, може погіршувати пускові режими електродвигунів, збільшувати струмове навантаження обладнання та спричиняти додаткові втрати.

Не менш важливим є аналіз завантаження ліній електропередачі. Якщо потік потужності в лінії наближається до допустимого значення, така ділянка може стати обмежувальним елементом для подальшого розвитку мережі. У цьому випадку можливими технічними рішеннями є збільшення перерізу проводу, будівництво паралельної лінії, зміна схеми живлення, формування

резервного зв'язку або перерозподіл потоків потужності між суміжними вузлами.

Для трансформаторного обладнання основним показником є коефіцієнт завантаження. Якщо трансформатор працює з малим навантаженням, це свідчить про наявність резерву потужності, але може погіршувати економічність експлуатації через відносно високі втрати холостого ходу. Якщо ж трансформатор тривалий час працює з навантаженням, близьким до номінального, виникає ризик перевантаження в перспективному режимі. Тому при плануванні розвитку мережі необхідно враховувати не лише фактичне, а й прогнозоване навантаження підстанцій [17, 18, 19].

Наявна мережа має потенціал для подальшого розвитку, однак приєднання нових вузлів електроспоживання потребує обов'язкової перевірки її режимних параметрів. Особливу увагу необхідно приділити ділянкам, у яких потоки потужності наближаються до економічно допустимих значень або перевищують їх. У таких випадках можливе збільшення перерізу проводів, будівництво нових ліній, підсилення існуючих ділянок або зміна схеми живлення.

Таким чином, характеристика існуючої схеми електричної мережі є початковим етапом розроблення оптимального варіанта її розвитку. Вона дозволяє визначити сильні й слабкі сторони мережі, виявити обмежувальні елементи, оцінити резерви пропускної здатності та сформувати перелік можливих технічних рішень для приєднання нових споживачів.

1.3 Основні вимоги до розвитку мережі та приєднання нових споживачів

Розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ передбачає приєднання нових вузлів електроспоживання та забезпечення їх надійного електроживлення. При цьому необхідно враховувати технічні, економічні та експлуатаційні обмеження, оскільки кожне нове приєднання змінює потокорозподіл потужності, рівні напруги у вузлах, завантаження ліній і трансформаторів, а також величину втрат електроенергії.

Відповідно до вихідних даних, нові лінії електропередачі передбачено виконувати на номінальну напругу 110 кВ. Такий рівень напруги є доцільним для приєднання нових вузлів значної потужності, оскільки він забезпечує менші втрати електроенергії порівняно з нижчими класами напруги та дає змогу передавати потужність на більші відстані. Тип ліній – повітряні, одноланцюгові, на залізобетонних опорах. Орієнтовно передбачається використання проводів марки АС-120/19 [10, 15, 16], однак остаточний вибір перерізу має виконуватися за результатами розрахунків потокорозподілу, розрахункових струмів, допустимого нагрівання та економічної доцільності.

До основних вимог розвитку мережі належать забезпечення допустимих рівнів напруги у вузлах 110, 35 та 10 кВ; недопущення перевантаження діючих і нових ліній електропередачі; забезпечення допустимого завантаження трансформаторів; мінімізація втрат потужності та електроенергії; дотримання обмеження на щорічний обсяг будівництва ліній; забезпечення надійності електропостачання нових і існуючих споживачів; мінімізація сумарних приведених витрат.

Однією з головних вимог є забезпечення нормативної якості електричної енергії [17, 19, 20]. Під час приєднання нових споживачів необхідно перевірити, чи не призведе збільшення навантаження до надмірного зниження напруги у віддалених вузлах. Якщо рівень напруги наближається до нижньої допустимої межі, потрібно передбачити технічні заходи: зміну схеми живлення, регулювання напруги трансформаторами, компенсацію реактивної потужності, збільшення перерізу проводів або будівництво додаткових ліній.

Другою важливою вимогою є забезпечення пропускної здатності ліній електропередачі. Нові лінії повинні передавати розрахункову потужність без перевищення допустимого струму проводу. При цьому слід враховувати не тільки початковий рівень навантаження, але й перспективне його зростання протягом розрахункового періоду. Саме тому переріз проводу вибирається не лише за умовою допустимого нагрівання, але й за економічними критеріями, які враховують вартість будівництва та втрати електроенергії.

Третьою вимогою є забезпечення надійності електропостачання [2, 19, 20]. Для відповідальних споживачів доцільно передбачати живлення від двох незалежних джерел або створення резервних зв'язків у мережі. Радіальні схеми є простішими та дешевшими, але мають нижчу надійність, оскільки пошкодження однієї лінії може призвести до припинення живлення споживача. Кільцеві або змішані схеми потребують більших капітальних вкладень, однак забезпечують кращі можливості резервування та перерозподілу потоків потужності.

Четвертою вимогою є економічна ефективність розвитку мережі [7, 8, 21]. Вибір оптимального варіанта не може базуватися тільки на мінімальній довжині ліній або найменших початкових капітальних вкладеннях. Необхідно враховувати повний комплекс витрат: будівництво ліній, спорудження або реконструкцію підстанцій, вартість трансформаторів і комутаційного обладнання, експлуатаційні витрати, втрати електроенергії, витрати на ремонт і технічне обслуговування. Саме тому основним економічним критерієм доцільно приймати мінімум сумарних приведених витрат.

Оскільки розвиток мережі здійснюється протягом декількох років, доцільно використовувати багатокроковий підхід до вибору оптимальної схеми. Це дозволяє врахувати черговість будівництва ліній, річні обмеження на обсяг робіт, динаміку введення нових навантажень і зміну економічних показників у часі. Такий підхід особливо важливий у випадку, коли за один рік неможливо побудувати всі необхідні лінії через фінансові, організаційні або технічні обмеження.

Приєднання нових споживачів повинно здійснюватися на основі порівняння декількох можливих варіантів. Для кожного варіанта необхідно визначити довжину нових ліній, розрахувати потокорозподіл потужності, вибрати переріз проводів, перевірити рівні напруги, визначити втрати потужності та електроенергії, розрахувати капітальні вкладення й експлуатаційні витрати. Лише після цього можна зробити висновок про технічну та економічну доцільність конкретного варіанта.

Висновки до розділу 1

У першому розділі розглянуто роль електричних мереж 110/35/10 кВ у системі електропостачання. Встановлено, що вони є проміжною ланкою між магістральними мережами високої напруги та розподільчими мережами середньої й низької напруги, забезпечуючи передавання, трансформацію та розподіл електричної енергії між підстанціями та споживачами.

Показано, що електрична мережа 110/35/10 кВ є складною технічною системою, до складу якої входять вузли живлення, понижувальні підстанції, силові трансформатори, повітряні та кабельні лінії, розподільчі пристрої, комутаційна апаратура, пристрої релейного захисту, автоматики, обліку та диспетчерського керування. Надійність і ефективність роботи мережі визначаються узгодженою роботою всіх цих елементів.

Проаналізовано основні показники, які необхідно враховувати під час оцінювання стану існуючої мережі: максимальні навантаження вузлів, рівні напруги, потоки активної та реактивної потужності, втрати електроенергії, завантаження трансформаторів, пропускну здатність ліній і можливість приєднання нових споживачів.

Визначено основні вимоги до розвитку мережі 110/35/10 кВ. До них належать забезпечення допустимих режимів напруги, недопущення перевантаження ліній і трансформаторів, мінімізація втрат електроенергії, підвищення надійності електропостачання, дотримання обмежень на щорічний обсяг будівництва та мінімізація сумарних приведених витрат.

РОЗДІЛ 2. ПРОГНОЗУВАННЯ НАВАНТАЖЕНЬ І РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ ВИХІДНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Методика прогнозування електричних навантажень

Прогнозування електричних навантажень є одним із найважливіших етапів планування розвитку електричних мереж [12, 13]. Від правильності визначення перспективного навантаження залежить вибір схеми мережі, перерізу проводів повітряних ліній, потужності трансформаторів, параметрів розподільчих пристроїв, а також обсяг капітальних вкладень у розвиток електромережевого господарства.

Електричне навантаження споживачів змінюється під впливом багатьох факторів: розвитку промисловості та агропромислового комплексу, збільшення кількості комунально-побутових споживачів, зміни режимів роботи підприємств, впровадження нового електрообладнання, електрифікації технологічних процесів, сезонних коливань та загального економічного розвитку району. Тому при плануванні розвитку мережі необхідно враховувати не тільки фактичне навантаження, а й очікуване його збільшення протягом розрахункового періоду.

У даній роботі прогнозований період розвитку електричної мережі приймається рівним 5 рокам. Такий період є достатнім для оцінювання найближчих перспектив розвитку мережі, визначення необхідності будівництва нових ліній, перевірки завантаження трансформаторів і вибору раціонального варіанта приєднання нових вузлів електроспоживання.

Для прогнозування максимального навантаження застосовується метод найменших квадратів. Цей метод дозволяє на основі ретроспективних даних побудувати аналітичну залежність зміни максимального навантаження від часу. Перевагою методу є простота застосування, можливість використання невеликої кількості вихідних даних і достатня точність для інженерних розрахунків перспективного розвитку мережі [13, 21].

Таблично задану залежність максимального навантаження від часу замінюємо лінійною регресійною функцією:

$$P'_{max}(T) = a + bT, \quad (2.1)$$

де $P'_{max}(T)$ – прогнозоване максимальне навантаження у відповідному році; a – початковий коефіцієнт регресійної залежності; b – коефіцієнт приросту навантаження за один рік; T – порядковий номер року розрахункового періоду.

Суть методу найменших квадратів полягає в тому, що сума квадратів відхилень між фактичними значеннями навантаження та значеннями, розрахованими за регресійною залежністю, повинна бути мінімальною:

$$\Sigma(P_{max\,i} - P'_{max\,i})^2 \rightarrow \min. \quad (2.2)$$

Для визначення коефіцієнтів a та b складається система нормальних рівнянь:

$$na + b\Sigma T = \Sigma P, \quad (2.3)$$

$$a\Sigma T + b\Sigma T^2 = \Sigma TP, \quad (2.4)$$

де n – кількість років ретроспективного періоду; ΣT – сума порядкових номерів років; ΣP – сума фактичних значень максимального навантаження; ΣT^2 – сума квадратів порядкових номерів років; ΣTP – сума добутків часу на відповідне значення навантаження.

Для виконання прогнозу використовуємо ретроспективні дані зміни максимального навантаження, які наведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Рік спостереження										10

P_{max}, %	5	6	7	1	2	3	6	8	9	1 00

На основі цих даних визначаємо допоміжні величини для розрахунку коефіцієнтів регресії. Кількість спостережень становить n = 10. Після підстановки значень у систему нормальних рівнянь визначаються коефіцієнти a та b. За результатами розрахунку отримано: a = 82,11; b = 1,98.

Отже, регресійна залежність має вигляд:

$$P'_{max} = 82,11 + 1,98T \quad (2.5)$$

Для визначення навантаження на кінець п’ятирічного перспективного періоду приймаємо T = 15, оскільки ретроспективний період охоплює 10 років, а прогноз виконується ще на 5 років уперед:

$$P'_{max} = 82,11 + 1,98 \cdot 15 = 111,81\ \%. \quad (2.6)$$

Отримане значення округлюємо до 112 %. Таким чином, у подальших розрахунках приймається, що максимальні навантаження вузлів на кінець розрахункового періоду зростуть у 1,12 раза порівняно з базовими значеннями.

Отриманий коефіцієнт прогнозного зростання використовується для визначення перспективних активних і реактивних навантажень існуючих вузлів мережі. Такий підхід дає змогу оцінити, чи буде наявне обладнання здатне працювати в перспективному режимі, а також визначити ділянки мережі, які можуть потребувати підсилення або реконструкції.

2.2 Розрахунок прогнозованих навантажень вузлів мережі

Прогнозовані активні та реактивні навантаження вузлів визначаються шляхом множення поточних значень на коефіцієнт зростання навантаження:

$$P_{пр} = k_{пр} \cdot P_{н}, \quad (2.7)$$

$$Q_{пр} = k_{пр} \cdot Q_н, \quad (2.8)$$

де $P_{пр}$, $Q_{пр}$ – прогнозовані активне та реактивне навантаження вузла; $P_н$, $Q_н$ – базові активне та реактивне навантаження вузла; $k_{пр}$ – коефіцієнт прогнозованого зростання навантаження.

У даній роботі приймаємо: $k_{пр} = 1,12$.

Повна потужність навантаження визначається за формулою:

$$S_{пр} = \sqrt{P_{пр}^2 + Q_{пр}^2} \quad (2.9)$$

Для оцінювання можливості роботи трансформаторного обладнання визначається коефіцієнт завантаження трансформаторів [9, 12, 14]:

$$K_з = \frac{S_{пр}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр.}} \cdot 100\% \quad (2.10)$$

де $n_{тр}$ – кількість трансформаторів на підстанції; $S_{ном.тр}$ – номінальна потужність одного трансформатора.

Наведемо приклад розрахунку для вузла «Миргород». Базове активне навантаження становить Рн = 5,3 МВт, реактивне навантаження Qн = 2,41 МВАр. Тоді прогнозовані значення дорівнюють:

$P_{пр} = 1,12 \cdot 5,3 = 5,94$ МВт; $Q_{пр} = 1,12 \cdot 2,41 = 2,70$ МВАр.

Повна потужність: $S_{пр} = 6,52$ МВА.

Якщо на підстанції встановлено один трансформатор потужністю 10 МВА, то коефіцієнт його завантаження становитиме: $K_з = 65,2$ %.

Отже, трансформатор має достатній резерв потужності для роботи у прогнозованому режимі.

Аналогічні розрахунки виконанні і для всіх вузлів існуючої електричної мережі. Результати наведено у таблиці 2.2.

Аналіз результатів таблиці 2.2 показує, що після зростання навантажень до 112 % більшість підстанцій має достатній резерв трансформаторної потужності. Найбільш завантаженими є підстанції Лохвиця, Гадяч, Заводське, Миргород,

Гоголеве та Зіньків. Їх коефіцієнт завантаження знаходиться в межах приблизно 60–70 %, що є допустимим для нормального режиму роботи.

Таблиця 2.2 – Прогнозовані навантаження вузлів існуючої мережі

вузла	Назва вузла	$P_{н}$, МВт	$Q_{н}$, МВАр	$S_{н}$, МВА	$P_{пр}$, МВт	$Q_{пр}$, МВАр	$S_{пр}$, МВА	Трансформатори	$k_{з}$, %
	Миргород	,30	,41	,82	,94	,70	6 ,52	1× 10	5,2
	Велика Багачка	,30	,05	,99	,06	,42	7 ,84	2× 16	4,5
	Хорол	,40	,93	,91	,81	,16	4 ,38	2× 6,3	4,8
	Лубни	,50	,59	,66	,52	,14	1 0,82	2× 25	1,6
	Ромодан	,70	,31	,00	,02	,47	3 ,36	2× 6,3	6,7
	Комишня	,20	,00	,42	,46	,12	2 ,71	1× 6,3	3,0
	Гоголеве	,10	,50	,44	,47	,68	3 ,86	1× 6,3	1,2
	Шишаки	,70	,36	,85	,62	,88	9 ,91	2× 16	1,0
	Сорочинці	,80	,51	,18	,14	,69	3 ,56	1× 6,3	6,6
0	Гадяч	,50	,51	,05	,16	,81	6 ,77	1× 10	7,7
1	Лохвиця	,60	,71	,22	,27	,04	6 ,97	1× 10	9,7

2	Завадське	1,30	1,87	1,79	1,70	2,09	4,25	1×6,3	6,4
3	Решетилівка	1,50	1,98	4,02	1,92	2,22	4,50	2×10	12,5
4	Диканька	1,20	1,07	1,45	1,46	1,20	2,74	1×6,3	4,5
5	Зіньків	1,30	1,40	1,69	1,58	1,57	3,02	2×2,5	6,0

Найменше завантаження мають підстанції Лубни, Велика Багачка, Ромодан і Решетилівка. Це свідчить про наявність значного резерву трансформаторної потужності, який може бути використаний у перспективі для підключення додаткових навантажень або перерозподілу потужності між суміжними вузлами [9, 12].

Отримані результати дозволяють зробити висновок, що в межах прогнозованого періоду немає необхідності у заміні трансформаторів на існуючих підстанціях на більш потужні. Разом із тим під час подальшого розвитку мережі необхідно перевірити не лише трансформатори, а й повітряні лінії, оскільки саме вони можуть обмежувати можливість приєднання нових споживачів.

2.3 Розрахунок та аналіз усталеного режиму вихідної мережі

Розрахунок усталеного режиму вихідної мережі виконується з метою оцінювання її працездатності після врахування прогнозованого зростання навантажень. Усталений режим характеризує стан електричної мережі при незмінних навантаженнях, сталих параметрах джерел живлення та нормальній схемі електропостачання [6, 11, 22].

Основними параметрами усталеного режиму є:

- напруга у вузлах мережі;
- активні та реактивні потоки потужності в лініях;
- струми віток мережі;

- втрати активної та реактивної потужності;
- завантаження трансформаторів і ліній;
- напрямки потоків потужності;
- можливість підтримання допустимих режимів у нормальних і післяаварійних умовах.

Розрахунок усталеного режиму дає змогу виявити слабкі місця мережі, тобто ділянки, у яких спостерігаються підвищені потоки потужності, значні втрати або знижені рівні напруги. Саме такі ділянки першочергово потребують підсилення під час розвитку мережі [4, 5, 11].

Для аналізу вихідної мережі використовується розрахункова схема, що містить існуючі вузли живлення, споживчі підстанції, трансформатори та лінії електропередачі 110 кВ. У розрахунку враховуються прогнозовані навантаження, визначені у пункті 2.2.

За результатами розрахунку встановлено, що вихідна електрична мережа загалом має задовільний технічний стан і може бути використана як основа для подальшого розвитку. Рівні напруги у вузлах перебувають у допустимих межах, що свідчить про достатню електричну стійкість нормального режиму. Втрати активної потужності у вихідній мережі становлять приблизно 1,5 МВт, або близько 2,5 % від сумарного навантаження, що є прийнятним для районної мережі 110 кВ.

Разом із тим у деяких лініях спостерігаються підвищені потоки потужності. Такі ділянки необхідно перевірити за економічною пропускною здатністю та допустимим струмовим навантаженням. Якщо фактичний потік потужності перевищує економічно допустиме значення для відповідного перерізу проводу, виникає потреба у реконструкції ділянки або зміні схеми живлення.

Окремі лінії потребують збільшення перерізу проводів. Зокрема, для лінії 102–2 доцільно збільшити переріз з АС-120 до АС-150, а для лінії 2–111 — з АС-95 до АС-120. Таке технічне рішення дозволяє зменшити втрати потужності, підвищити пропускну здатність ліній і забезпечити більш надійну роботу мережі в перспективному режимі [10, 15, 16].

Після коригування перерізів проводів у найбільш завантажених ділянках мережа характеризується допустимими режимними параметрами. Найбільш завантаженими залишаються окремі ділянки 110 кВ, через які здійснюється передавання потужності до групи споживчих підстанцій. Проте після підсилення ці ділянки можуть забезпечити необхідний рівень пропускної здатності.

Аналіз усталеного режиму також дозволяє визначити потенційні вузли живлення для приєднання нових споживачів. До таких вузлів доцільно відносити підстанції, які мають достатній рівень напруги, резерв трансформаторної потужності, сприятливе територіальне розташування та можливість підключення нових ліній 110 кВ.

Виходячи з аналізу режиму, як можливі вузли живлення нових споживачів можуть розглядатися вузли 1, 2, 3, 4, 12, 13, 14 та 15. Саме вони розташовані на відносно невеликій відстані від нових вузлів електроспоживання та мають достатні режимні передумови для подальшого розвитку мережі.

2.4 Оцінка пропускної здатності ліній і трансформаторного обладнання

Оцінка пропускної здатності ліній і трансформаторного обладнання є необхідною умовою для прийняття рішення щодо розвитку електричної мережі. Пропускна здатність визначає можливість передавання необхідної потужності без перевищення допустимих струмів, перегріву проводів, надмірних втрат напруги та перевантаження обладнання.

Для повітряних ліній електропередачі 110 кВ основними критеріями перевірки є [10, 15, 16]:

- допустимий тривалий струм проводу;
- економічна потужність лінії;
- допустимі втрати напруги;
- термічна стійкість проводу;
- відповідність перерізу перспективному навантаженню;
- механічна міцність проводу з урахуванням кліматичних умов.

Розрахунковий струм лінії визначається за формулою:

$$I_{розр} = \frac{S_л}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 100\% \quad (2.11)$$

де $S_л$ – повна потужність, що передається лінією; $U_{ном}$ – номінальна напруга лінії.

Для мережі 110 кВ формула має вигляд:

$$I_{розр} = \frac{S_л}{\sqrt{3} \cdot 110} \quad (2.12)$$

Якщо по ділянці передається повна потужність $S_л$=18 МВА, то розрахунковий струм становить: $I_{розр}$ = 18 / (1,732 · 110) = 94,5 А.

Такий струм є допустимим для проводу АС-120/19, тому цей провід може використовуватися для нових ділянок мережі з подібним рівнем навантаження. Проте остаточний вибір перерізу повинен виконуватися для кожної конкретної ділянки після визначення потокорозподілу потужності [10, 15, 16].

Для попередньої оцінки можна використати граничні економічні потужності повітряних ліній 110 кВ. Для одноланцюгових ліній на залізобетонних опорах економічна потужність залежить від перерізу проводу. Провід АС-120 може застосовуватися для передавання потужності близько 20–22 МВт на один ланцюг, АС-150 – для більших потоків, а АС-185 і АС-240 — для ділянок із підвищеним навантаженням.

У даній роботі для нових ліній попередньо прийнято провід АС-120/19. Такий вибір обґрунтовується тим, що розрахункові навантаження нових вузлів мають помірні значення, а повітряні лінії є одноланцюговими та споруджуються на залізобетонних опорах. Разом із тим, якщо за результатами потокорозподілу виявиться, що окрема ділянка передає більшу потужність, для неї може бути прийнято провід більшого перерізу.

Трансформаторне обладнання перевіряється за коефіцієнтом завантаження. Нормальна робота трансформатора забезпечується тоді, коли його фактичне або прогнозоване навантаження не перевищує допустиме значення. Для підстанцій з двома трансформаторами додатково необхідно враховувати

післяаварійний режим, коли один трансформатор може тимчасово приймати на себе більшу частину навантаження.

За результатами розрахунку прогнозованих навантажень встановлено, що трансформатори існуючих підстанцій мають достатній резерв. Найбільш завантажені трансформатори працюють із коефіцієнтом завантаження менше 70 %, що дозволяє вважати їх придатними для експлуатації у прогнозованому режимі. Це означає, що основні обмеження розвитку мережі пов'язані не стільки з трансформаторною потужністю існуючих підстанцій, скільки з пропускною здатністю окремих ліній і вибором оптимальної схеми підключення нових вузлів.

2.5 Визначення вузлів для можливого приєднання нових споживачів

Після аналізу прогнозованих навантажень, режиму напруги та пропускної здатності мережі необхідно визначити вузли, від яких доцільно здійснювати живлення нових споживачів. Вибір таких вузлів має важливе значення, оскільки від нього залежать довжина нових ліній, вартість будівництва, втрати потужності, надійність електропостачання та загальна конфігурація перспективної схеми.

Основними критеріями вибору вузлів живлення є [2, 6, 7]:

- достатній рівень напруги у вузлі;
- наявність резерву трансформаторної потужності;
- допустиме завантаження існуючих ліній, що підходять до вузла;
- найменша відстань до нових споживачів;
- можливість формування резервних або кільцевих зв'язків;
- зручність будівництва нових повітряних ліній;
- економічна доцільність приєднання.

Найбільш доцільними для приєднання нових вузлів є підстанції, які мають не тільки достатній резерв потужності, але й вигідне територіальне розташування. Наприклад, якщо новий споживач розташований поблизу існуючого вузла, приєднання до нього дозволяє зменшити довжину нової лінії та капітальні вкладення. Проте мінімальна довжина лінії не завжди є визначальним

критерієм, оскільки необхідно враховувати також завантаження вузла, можливість резервування та вплив на режим роботи всієї мережі.

За результатами аналізу як потенційні вузли живлення нових споживачів можна прийняти вузли 1, 2, 3, 4, 12, 13, 14 і 15. Вони мають допустимі рівні напруги, розташовані на відносно невеликих відстанях від нових вузлів електроспоживання та можуть бути використані для формування декількох варіантів розвитку мережі.

Подальший вибір конкретної схеми приєднання виконується у наступному розділі на основі техніко-економічного порівняння варіантів. При цьому враховуються довжини нових ліній, потокорозподіл потужності, переріз проводів, втрати електроенергії, капітальні вкладення та експлуатаційні витрати.

Висновки до розділу 2

У другому розділі виконано прогнозування електричних навантажень на п'ятирічний розрахунковий період. Для цього застосовано метод найменших квадратів, який дозволив на основі ретроспективних даних отримати регресійну залежність зміни максимального навантаження від часу.

За результатами прогнозування встановлено, що максимальне навантаження на кінець розрахункового періоду становитиме приблизно 112 % від базового рівня. Отриманий коефіцієнт прогнозного зростання використано для визначення перспективних активних, реактивних і повних навантажень вузлів існуючої електричної мережі.

Розраховано прогнозовані навантаження всіх вузлів мережі та коефіцієнти завантаження трансформаторів. Встановлено, що трансформаторне обладнання існуючих підстанцій має достатній резерв потужності. Найбільш завантажені підстанції працюють із коефіцієнтом завантаження менше 70 %, тому заміна трансформаторів у межах даного розрахункового періоду не є необхідною.

Проведено аналіз усталеного режиму вихідної мережі. Показано, що мережа загалом має допустимі рівні напруги та прийнятний рівень втрат активної потужності. Водночас окремі лінії мають підвищене завантаження, тому для них може бути доцільним збільшення перерізу проводів або зміна схеми живлення.

Оцінено пропускну здатність ліній і трансформаторного обладнання. Встановлено, що для нових ліній 110 кВ попередньо може бути прийнято провід АС-120/19, однак остаточний вибір перерізу має виконуватися після розрахунку потокорозподілу потужності для кожного варіанта розвитку мережі.

Визначено потенційні вузли для приєднання нових споживачів. До них віднесено вузли, які мають допустимі рівні напруги, резерв трансформаторної потужності та сприятливе територіальне розташування відносно нових вузлів електроспоживання.

РОЗДІЛ 3 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Формування можливих варіантів розвитку мережі

Розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ передбачає приєднання нових вузлів електроспоживання до існуючої мережі 110 кВ [6, 7, 8]. При цьому необхідно забезпечити не лише фізичне підключення нових споживачів, а й допустимі режими роботи всієї мережі. Кожне нове приєднання змінює потокорозподіл потужності, рівні напруги у вузлах, завантаження діючих ліній і трансформаторів, а також величину втрат електроенергії.

Формування варіантів розвитку мережі виконується на основі аналізу існуючої схеми, результатів прогнозування навантажень і територіального розміщення нових споживачів. Насамперед визначаються вузли, від яких технічно можливо здійснити живлення нових навантажень. Такими вузлами можуть бути підстанції, що мають допустимий рівень напруги, достатній резерв трансформаторної потужності, зручне територіальне розташування та можливість приєднання нових повітряних ліній 110 кВ [1, 15, 16].

При формуванні можливих варіантів розвитку враховуються такі фактори:

- відстань від нових вузлів до існуючих підстанцій;
- резерв пропускної здатності існуючих ліній;
- рівні напруги у вузлах живлення;
- наявність резерву трансформаторної потужності;
- можливість поетапного будівництва нових ліній;
- обмеження на щорічний обсяг будівництва;
- необхідність резервування відповідальних споживачів;
- капітальні вкладення та експлуатаційні витрати.

У даній роботі розглядається приєднання нових вузлів електроспоживання до існуючої мережі 110 кВ. Нові лінії передбачається виконувати повітряними, одноланцюговими, на залізобетонних опорах. Попередньо приймається провід АС-120/19, однак остаточний вибір перерізу виконується після розрахунку потокорозподілу потужності.

На рис. 3.1 наведено узагальнену схему існуючої мережі та можливих напрямів приєднання нових вузлів електроспоживання.

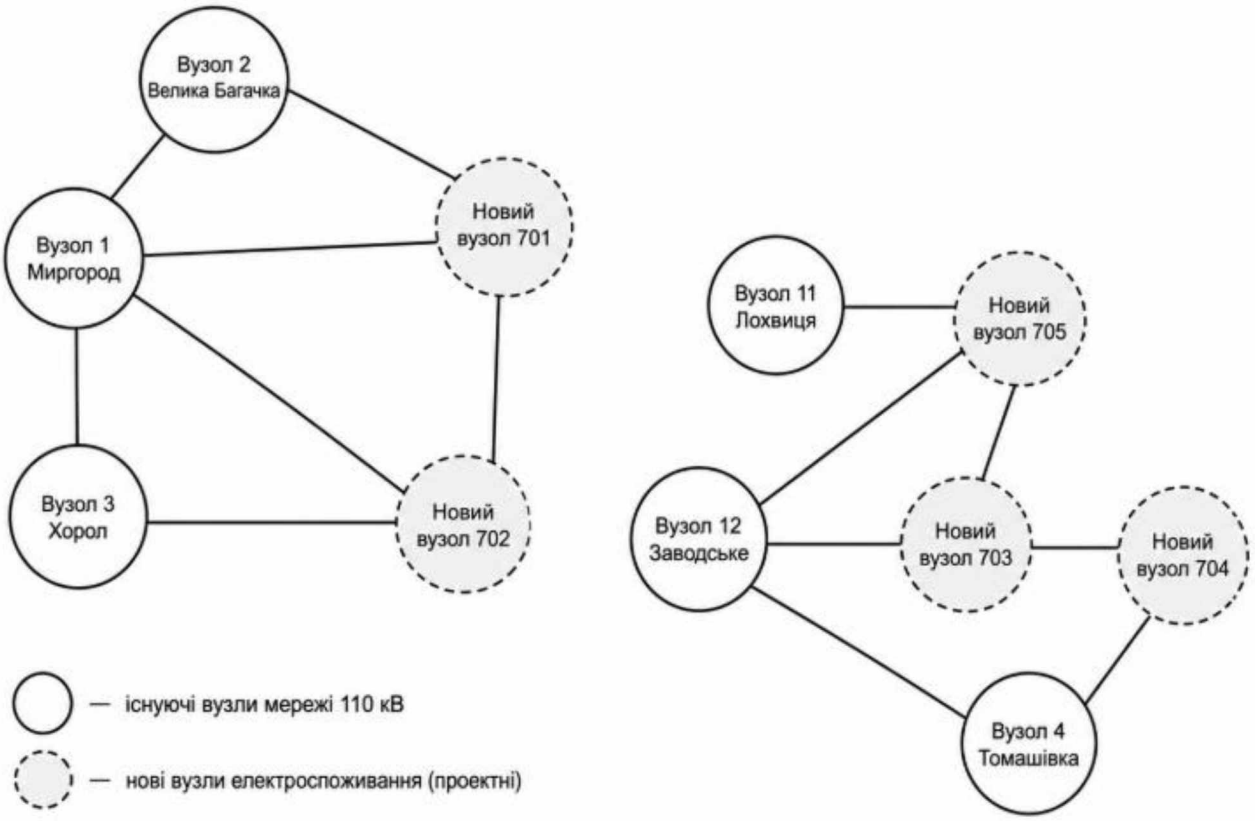

Рисунок 3.1 – Узагальнена схема можливого приєднання нових вузлів електроспоживання до мережі 110 кВ

Наведена схема є принциповою і використовується для пояснення логіки формування варіантів розвитку. У реальному проєктуванні для кожної ділянки уточнюється довжина траси, умови проходження лінії, наявність природних і технічних перешкод, можливість розміщення опор, а також техніко-економічні показники будівництва.

Довжина кожної можливої ділянки визначається за формулою [10, 15]:

$$l = 1{,}1 \cdot m \cdot L, \tag{3.1}$$

де l – розрахункова довжина лінії, км; m – масштаб схеми, км/см; L – довжина ділянки на плані, см; 1,1 – коефіцієнт, що враховує непрямолінійність траси.

Таблиця 3.1 – Приклад визначення довжин можливих ділянок мережі

Ділянка	Довжина на схемі, см	Розрахункова довжина, км
2–701	1,5	11,55
3–701	1,2	9,24
1–702	1,4	10,78
15–703	1,3	10,01
2–704	1,7	13,09
4–704	2,2	16,94
15–704	1,5	11,55
12–705	2,0	15,40
13–705	1,6	12,32
14–705	1,4	10,78
701–702	1,4	10,78
704–703	2,0	15,40
703–705	2,2	16,94

Розраховані довжини ділянок є вихідною інформацією для подальшого визначення капітальних вкладень, втрат потужності та порівняння варіантів розвитку мережі.

3.2 Обґрунтування методу оптимізації схеми мережі

Задача вибору оптимальної схеми розвитку електричної мережі є багатоваріантною. Вона передбачає одночасне врахування технічних і економічних критеріїв. До технічних критеріїв належать допустимі рівні напруги, пропускна здатність ліній, завантаження трансформаторів, втрати потужності, надійність електропостачання та можливість поетапного розвитку. До економічних критеріїв належать капітальні вкладення, щорічні експлуатаційні витрати, вартість втрат електроенергії та сумарні приведені витрати.

Загальна послідовність вибору оптимального варіанта розвитку мережі наведена на рис. 3.2.

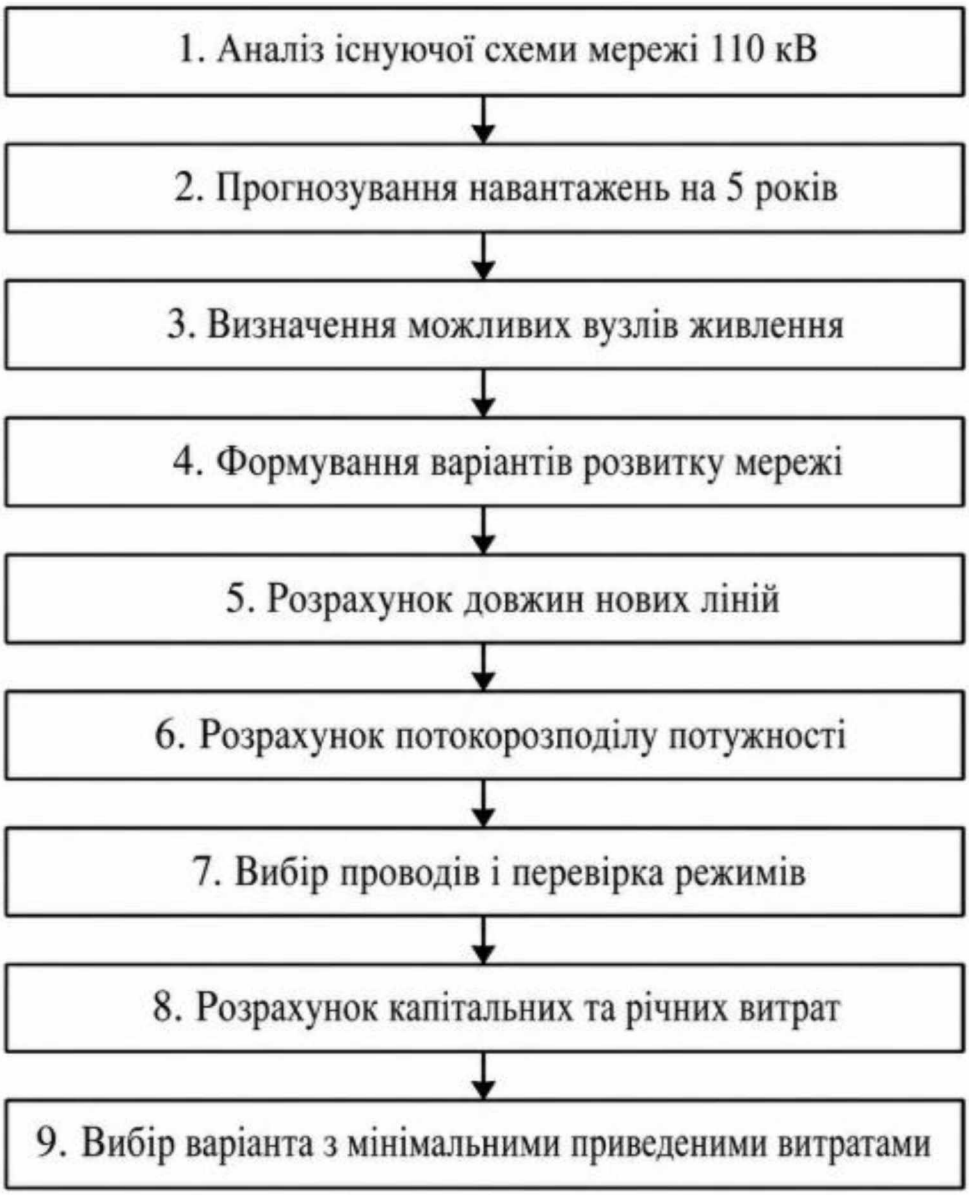

Рисунок 3.2 – Алгоритм вибору оптимального варіанта розвитку електричної мережі 110 кВ

Оптимальним вважається такий варіант розвитку мережі [7, 8, 21], який забезпечує електропостачання всіх нових споживачів, відповідає технічним обмеженням і має мінімальні або економічно обґрунтовані приведені витрати. При цьому не завжди найкоротший варіант за довжиною ліній є найкращим. Наприклад, коротша лінія може створювати перевантаження існуючого вузла, погіршувати режим напруги або не забезпечувати резервування.

Для розв'язання задачі доцільно застосувати метод динамічного програмування, оскільки розвиток мережі здійснюється поетапно протягом

декількох років. Цей метод дає змогу врахувати черговість будівництва ліній, обмеження на щорічний обсяг робіт і зміну витрат у часі.

Також доцільним є використання методу поконтурної оптимізації. Він застосовується для порівняння можливих схем живлення в окремих контурах мережі та дозволяє вибрати раціональні варіанти з урахуванням потокорозподілу і витрат.

Такий алгоритм дозволяє послідовно перейти від аналізу вихідної мережі до вибору оптимального варіанта її розвитку. Його перевагою є можливість комплексного врахування як технічних, так і економічних показників.

3.3 Застосування методу динамічного програмування

Метод динамічного програмування доцільно використовувати в тих випадках, коли розвиток електричної мережі здійснюється не одночасно, а протягом декількох років [7, 8, 11, 21]. У даній роботі розрахунковий період розвитку становить 5 років, а також враховується обмеження на щорічний обсяг будівництва нових повітряних ліній. Це означає, що всі необхідні лінії не можуть бути побудовані одночасно, тому потрібно визначити раціональну черговість їх введення.

Суть методу полягає в тому, що загальна задача розвитку мережі розбивається на декілька послідовних етапів. На кожному етапі вибирається таке рішення, яке забезпечує найкраще продовження розвитку мережі з урахуванням уже побудованих елементів. Отже, оптимальний результат досягається не за рахунок окремого локального рішення, а шляхом узгодження всіх річних етапів розвитку.

Критерієм оптимальності приймаємо мінімум сумарних приведених витрат:

$$З\Sigma = \Sigma \left[E_н \cdot K_t + \Delta B_t\right] \cdot \alpha_t, \qquad (3.2)$$

де K_t – капітальні вкладення у t-му році; ΔBt – щорічні експлуатаційні витрати у t-му році; $E_н$ – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень; α_t – коефіцієнт приведення різночасових витрат; t – рік реалізації заходу.

Капітальні вкладення для будівництва лінії визначаються за формулою:

$$K = K_{пит} \cdot l, \tag{3.3}$$

де $K_{пит}$ – питома вартість будівництва 1 км повітряної лінії; l – довжина лінії.

Щорічні витрати включають амортизаційні відрахування, витрати на ремонт і обслуговування, а також вартість втрат електроенергії:

$$\Delta B = p \cdot K + c \cdot \Delta W, \tag{3.4}$$

де p – коефіцієнт щорічних відрахувань; c – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії; ΔW – річні втрати електроенергії.

Річні втрати електроенергії у лінії визначаються за формулою:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \tag{3.5}$$

де ΔP – втрати активної потужності; τ – час максимальних втрат.

Втрати активної потужності у трифазній лінії:

$$\Delta P = 3I^2R \cdot 10^{-3}, \tag{3.6}$$

де I – струм лінії, А; R – активний опір фази лінії, Ом.

На практиці для кожного можливого варіанта розвитку визначаються річні обсяги будівництва, довжина нових ліній, капітальні вкладення, втрати потужності, експлуатаційні витрати та приведені витрати. Варіант, який має найменшу суму приведених витрат і відповідає технічним обмеженням, приймається як оптимальний.

Умовну схему поетапного розвитку мережі наведено на рис. 3.3.

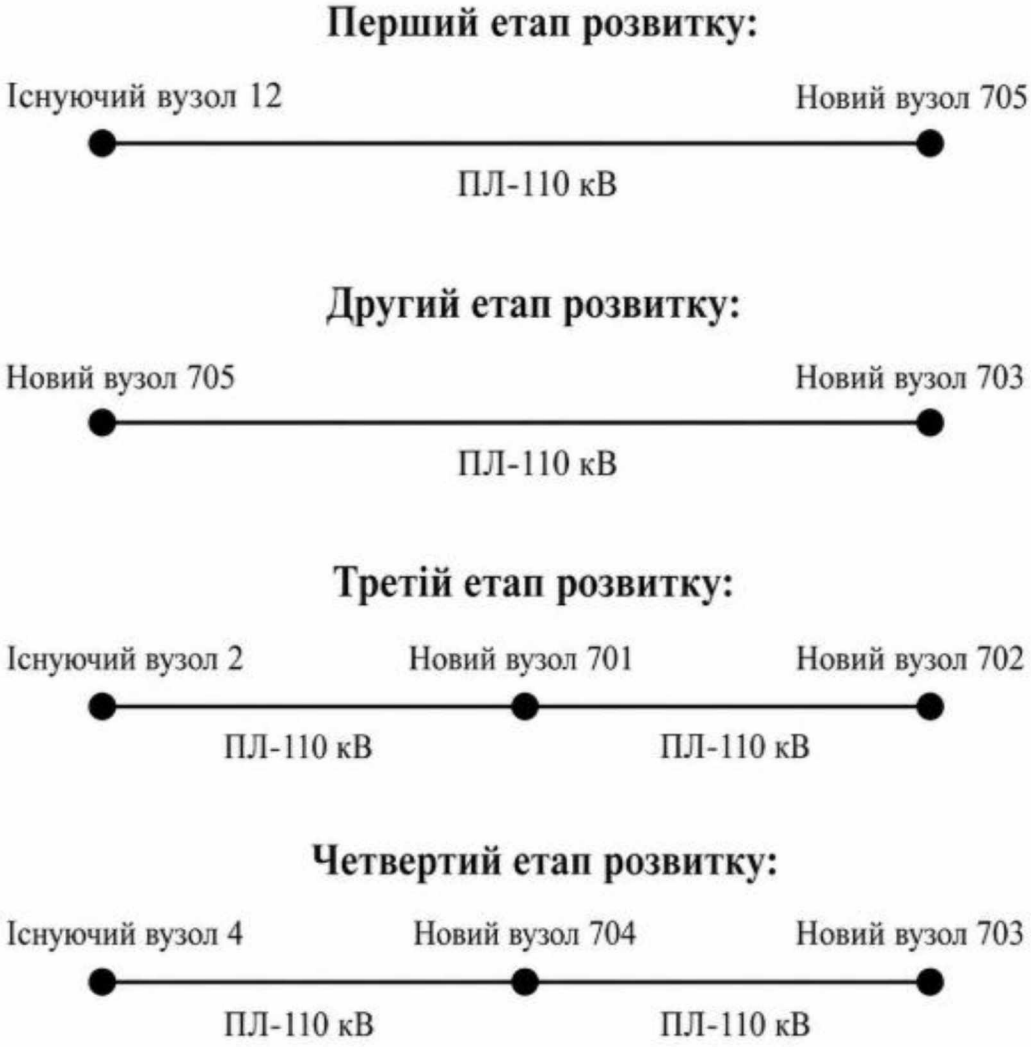

Рисунок 3.3 – Приклад поетапного розвитку електричної мережі 110 кВ

Запропонована послідовність є прикладом реалізації розвитку мережі з урахуванням обмежень на річний обсяг будівництва. У подальших розрахунках для кожного етапу визначаються витрати, потокорозподіл і відповідність технічним умовам.

3.4 Поконтурна оптимізація схеми мережі

Метод поконтурної оптимізації передбачає послідовний аналіз окремих контурів мережі. Для кожного контуру визначаються можливі варіанти схеми, розраховуються потоки потужності, втрати та витрати, після чого вибирається найкращий варіант.

На відміну від суто радіального підходу, поконтурна оптимізація дає змогу врахувати можливість двостороннього живлення нових вузлів [6, 7, 8]. Це

особливо важливо для мереж 110 кВ, де забезпечення резервування та підвищення надійності часто потребує створення кільцевих або напівкільцевих схем. Такі схеми можуть мати більшу довжину ліній, але забезпечують кращий розподіл потоків потужності та підвищують надійність електропостачання.

Принцип формування контуру для двостороннього живлення наведено на рис. 3.4.

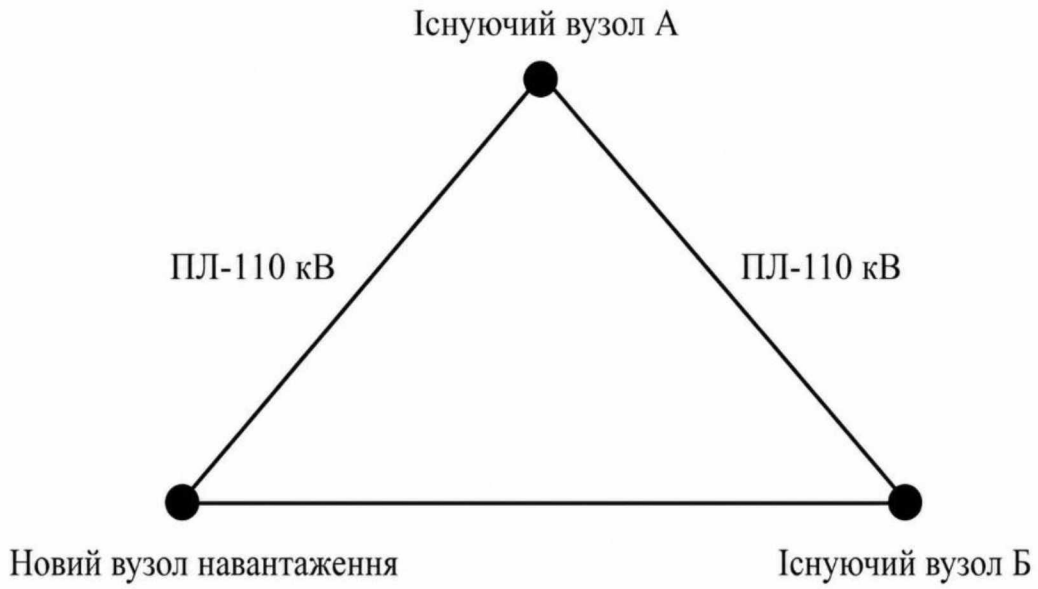

Рисунок 3.4 – Принцип формування контуру з двостороннім живленням нового вузла

Алгоритм поконтурної оптимізації включає такі етапи: формування максимального графа можливого розвитку мережі; розбиття графа на незалежні або умовно незалежні контури; визначення можливих варіантів живлення нових вузлів у кожному контурі; розрахунок потокорозподілу потужності для кожного варіанта; вибір перерізу проводів і перевірка допустимості струмів; розрахунок капітальних та експлуатаційних витрат; вибір варіанта з мінімальними приведеними витратами; перевірка отриманої схеми за надійністю та режимними параметрами [2, 6, 20].

У такій схемі новий вузол може отримувати живлення з двох боків. Це зменшує наслідки аварійного вимкнення однієї лінії та дозволяє частково перерозподіляти потоки потужності між суміжними ділянками. Разом із тим така

схема потребує ретельного розрахунку потокорозподілу, оскільки потужність у лініях залежить від довжин ділянок, опорів ліній і навантажень вузлів.

Для ділянки з двостороннім живленням, за умови приблизно однакових напруг у вузлах живлення, потужність головних ділянок може бути визначена пропорційно довжинам плечей схеми. Такий підхід використовується на попередньому етапі техніко-економічного порівняння варіантів.

Метод поконтурної оптимізації є зручним для районних мереж, у яких можливе формування декількох варіантів приєднання нових вузлів до різних існуючих підстанцій. Він дозволяє виключити явно невигідні варіанти та зосередитися на тих схемах, які мають кращі технічні й економічні показники.

3.5 Вибір оптимального варіанта розвитку мережі

За результатами порівняння варіантів розвитку електричної мережі оптимальним приймається варіант, який забезпечує приєднання всіх нових вузлів електроспоживання; виконання обмеження на щорічний обсяг будівництва ліній; допустимі потоки потужності в нових і діючих лініях; використання проводів АС-120/19 або інших економічно доцільних перерізів; допустимі рівні напруги у вузлах; резервування живлення відповідальних споживачів; мінімальні сумарні приведені витрати [6, 7, 8, 21].

У якості оптимальної схеми може бути прийнята схема, у якій нові вузли 701, 702, 703, 704 та 705 підключаються до найближчих існуючих вузлів мережі з урахуванням формування раціональних контурів. Наприклад, живлення вузлів 701 і 702 доцільно організувати від вузлів 1, 2 або 3, вузла 704 – від вузлів 2, 4 або 15, вузлів 703 і 705 – від вузлів 11, 12, 13 або 15.

Остаточний вибір здійснюється за мінімумом приведених витрат і перевіркою технічних обмежень. При цьому враховується, що технічно допустимий варіант не завжди є економічно найкращим, а економічно дешевший варіант не завжди забезпечує необхідний рівень надійності. Тому остаточне рішення приймається за сукупністю критеріїв.

Узагальнену оптимальну схему розвитку мережі наведено на рис. 3.5.

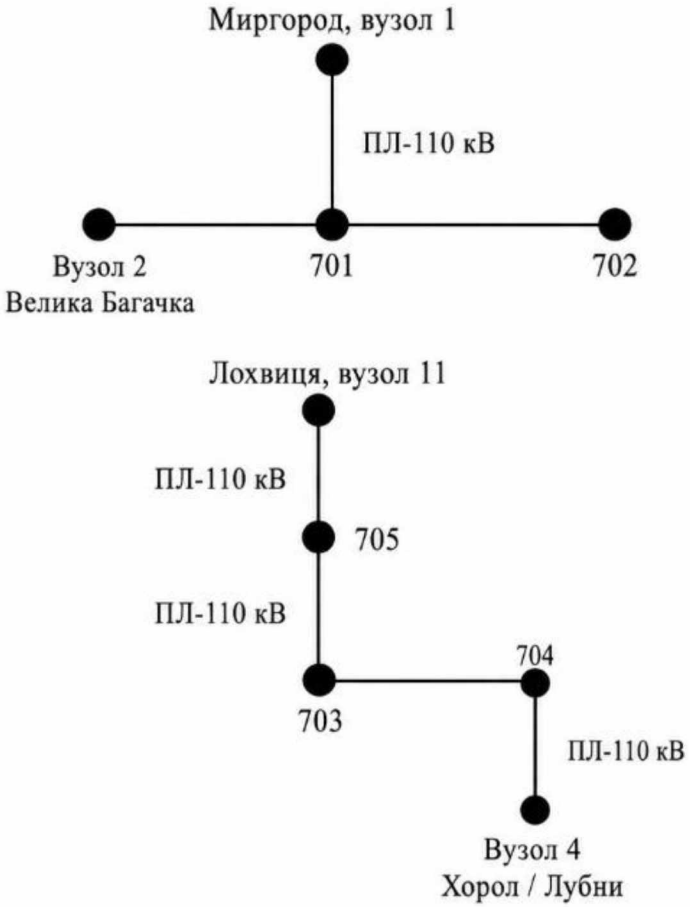

Рисунок 3.5 – Узагальнена оптимальна схема розвитку електричної мережі 110 кВ

Запропонована схема дозволяє приєднати всі нові вузли електроспоживання, забезпечити раціональні довжини ліній і створити передумови для резервування окремих ділянок. Перевагою такого варіанта є поєднання радіальних і напівкільцевих зв'язків, що покращує надійність електропостачання порівняно з повністю радіальною схемою.

Для остаточного підтвердження вибраного варіанта у наступному розділі виконуються розрахунки потокорозподілу потужності, вибір перерізів проводів, визначення капітальних вкладень, експлуатаційних витрат і техніко-економічне порівняння варіантів.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

У третьому розділі сформовано можливі варіанти розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ з урахуванням приєднання нових вузлів електроспоживання. Визначено, що нові лінії доцільно виконувати як повітряні одноланцюгові лінії 110 кВ на залізобетонних опорах із попереднім використанням проводу АС-120/19.

Розраховано довжини можливих ділянок нових повітряних ліній з урахуванням коефіцієнта непрямолінійності траси. Ці дані є основою для подальшого визначення капітальних вкладень, втрат потужності та приведених витрат.

Обґрунтовано застосування методу динамічного програмування, який дозволяє врахувати поетапний характер розвитку мережі, обмеження на щорічний обсяг будівництва та різночасовість витрат. Показано, що цей метод доцільний для вибору раціональної черговості введення нових ліній.

Розглянуто метод поконтурної оптимізації, що дає змогу аналізувати окремі контури мережі, порівнювати варіанти двостороннього живлення та вибирати найбільш доцільні схеми приєднання нових вузлів.

Запропоновано узагальнену оптимальну схему розвитку мережі, яка забезпечує приєднання нових вузлів 701, 702, 703, 704 та 705, раціональний потокорозподіл потужності, можливість резервування окремих ділянок і подальше техніко-економічне обґрунтування у наступному розділі.

РОЗДІЛ 4 ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ПРИЙНЯТИХ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ

4.1 Розрахунок потокорозподілу потужності в нових ділянках мережі

Після визначення раціональної схеми розвитку електричної мережі необхідно виконати розрахунок потокорозподілу потужності в нових і діючих лініях [6, 11, 22]. Такий розрахунок дає змогу встановити, які потоки активної та реактивної потужності проходитимуть через окремі ділянки мережі, визначити розрахункові струми ліній і перевірити відповідність прийнятих технічних рішень умовам нормального режиму роботи.

Потокорозподіл залежить від конфігурації мережі, розташування вузлів живлення, довжин ліній, параметрів ділянок, величини навантажень і можливості двостороннього живлення окремих вузлів. Для радіальних ділянок потужність лінії визначається як сума потужностей споживачів, що живляться через цю ділянку. Для ділянок із двостороннім живленням потужність розподіляється між джерелами залежно від електричних відстаней і параметрів ліній.

Повна потужність нового споживача визначається за формулою:

$$S = P / \cos\varphi, \tag{4.1}$$

де P – активна потужність навантаження, МВт; cosφ – коефіцієнт потужності споживача; S – повна потужність, МВА.

Реактивна потужність визначається за виразом:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \tag{4.2}$$

Для нових вузлів електроспоживання приймаємо розрахункові навантаження [6, 12], наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Розрахункові навантаження нових вузлів електроспоживання

Вузол	P, МВт	cosφ	S, МВА	Q, МВАр
701	6,3	0,90	7,00	3,05
702	8,5	0,89	9,55	4,36
703	11,4	0,87	13,10	6,46
704	10,3	0,88	11,70	5,56
705	9,2	0,90	10,22	4,46

Отримані значення повної та реактивної потужності використовуються для визначення потоків у лініях, вибору перерізу проводів і перевірки допустимості струмового навантаження. Найбільшу повну потужність має вузол 703, тому саме для ділянок, пов'язаних із його живленням, необхідно приділяти особливу увагу перевірці пропускної здатності ліній.

Для оптимальної схеми розвитку приймається така логіка розподілу потоків: вузли 701 і 702 живляться від частини мережі, пов'язаної з вузлами 1 і 2; вузли 703, 704 і 705 — від частини мережі, пов'язаної з вузлами 4, 11 і 12. Такий підхід дозволяє зменшити надмірне навантаження на один вузол живлення та створити умови для більш рівномірного розподілу потужності.

4.2 Вибір марки та перерізу проводів повітряних ліній 110 кВ

Вибір марки та перерізу проводів повітряних ліній виконується за розрахунковим струмом, умовами допустимого нагрівання, механічною міцністю та відповідністю перспективному навантаженню. Оскільки нові лінії передбачається виконувати на напругу 110 кВ, як базовий варіант приймаються повітряні одноланцюгові лінії на залізобетонних опорах із проводом АС-120/19 [10, 15, 16].

Розрахунковий струм у повітряній лінії визначається за формулою:

$$Q = \frac{k_p \cdot s_л}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (4.3)$$

де $k_р$ – коефіцієнт перспективного зростання навантаження; $S_л$ – повна потужність, що передається лінією, МВА; $U_{ном}$ – номінальна напруга лінії, кВ.

Для мережі 110 кВ при $S_л$ = 18 МВА та $k_р$ = 1,05.

Тоді, $I_{розр}$ = 1,05 · 18 / (1,732 · 110) = 99,2 А.

Отримане значення струму є допустимим для проводу АС-120/19. Тому для більшості нових ділянок мережі попередньо приймається саме цей провід. Водночас остаточна перевірка виконується для кожної окремої ділянки з урахуванням розрахункового потокорозподілу та допустимого струмового навантаження [10, 15].

В табл. 4.2 наведені дані, щодо вибору проводів для ділянок оптимальної схеми розвитку мережі.

Таблиця 4.2 – Вибір проводів для ділянок оптимальної схеми розвитку мережі

Ділянка	Довжина, км	$P_л$, МВт	$Q_л$, МВАр	$S_л$, МВА	$I_{розр}$, А	Прийнятий провід
2–701	11,55	10,55	5,23	11,77	64,9	АС-120/19
701–702	10,78	2,05	0,87	2,23	12,3	АС-120/19
1–702	10,78	4,25	2,18	4,77	26,3	АС-120/19
12–705	15,40	15,41	8,03	17,38	95,8	АС-120/19
705–703	16,94	6,21	3,63	7,19	39,6	АС-120/19
703–704	15,40	5,19	2,82	5,91	32,6	АС-120/19
4–704	16,94	15,49	8,37	17,61	97,0	АС-120/19

За результатами розрахунку всі нові ділянки можуть бути виконані проводом АС-120/19, оскільки розрахункові струми не перевищують допустимих значень для цього перерізу. Прийнятий провід забезпечує необхідну пропускну здатність для передавання розрахункових навантажень нових вузлів електроспоживання.

Окрім струмового навантаження, для повітряних ліній необхідно враховувати механічні умови роботи проводу. Провід АС-120/19 має сталево-алюмінієву конструкцію, що забезпечує поєднання достатньої електричної провідності та механічної міцності. Це важливо для повітряних ліній на залізобетонних опорах, які працюють під дією вітрових, ожеледних і температурних навантажень.

4.3 Вибір потужності трансформаторів нових споживчих підстанцій

Вибір потужності трансформаторів на нових споживчих підстанціях виконується за максимальним розрахунковим навантаженням, категорією надійності електропостачання, можливістю резервування та перспективою подальшого зростання споживання електроенергії [9, 14].

Для споживачів I та II категорії доцільно застосовувати двотрансформаторні підстанції. У нормальному режимі навантаження розподіляється між двома трансформаторами, а в післяаварійному режимі один трансформатор повинен забезпечити живлення найбільш відповідальних споживачів або основної частини навантаження.

Орієнтовно потужність одного трансформатора для двотрансформаторної підстанції можна визначити за умовою:

$$Sтр \geq Smax / (2 \cdot kз), \tag{4.4}$$

де S_{max} – максимальна потужність навантаження підстанції, МВА; $k_з$ – допустимий коефіцієнт завантаження трансформатора.

Для вузла 703 з S_{max}=13,1 МВА при встановленні двох трансформаторів і допустимому завантаженні 0,7: $S_{тр} \geq 13,1 / (2 \cdot 0,7) = 9,36$ МВА.

Отже, для цього вузла доцільно прийняти два трансформатори потужністю 10 МВА. Аналогічно визначаються потужності трансформаторів для інших нових вузлів.

В табл. 4.3. наведено вибір трансформаторів для нових споживчих підстанцій

Прийняті трансформатори забезпечують нормальне живлення споживачів і мають достатній резерв для покриття перспективного зростання навантаження. Найбільше завантаження спостерігається у вузлі 703, однак навіть у цьому випадку коефіцієнт завантаження не перевищує допустимого значення для нормального режиму.

Таблиця 4.3 – Вибір трансформаторів для нових споживчих підстанцій

Вузол	$S_{навантаження}$, МВА	Рекомендована кількість трансформаторів	Прийнята потужність	Коефіцієнт завантаження, %
701	7,00	2	2×6,3 МВА	55,6
702	9,55	2	2×10 МВА	47,8
703	13,10	2	2×10 МВА	65,5
704	11,70	2	2×10 МВА	58,5
705	10,22	2	2×10 МВА	51,1

Для забезпечення надійності роботи підстанцій необхідно також враховувати умови післяаварійного режиму. У разі виведення одного

трансформатора з роботи другий повинен забезпечити живлення найбільш відповідальних електроприймачів. Тому застосування двотрансформаторних підстанцій є технічно обґрунтованим для нових вузлів електроспоживання.

4.4 Обґрунтування схем розподільчих пристроїв і перевірка прийнятих технічних рішень

Схеми розподільчих пристроїв нових підстанцій вибираються з урахуванням класу напруги, кількості приєднань, категорії споживачів, вимог до надійності та зручності експлуатаційного обслуговування. Для сторони 110 кВ можуть застосовуватися такі схеми: блок «лінія – трансформатор», два блоки «лінія – трансформатор», місток з вимикачами або без вимикачів у перемичці, одна секціонована система шин, а для відповідальних вузлів — одна секціонована система шин з можливістю резервування приєднань [17, 18, 19].

Для невеликих споживчих підстанцій із двома трансформаторами доцільною є схема містка або двох блоків «лінія – трансформатор». Така схема є відносно простою, потребує меншої кількості високовольтної апаратури та забезпечує достатню надійність для більшості споживачів. Для вузлів з перспективою подальшого розвитку доцільно передбачати можливість секціонування шин і приєднання додаткових ліній [17, 19].

Прийнята схема розвитку мережі повинна забезпечувати:

- живлення всіх нових вузлів електроспоживання;
- допустиме струмове навантаження повітряних ліній;
- допустиме завантаження трансформаторів;
- можливість резервування найбільш відповідальних споживачів;
- зручність виконання оперативних перемикань;
- можливість подальшого розширення мережі.

Перевірка прийнятих рішень показує, що розрахункові струми нових повітряних ліній не перевищують допустимих значень для проводу АС-120/19. Вибрані трансформатори мають достатній резерв потужності для роботи в нормальному режимі. Прийняті схеми розподільчих пристроїв відповідають

характеру навантажень і забезпечують необхідний рівень експлуатаційної надійності.

Таким чином, прийняті технічні рішення щодо вибору проводів, трансформаторів і схем розподільчих пристроїв забезпечують працездатність перспективної електричної мережі 110/35/10 кВ та створюють умови для надійного електропостачання нових вузлів електроспоживання.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4

У четвертому розділі виконано вибір основного обладнання та техніко-економічне обґрунтування прийнятого варіанта розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ.

Розраховано потокорозподіл потужності в нових лініях електричної мережі та визначено розрахункові струми. За результатами розрахунків для нових повітряних ліній 110 кВ прийнято провід АС-120/19, який забезпечує допустимі струмові навантаження та відповідає умовам спорудження одноланцюгових повітряних ліній на залізобетонних опорах.

Виконано вибір потужності трансформаторів для нових споживчих підстанцій. Для забезпечення надійності електропостачання рекомендовано застосування двотрансформаторних підстанцій з трансформаторами потужністю 6,3 або 10 МВА залежно від навантаження вузла.

Обґрунтовано схеми розподільчих пристроїв підстанцій. Для невеликих споживчих підстанцій доцільно застосовувати схеми містка або двох блоків «лінія – трансформатор», які забезпечують достатню надійність, простоту експлуатації та прийнятну вартість реалізації.

Визначено капітальні вкладення у будівництво нових повітряних ліній і розглянуто склад щорічних експлуатаційних витрат. Проведено техніко-економічне порівняння варіантів розвитку мережі та прийнято варіант, який забезпечує найкраще поєднання технічних і економічних показників.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ, БЕЗПЕКА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ 110/35/10 КВ

5.1 Загальні вимоги з охорони праці під час експлуатації електричних мереж і підстанцій

Експлуатація електричних мереж 110/35/10 кВ пов'язана з підвищеною небезпекою [3, 23], оскільки значна частина робіт виконується поблизу струмовідних частин високої та середньої напруги. До складу таких мереж входять повітряні лінії електропередачі, силові трансформатори, розподільчі пристрої, комутаційна апаратура, пристрої релейного захисту, автоматики, заземлювальні пристрої та кабельні лінії вторинних кіл. Неналежне виконання робіт або порушення вимог безпеки може призвести до ураження електричним струмом, виникнення електричної дуги, пожежі, пошкодження обладнання або порушення електропостачання споживачів.

Основними небезпечними та шкідливими виробничими факторами під час експлуатації електричних мереж і підстанцій є:

- наявність високої напруги на струмовідних частинах;
- можливість появи наведеної напруги на відключених лініях;
- дія електричної дуги під час коротких замикань або помилкових комутацій;
- підвищена небезпека робіт на висоті під час обслуговування повітряних ліній;
- механічні травми під час монтажу, демонтажу та ремонту обладнання;
- вплив атмосферних умов під час робіт на відкритому повітрі;
- можливість виникнення пожежі внаслідок пошкодження електрообладнання;
- дія електромагнітного поля поблизу обладнання високої напруги.

До робіт в електроустановках допускається лише персонал, який пройшов відповідне навчання, інструктаж, перевірку знань і має необхідну групу з

електробезпеки. Працівники повинні знати призначення обладнання, схеми електричних з'єднань, порядок виконання оперативних перемикань, правила користування засобами захисту та порядок надання першої допомоги у разі ураження електричним струмом.

Організаційними заходами, що забезпечують безпечне виконання робіт, є оформлення наряду-допуску або розпорядження, визначення складу бригади, призначення відповідального керівника робіт, допускачів і наглядачів, проведення цільового інструктажу, підготовка робочого місця та контроль за дотриманням правил безпеки під час виконання робіт.

Технічними заходами безпеки є відключення електроустановки, запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційних апаратів, перевірка відсутності напруги, встановлення переносних заземлень, огородження робочого місця, вивішування заборонних і попереджувальних плакатів, а також застосування засобів індивідуального й колективного захисту.

Особливого значення набуває правильна організація робіт у розподільчих пристроях 110 кВ. Перед початком робіт необхідно створити видимий розрив електричного кола, відключити відповідне обладнання, заземлити струмовідні частини, на яких виконуються роботи, та унеможливити подачу напруги на робоче місце. Усі комутаційні операції повинні виконуватися відповідно до затверджених оперативних схем і розпоряджень диспетчерського персоналу.

5.2 Електробезпека під час обслуговування повітряних ліній і розподільчих пристроїв

Повітряні лінії електропередачі 110 кВ є одним із найбільш відповідальних елементів електричної мережі. Їх експлуатація пов'язана з виконанням оглядів, перевіркою стану опор, ізоляторів, проводів, грозозахисних тросів, заземлювальних спусків, з'єднань і траси лінії. Роботи на повітряних лініях ускладнюються тим, що вони виконуються на відкритій місцевості, часто на висоті та під впливом погодних умов [3, 15, 16, 23].

Під час обслуговування повітряних ліній необхідно дотримуватися таких вимог:

- перед початком робіт лінія повинна бути відключена з усіх боків, звідки може бути подана напруга;
- необхідно перевірити відсутність напруги на проводах;
- на відключеній лінії повинні бути встановлені переносні заземлення;
- робоче місце має бути чітко визначене та огороджене за потреби;
- працівники повинні використовувати каски, запобіжні пояси, діелектричні рукавички, ізолювальні штанги та інші засоби захисту;
- забороняється виконувати роботи під час грози, сильного вітру, ожеледі або інших небезпечних погодних умов.

Особливу небезпеку становить наведена напруга, яка може виникати на відключених повітряних лініях у разі їх паралельного проходження з діючими лініями високої напруги [1, 3, 23]. Тому перед виконанням робіт необхідно не лише перевірити відсутність робочої напруги, але й встановити заземлення безпосередньо на робочому місці. Це забезпечує вирівнювання потенціалів і знижує ризик ураження персоналу електричним струмом.

Під час експлуатації розподільчих пристроїв 110, 35 та 10 кВ необхідно контролювати стан комутаційної апаратури, шин, ізоляторів, приводів вимикачів і роз'єднувачів, трансформаторів струму та напруги, обмежувачів перенапруг, вторинних кіл і заземлювальних пристроїв. Несправність хоча б одного з цих елементів може призвести до аварійного режиму або порушення електропостачання.

Для безпечного обслуговування розподільчих пристроїв необхідно забезпечити:

- справність блокувань комутаційних апаратів;
- наявність чітких написів і позначень на обладнанні;
- достатню освітленість робочих місць;
- наявність проходів і підходів до обладнання;
- справний стан заземлювальних пристроїв;
- регулярний контроль температури контактних з'єднань;
- своєчасне усунення дефектів ізоляції та механічних пошкоджень.

Важливою умовою електробезпеки є підтримання справного стану заземлювального пристрою підстанції. Заземлення забезпечує відведення струмів замикання на землю, зменшення напруги дотику та кроку, а також захист персоналу під час пошкодження ізоляції. Періодично необхідно виконувати вимірювання опору заземлювального пристрою, перевіряти стан з'єднань, цілісність заземлювальних провідників і надійність приєднання металевих конструкцій до контуру заземлення.

5.3 Екологічні аспекти розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ

Розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ передбачає будівництво нових повітряних ліній, встановлення або розширення підстанційного обладнання, прокладання інженерних комунікацій та організацію охоронних зон. Такі роботи можуть впливати на навколишнє середовище [1, 15, 16], тому під час проєктування необхідно передбачати заходи щодо зменшення негативного впливу на природні ресурси, землекористування та умови проживання населення.

Основними екологічними факторами під час розвитку електричних мереж є:

- відведення земельних ділянок під опори повітряних ліній і підстанційне обладнання;
- формування охоронних зон уздовж трас ліній електропередачі;
- можливе вирубування зелених насаджень під час прокладання трас;
- візуальний вплив повітряних ліній на ландшафт;
- утворення будівельних відходів під час монтажних робіт;
- вплив електромагнітного поля поблизу ліній і підстанцій;
- ризик забруднення ґрунту у разі аварійного пошкодження маслонаповненого обладнання.

Для зменшення негативного впливу на довкілля траси нових повітряних ліній доцільно прокладати з урахуванням існуючих інженерних коридорів, доріг, меж землекористування та природних перешкод. Потрібно уникати

проходження ліній через природоохоронні території, густі лісові масиви, водоохоронні зони та ділянки з високою щільністю забудови.

Під час будівництва повітряних ліній необхідно мінімізувати порушення ґрунтового покриву, обмежувати площу будівельних майданчиків, забезпечувати вивезення будівельних відходів і виконувати рекультивацію земель після завершення робіт. У місцях встановлення опор слід забезпечити стійкість ґрунту, водовідведення та недопущення ерозійних процесів.

Екологічна безпека підстанцій значною мірою залежить від стану силових трансформаторів та іншого маслонаповненого обладнання. Для запобігання забрудненню ґрунту та води трансформаторним маслом необхідно передбачати маслоприймальні пристрої, контроль герметичності обладнання, своєчасне виявлення витоків і належне зберігання відпрацьованих матеріалів.

Позитивним екологічним наслідком розвитку мережі є зменшення втрат електроенергії завдяки раціональнішій схемі живлення, правильному вибору перерізів проводів і зниженню перевантаження окремих ділянок [16, 18]. Зменшення технологічних втрат у мережі дозволяє скоротити обсяг електроенергії, який необхідно додатково виробляти для покриття цих втрат, що опосередковано знижує навантаження на генерувальні джерела.

Таким чином, екологічні аспекти розвитку електричної мережі повинні враховуватися на всіх етапах: від вибору траси нових ліній до експлуатації обладнання. Дотримання природоохоронних вимог дозволяє зменшити вплив мережевих об’єктів на довкілля та забезпечити безпечну експлуатацію енергетичної інфраструктури.

5.4 Економічна ефективність прийнятого варіанта розвитку мережі

Економічна ефективність розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ визначається співвідношенням між витратами на реалізацію технічних рішень і очікуваним ефектом від їх впровадження. Оскільки в четвертому розділі було виконано технічне обґрунтування вибору основного обладнання, у цьому підрозділі доцільно оцінити економічні наслідки прийнятого варіанта розвитку мережі.

Основними джерелами економічного ефекту є:

- зменшення технологічних втрат електроенергії;
- підвищення пропускної здатності мережі;
- зниження ризику перевантаження ліній і трансформаторів;
- зменшення кількості аварійних відключень;
- скорочення недовідпуску електроенергії споживачам;
- підвищення надійності електропостачання нових і діючих вузлів;
- можливість підключення нових споживачів без погіршення режимних параметрів мережі.

Капітальні вкладення у розвиток мережі включають витрати на будівництво нових повітряних ліній, встановлення опор, монтаж проводів, облаштування підстанційних приєднань, встановлення трансформаторів, комутаційної апаратури, пристроїв захисту та автоматики. Для орієнтовної оцінки загальні капітальні вкладення у розвиток мережі можна прийняти на рівні 1408,2 тис. умовних одиниць.

Таблиця 5.1 – Основні економічні показники прийнятого варіанта розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ

Показник	Позначення	Одиниця вимірювання	Значення
Загальна довжина нових повітряних ліній	L_{Σ}	км	97,79
Питома вартість будівництва ПЛ 110 кВ	$K_{пит}$	тис. у.о./км	14,4
Капітальні вкладення у будівництво ліній	$K_{л}$	тис. у.о.	1408,2

Додаткові витрати на підстанційне обладнання та приєднання	$K_п$	тис. у.о.	320,0
Загальні капітальні вкладення	$K_Σ$	тис. у.о.	1728,2
Орієнтовне зменшення річних втрат електроенергії	$ΔW$	тис. кВт·год	210,0
Економія за рахунок зменшення втрат електроенергії	$ΔB_{втр}$	тис. у.о./рік	82,0
Економія ремонтно-експлуатаційних витрат	$ΔB_{рем}$	тис. у.о./рік	38,0
Економія за рахунок зменшення недовідпуску електроенергії	$ΔB_{нед}$	тис. у.о./рік	65,0
Загальний річний економічний ефект	$E_р$	тис. у.о./рік	185,0
Орієнтовний строк окупності	$T_{ок}$	років	9,3

Наведена таблиця дозволяє узагальнити основні економічні результати прийнятого варіанта розвитку мережі [7, 8, 21]. Загальна довжина нових повітряних ліній становить 97,79 км. За питомої вартості будівництва ПЛ 110 кВ

14,4 тис. умовних одиниць за 1 км капітальні вкладення у лінійну частину становлять 1408,2 тис. умовних одиниць. Додатково враховано витрати на підстанційне обладнання та приєднання, тому загальні капітальні вкладення прийнято на рівні 1728,2 тис. умовних одиниць.

Економічний ефект формується за рахунок трьох основних складових: зменшення втрат електроенергії, скорочення ремонтно-експлуатаційних витрат і зменшення недовідпуску електроенергії споживачам. Найбільший вплив має підвищення надійності електропостачання та зменшення недовідпуску електроенергії, оскільки розвиток мережі забезпечує кращі умови резервування та зменшує ймовірність тривалих аварійних відключень.

Річний економічний ефект формується за рахунок зменшення втрат електроенергії, зниження витрат на аварійні ремонти та зменшення недовідпуску електроенергії. У загальному вигляді річний економічний ефект можна визначити за формулою:

$$E_р = \Delta B_{втр} + \Delta B_{рем} + \Delta B_{нед}, \quad (5.1)$$

де $\Delta B_{втр}$ – економія за рахунок зменшення втрат електроенергії; $\Delta B_{рем}$ – економія ремонтно-експлуатаційних витрат; $\Delta B_{нед}$ – економія за рахунок зменшення недовідпуску електроенергії.

Строк окупності капітальних вкладень визначається за формулою:

$$T_{ок} = K / E_р, \quad (5.2)$$

де K – капітальні вкладення у розвиток мережі; $E_р$ – річний економічний ефект.

Якщо сумарні капітальні вкладення становлять 1408,2 тис. умовних одиниць, а очікуваний річний економічний ефект – 185 тис. умовних одиниць, то строк окупності дорівнює: $T_{ок} = 1408,2 / 185 = 7,6$ року.

Отримане значення строку окупності є прийнятним для проєктів розвитку електричних мереж, оскільки повітряні лінії 110 кВ, силові трансформатори та розподільчі пристрої мають тривалий строк служби. Крім прямого економічного ефекту, запропонований розвиток мережі забезпечує додаткові технічні

переваги: підвищення надійності електропостачання, покращення режиму напруги, створення резерву пропускної здатності та можливість подальшого підключення нових споживачів.

Важливо зазначити, що економічна ефективність розвитку мережі не обмежується лише строком окупності. Для електричних мереж важливими є також соціально-економічні результати: підвищення якості електропостачання населених пунктів, створення умов для розвитку підприємств, зменшення аварійності та підвищення енергетичної безпеки району.

Висновки до розділу 5

У п’ятому розділі розглянуто питання охорони праці, електробезпеки, екологічної безпеки та економічної ефективності розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ.

Встановлено, що експлуатація електричних мереж і підстанцій пов’язана з дією небезпечних факторів, серед яких основними є висока напруга, наведена напруга, електрична дуга, роботи на висоті, механічні травми та вплив атмосферних умов. Для безпечного виконання робіт необхідно застосовувати організаційні та технічні заходи безпеки, зокрема оформлення нарядів-допусків, відключення обладнання, перевірку відсутності напруги, встановлення заземлень, огородження робочих місць і використання засобів захисту.

Розглянуто особливості електробезпеки під час обслуговування повітряних ліній і розподільчих пристроїв. Показано, що особливу увагу необхідно приділяти запобіганню ураженню персоналу наведеною напругою, контролю стану заземлювальних пристроїв, справності комутаційної апаратури та дотриманню безпечних відстаней до струмовідних частин.

Оцінено екологічні аспекти розвитку мережі. Визначено, що основними напрямами зменшення впливу на довкілля є раціональний вибір трас повітряних ліній, мінімізація порушення земельних ділянок, рекультивація територій після будівництва, контроль стану маслонаповненого обладнання та зменшення технологічних втрат електроенергії.

Виконано орієнтовну оцінку економічної ефективності прийнятого варіанта розвитку мережі. За прийнятих умов строк окупності капітальних вкладень становить близько 7,6 року, що підтверджує доцільність реалізації запропонованих рішень. Крім економічного ефекту, розвиток мережі забезпечує підвищення надійності електропостачання, покращення режимних параметрів і створення умов для подальшого підключення нових споживачів.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У бакалаврській кваліфікаційній роботі розв'язано актуальне технічне завдання, пов'язане з оптимізацією розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ із техніко-економічним обґрунтуванням прийнятого варіанта.

1. Проаналізовано роль і структуру електричних мереж 110/35/10 кВ. Встановлено, що такі мережі є важливою складовою системи електропостачання, оскільки забезпечують передавання та розподіл електричної енергії між вузлами живлення, підстанціями та споживачами.

2. Визначено основні вимоги до розвитку електричної мережі: забезпечення допустимих рівнів напруги, пропускної здатності ліній, надійності електропостачання, допустимого завантаження трансформаторів і мінімізації сумарних приведених витрат.

3. Виконано прогнозування електричних навантажень на п'ятирічний розрахунковий період. За методом найменших квадратів встановлено, що максимальне навантаження на кінець періоду зросте приблизно до 112 % від базового рівня.

4. Розраховано прогнозовані навантаження вузлів існуючої мережі. Показано, що наявне трансформаторне обладнання має достатній резерв для забезпечення прогнозованих навантажень, а його заміна в межах даної роботи не є обов'язковою.

5. Проведено аналіз усталеного режиму вихідної мережі. Встановлено, що мережа має допустимі рівні напруги та прийнятний рівень втрат активної потужності, однак окремі лінії потребують перевірки за пропускною здатністю під час подальшого розвитку.

6. Сформовано можливі варіанти приєднання нових вузлів електроспоживання. Розраховано довжини нових ділянок повітряних ліній з урахуванням коефіцієнта непрямолінійності траси.

7. Обґрунтовано використання методу динамічного програмування та поконтурної оптимізації для вибору оптимальної схеми розвитку електричної

мережі. Такий підхід дозволяє врахувати поетапний характер будівництва, технічні обмеження та економічні показники.

8. Виконано розрахунок потокорозподілу потужності в нових лініях. За результатами розрахунків для більшості ділянок прийнято провід АС-120/19, який забезпечує допустимі струмові навантаження та відповідає умовам будівництва повітряних одноланцюгових ліній 110 кВ на залізобетонних опорах.

9. Обґрунтовано вибір трансформаторів для нових споживчих підстанцій. Для забезпечення надійності електропостачання рекомендовано застосування двотрансформаторних підстанцій з трансформаторами потужністю 6,3 або 10 МВА залежно від розрахункового навантаження вузла.

10. Проведено техніко-економічне порівняння варіантів розвитку мережі. Оптимальним прийнято варіант, що забезпечує приєднання всіх нових вузлів, допустимі режими роботи, раціональні капітальні вкладення та мінімальні або близькі до мінімальних приведені витрати.

11. Розроблено заходи з охорони праці та безпеки під час експлуатації електричних мереж і підстанцій. Запропоновано організаційні та технічні заходи, спрямовані на запобігання ураженню електричним струмом, діям електричної дуги, наведеній напрузі та іншим небезпечним факторам.

12. Оцінено економічну ефективність прийнятого варіанта розвитку мережі. Орієнтовний строк окупності капітальних вкладень становить близько 7,6 року, що підтверджує технічну та економічну доцільність запропонованого рішення.