

ЗАГАЙНОВА ОЛЕКСАНДРА АНАТОЛІЇВНА ✉ – кандидат технічних наук, доцент кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-8558-3211>; e-mail: zagaynova@gmail.com.

СЕРДЮКОВА ГАЛИНА МИКОЛАЇВНА – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-1557-0260>; e-mail: Halina.Serdiukova@ieec.khpi.edu.ua.

ДОСЛІДЖЕННЯ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ ТА МІНІМІЗАЦІЯ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Об'єктом аналізу є розподільча електрична мережа, що являє собою фрагмент реальної діючої мережі 110 кВ. Джерела живлення представлені чотирма вузлами, а споживачами є чотирнадцять підстанцій: 9 із триобмотковими трансформаторами 110/35/10 і 5 із двообмотковими трансформаторами 110/10. Сумарна потужність, що споживається, дорівнює 51,7 МВт. Для розрахунку усталених режимів були використані нелінійні вузлові рівняння у формі балансу потужностей у полярній системі координат. Для визначення напруги у всіх вузлах електричної мережі і перетоків потужності використали відповідні математичні моделі електричної мережі. На окремих ділянках мережі виявлені значні перетоки реактивної потужності, які є небажаними для ефективної роботи мережі. Для того, щоб режим роботи електричної мережі при заданих потужностях відповідав нормам відхилення напруги у вузлах і струмові навантаження для елементів мережі були припустимі, використані заходи зниження втрат потужності в електричних мережах. Було проведено аналіз зміни втрат потужності від зміни напруги балансуємого вузла. Збільшення напруги на шинах балансуємого вузла на 5 кВ зменшили сумарні втрати активної потужності з 0,9086 МВт до 0,8305 МВт. Також після підключення батареї статичних конденсаторів у вузлах електричної розподільчої мережі значно зменшилися втрати активної потужності. До підключення батареї статичних конденсаторів втрати становили 0,9086 МВт, а після підключення втрати склали 0,7890 МВт. Було проаналізовано вплив на втрати активної потужності примусова зміна поточкорозподілу у мережі шляхом розмикання контурів замкнутої розподільчої мережі. Розмикання контурів мережі, яку аналізували, не веде до зменшення сумарних втрат активної потужності, оскільки дана мережа 110 кВ практично однорідна. Практична значимість отриманих результатів полягає у можливості зменшення втрат потужності в мережах шляхом нормалізації режиму напруги та більш повної компенсації реактивної потужності в них.

Ключові слова: електрична мережа; режим; напруга; втрати активної потужності; компенсація.

Вступ. Найважливішою проблемою для всієї світової економіки є економія енергетичних ресурсів. В галузі електроенергетики ця проблема зводиться до максимального можливого зниження втрат потужності та електроенергії в електричних мережах.

Електроенергія є особливим видом продукції, транспортування якої виконується за рахунок втрат деякої частини самої продукції.

Серед факторів, що визначають рівень втрат енергії в мережах, виділяють дві основні групи:

- стан електричної мережі (схема, режими роботи, состав і технічний стан працюючого встаткування);
- недосконалість системи обліку (погрешності приладів, наявність «безоблікових» споживачів, неодноразовість, несвоєчасність або відсутність оплати, розкрадання тощо).

Перша група факторів визначає так звані технічні, друга група – комерційні втрати. Перші з них це фактичні втрати потужності, які безпосередньо пов'язані із процесом передачі електричної енергії й обумовлені фізичними явищами, що супроводжують цей процес – втратами потужності через нагрівання струмоведучих частин, коронуванням і недосконалістю ізоляції проводів повітряних ліній електропередавання, гістерезисом і вихровими струмами в сердечниках трансформаторів й електричних машин.

Розрахунки й аналіз цієї складової втрат становлять основу для рішення завдань підвищення ефективності роботи електричних мереж за рахунок

зниження втрат потужності й енергії, тому що дозволяють визначити структуру втрат, економічно обґрунтований рівень втрат, намітити заходи щодо їхнього зниження, зменшити комерційні втрати [1, 2].

Аналіз стану питання. Задача зниження рівня втрат електроенергії є важливою складовою частиною більш загальної задачі зменшення енергоспоживання і ефективного використання енергетичних ресурсів [2].

Управління втратами в мережах передачі та розподілу є першорядним для досягнення ефективності функціонування цих мереж. Завищені втрати у розподільчих мережах часто виникають, коли ці мережі навантажені поблизу або за межами своєї максимальної потужності.

Навантаження в мережах може бути спричинене високим попитом, неадекватною інфраструктурою або поганим обслуговуванням. Коли мережі навантажені, виникає кілька негативних наслідків, що виходять за рамки простого збільшення втрат, таких як збільшення виділення тепла, падіння напруги, перевантаження обладнання, проблеми з якістю електроенергії, збільшення витрат на обслуговування, ризики безпеки, надійність та стабільність системи, як зазначено у [3, 4].

Визнання енергоефективності та енергозбереження як основних факторів має важливе значення для пом'якшення цих проблем, а потім реалізація таких заходів, як: управління попитом, модернізація інфраструктури, профілактичне обслуговування та використання технологій

© О. А. Загайнова, Г. М. Сердюкова, 2024



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

інтелектуальних мереж може підвищити їхню продуктивність, скоротити втрати енергії та підвищити загальну надійність та безпеку розподільної мережі електропостачання, як показано у [5–7].

Однак існує кілька інших загальних методів, які можна використовувати для підвищення надійності та ефективності системи, таких як корекція коефіцієнта потужності, реконфігурація мережі та оптимізація напруги, як описано у [5–8].

Використання батарей статичних конденсаторів (БСК) стає конкретним та ефективним методом підвищення надійності та ефективності мережі. БСК допомагають у регулюванні напруги, зниженні втрат, доповнюючи другі стратегії та підвищуючи загальну енергоефективність мережі, як показано в [9, 10].

У [11, 12] було зазначено, що за даними Мінпаливенерго технологічні витрати на транспортування електроенергії (технічні та комерційні складові втрат) в електричних мережах України становлять близько 12–13 % загального товарного відпуску електроенергії. В окремих областях України втрати електроенергії сягають ще більших значень [11]. Це підкреслює критичну необхідність ефективних заходів для управління та оптимізації режимів розподільчих мереж.

Технічні заходи по зниженню втрат електроенергії потребують реконструкції розподільчих мереж, заміни або встановлення нового обладнання. Реконструкція електричної мережі передбачає заміну перерізів проводів лінії, переведення ліній на більш високу напругу, зміну конфігурації мережі за рахунок будівництва нових підстанцій та ліній. Всі ці заходи потребують капітальних вкладень, що збільшує щорічні витрати на амортизацію і поточний ремонт [11].

Зниження втрат потужності та енергії в електричних мережах є важливою складовою загального комплексу енергозберігаючих заходів. Одним із засобів вирішення цього завдання є оптимізація параметрів режиму електричної мережі – керування потоками потужності, регулювання напруги в мережі, встановлення та регулювання пристроїв компенсації реактивної потужності та інші.

Мета статті. Метою роботи є аналіз усталених режимів розподільчих електричних мережах задля оцінки можливостей зниження втрат активної потужності.

Постановка задачі. Об'єктом дослідження є розподільча електрична мережа 110 кВ, схема якої зображена на рис. 1. Схема мережі 110 кВ представляє собою фрагмент реальної діючої електромережі 110 кВ, якій входить до Центральної енергетичної системи України.

В якості приймачів виступають 14 підстанцій: 9 підстанцій з триобмотковими трансформаторами 110/35/10 та 5 з двообмотковими трансформаторами 110/10.

На кожній підстанції встановлено два трифазні понижуючі трансформатори з пристроєм РПН, за допомогою якого відбувається регулювання режимів роботи електричної мережі.

Сумарна потужність, що споживається – 51,7 МВт. Балансувальним вузлом є вузол перший.

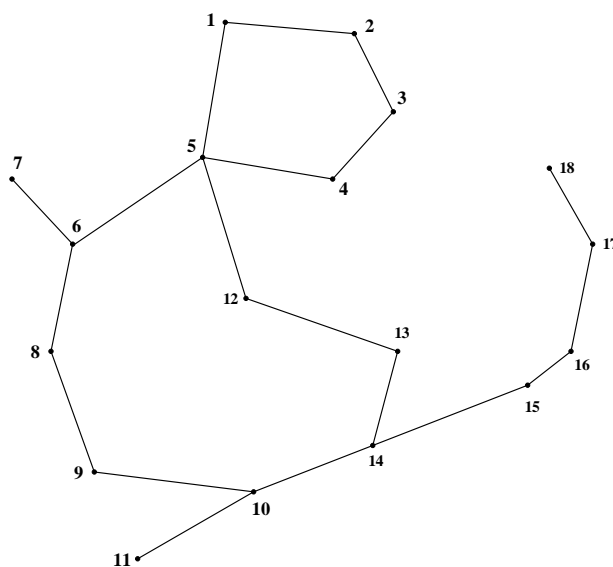


Рисунок 1 – Схема електричної мережі 110 кВ

Характеристики генеруючих вузлів представлені у табл. 1.

Як джерела живлення представлені 4 вузла: підстанція 330/110/35 кВ, тягова підстанція 110/27,5/10 кВ та дві ТЕЦ з установленими потужностями 210 МВт та 115 МВт.

Таблиця 1 – Характеристики генеруючих вузлів

№	Назва об'єкта	Установлена потужність, МВт
1	ТЕЦ «А»	210
11	ТЕЦ «В»	115
18	ПС-330/110/35	250
6	ПС-110/27,5/10	80

Перелік підстанцій та величини навантаження вузлів наведено у табл. 2.

Таблиця 2 – Характеристики вузлів навантаження

№	Назва вузла	P, МВт	Q, МВАр
2	ПС-110/35/10	3,5	1,68
3	ПС-110/35/10	6	2,88
4	ПС-110/10	0,8	0,38
5	ПС-110/35/10	4,3	2,06
7	ПС-110/10	2,5	1,2
12	ПС-110/35/10	4,2	2,02
9	ПС-110/35/10	3	1,44
10	ПС-110/35/10	3,6	1,63
13	ПС-110/35/10	7	2,02
14	ПС-110/10	4	1,92
15	ПС-110/10	3,2	1,54
16	ПС-110/10	0,1	0,05
17	ПС-110/10 «V»	5,5	2
8	ПС-110/10 «P»	4,2	2,02

Параметри проводів наведено у табл. 3. Сумарна довжина ліній 110 кВ дорівнює приблизно 500 км.

Таблиця 3 – Параметри проводів

Марка проводу	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	Q ₀ · 10 ⁻⁶ , См/км
АС-35	0,850	0,411	2,540
АС-50	0,650	0,411	2,610
АС-70	0,460	0,443	2,600
АС-95	0,330	0,432	2,670
АС-120	0,270	0,420	2,715
АС-150	0,210	0,413	2,765
АС-185	0,170	0,406	2,830
АС-240	0,132	0,398	2,870
АСУ-300	0,106	0,389	2,940

Методи дослідження. Втрати потужності в мережі в цілому при відомих параметрах режиму електричної мережі можуть бути знайдені підсумовуванням втрат у всіх її елементах. Аналіз математичних моделей нормального режиму електроенергетичної системи показав, що найбільш доцільним є застосування математичної моделі нормального режиму у формі балансу потужностей у полярних координатах.

Склавши суму потужностей по гілках, що примикають до кожного з вузлів мережі (крім балансуєчого), отримуємо систему рівнянь виду:

$$\sum_{j=1}^{N_i} \dot{S}_{ij} + \dot{S}_{ni} - \dot{S}_{ri} = 0, \quad (i = 1, 2, \dots, N), \quad (1)$$

де N_i – кількість гілок, що примикають до вузла i ;

$N = n - 1$, n – кількість вузлів мережі;

\dot{S}_{ij} – потужність гілки ij ;

\dot{S}_{ni} – потужність навантаження i -го вузла;

\dot{S}_{ri} – генеруюча потужність i -го вузла.

Система (1) називається системою вузлових рівнянь мережі у вигляді балансу потужностей. Потужності генераторів та навантаження у вузлах мережі задані, а потужності, що передаються по елементах мережі, залежать від напруги у вузлах мережі.

При заданих потужностях навантажень та генераторів у всіх вузлах та вектору напруги $\vec{U}_{бу}$ балансуєчого вузла система (1) містить N рівнянь щодо N невідомих напруг у вузлах мережі.

Однак, за наявності в мережі вузлів усіх трьох підмножин N_{PQ} (нерегульовані вузли із заданими P і Q), N_{PU} (регульовані вузли із заданою активною потужністю та модулем вектору напруги $|U_i|$), $N_{бу}$ (балансуєчі за активною чи реактивною потужністю), у кожному окремому вузлі можуть бути задані якісь дві з чотирьох (P_i , Q_i , U_i , δ_i) величин, інші дві невідомі.

Тому від рівнянь (1) доцільно перейти до еквівалентної системи $2N$ рівнянь балансу активних та реактивних потужностей у вузлах мережі:

$$U_i^2 g_{ii} - \sum_{j=1}^{n+1} U_i U_j [g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] + P_{ni} - P_{ri} = 0, \quad (2)$$

$$-U_i^2 b_{ii} - \sum_{j=1}^{n+1} U_i U_j [g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] + Q_{ni} - Q_{ri} = 0, \quad (3)$$

де U_i , δ_i – модуль та кут напруги i -го вузла;

U_j , δ_j – модуль та кут напруги j -го вузла;

P_{ni} , Q_{ni} – активна та реактивна потужність навантаження i -го вузла;

P_{ri} , Q_{ri} – активна та реактивна генеруюча потужність i -го вузла.

g_{ii} , b_{ij} – власна активна та реактивна провідності i -го вузла;

g_{ij} , b_{ij} – взаємна активна та реактивна провідності i -го та j -го вузлів.

Для визначення параметрів режиму необхідно виконувати розрахунки ustalених режимів для всіх ступенів графіка навантаження на основі відповідної математичної моделі електричної мережі. Основні вимоги, яким повинна задовольняти математична модель електричної мережі стосовно до розв'язуваного завдання, полягає в наступному:

- висока точність математичного моделювання ustalеного режиму електричної мережі на основі обліку всіх основних факторів, що впливають на втрати потужності при передачі електроенергії по електричній мережі.

- збіжність ітераційного процесу при розрахунку ustalених режимів, тому що тільки при цій умові можливі оперативний контроль й аналіз втрат електроенергії в мережі.

- обсяг реальних електричних мереж становить, як правило, велику кількість вузлів, тому математична модель електричної мережі повинна забезпечувати моделювання мереж такого обсягу.

Основною і найбільш трудомісткою частиною розрахунку ustalеного режиму електричної мережі є вирішення вузлових рівнянь балансу потужностей (2, 3) щодо модулів і кутів векторів напруги у вузлах мережі.

Ці рівняння нелінійні, тому їхнє рішення може бути виконане лише чисельними ітераційними методами. Одним з найбільше швидко збіжних методів рішення систем нелінійних алгебраїчних рівнянь є метод Ньютона.

Результати розрахунку. Вихідні дані для аналізу електричної мережі представлені у табл. 4.

Позначення, які прийняті у табл. 4: $U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, P_N , Q_N – активна та реактивна потужності вузлів навантаження, P_G , Q_G – активна та реактивна потужності джерел живлення.

Таблиця 4 – Інформація про вузли

N	U _{НОМ}	P _N	Q _N	P _G	Q _G
1	110	0,00	0,00	31,5	15,12
2	110	3,5	1,68	0,00	0,00
3	110	6,00	2,88	0,00	0,00
4	110	0,8	0,38	0,00	0,00
5	110	4,30	2,06	0,00	0,00
6	110	0,00	0,00	0,00	0,00
7	110	2,50	1,20	0,00	0,00
8	110	4,20	2,02	0,00	0,00
9	110	3,00	1,44	0,00	0,00
10	110	3,40	1,63	0,00	0,00
11	110	0,00	0,00	114,0	3,47
12	110	4,2	2,02	0,00	0,00
13	110	7,0	3,36	0,00	0,00
14	110	4,0	1,92	0,00	0,00
15	110	3,2	1,54	0,00	0,00
16	110	0,1	0,05	0,00	0,00
17	110	5,5	2,64	0,00	0,00
18	110	0,00	0,00	8,80	2,23

Виконано розрахунок усталених режимів розподільчої мережі 110 кВ. Результати розрахунку усталеного режиму наведені у табл. 5.

Аналізуючи результати розрахунку табл. 5, робимо висновок, що, при заданні значення напруги 110 кВ у першому вузлі, рівень напруги в мережі не відповідає нормі якості електричної енергії, досягаючи на деяких підстанціях 106 кВ. А при рівні напруги для базисного вузла, тобто для першого, 115 кВ, маємо задовільне значення напруги в електромережі, яке, навіть, не наближається до критичного значення.

Також варто відзначити, що з підвищенням напруги на шинах балансуєчого вузла на 5 кВ, вдалося знизити сумарні втрати активної потужності на 0,0781 МВт з 0,9086 МВт до 0,8305 МВт.

Потреба споживачів у реактивній потужності може призвести до таких проблем, як низький коефіцієнт потужності, знижена напруга та підвищені втрати потужності.

Компенсація реактивної потужності в мережах – один з можливих та ефективних заходів, що забезпечують зниження втрат в електричних мережах, проте ефективність цього заходу значною мірою залежить від того, наскільки вдало вибрані місця встановлення додаткових компенсуючих пристроїв в електричній мережі. Водночас алгоритми пошуку найбільш ефективних місць встановлення додаткових компенсуючих пристроїв ще вимагають розробки та вдосконалення, оскільки при неправильному виборі місць встановлення знижується їх ефективність, що веде до збільшення витрат без отримання помітного позитивного ефекту

Розглянуто установа і введення в роботу батарей статичних конденсаторів (БСК) для компенсації реактивної потужності у різних вузлах мережі.

В даній електричній схемі 110 кВ у вузлах 13 і 8 є в наявності БСК по 3 і 2 МВАр, відповідно. Тож будемо по черзі підключати їх до мережі 110 кВ:

- підключення БСК на 3 МВАр у вузлі 13;

• підключення БСК на 3 МВАр у вузлах 13 та на 2 МВАр у вузлі 8.

Результати розрахунку підключення батарей статичних конденсаторів для компенсації реактивної потужності наведено у табл. 5.

До включення БСК в роботу розраховані втрати активної потужності становили 0,8305 МВт.

Таблиця 5 – Результати розрахунків усталеного режиму

№ вузла	Напруга у вузлі 1 рівна 110 кВ	Напруга у вузлі 1 рівна 115 кВ
1	110	115
2	109,5	114,6
3	108,4	113,6
4	107,9	113,2
5	107,65	113
6	107,1	112,6
7	107,07	112,54
8	107,06	112,539
9	107,1	112,75
10	107,9	113,47
11	109,6	115,1
12	106,7	112,23
13	106,4	1120
14	106,9	112,5
15	107	112,7
16	107,2	112,9
17	107,6	113,3
18	108,2	113,7

При включенні у вузлі 13 БСК на 3 МВАр отримали сумарні втрати активної потужності 0,7989 МВт, що на 0,0316 МВт менше ніж в режимі без компенсації.

При включенні у вузлі 8 БСК на 2 МВАр із збереженням включеного стану БСК у вузлі 13 отримали сумарні втрати активної потужності 0,7890 МВт, що на 0,0415 МВт менше, ніж у режимі без компенсації; і на 0,0099 МВт менше, ніж в режимі з роботою БСК тільки у вузлі 13.

Для зниження втрат електроенергії можлива примусова зміна поточкорозподілу шляхом розмикання замкнутої живлячої або розподільної мережі. Необхідно визначити, в якому місці слід розмикати мережу, щоб втрати активної потужності були мінімальні.

Перемикання у розподільній мережі 110 кВ і вище можуть здійснюватися у зв'язку з сезонними змінами навантаження, а також при ремонті обладнання (ліній, генераторів тощо).

Найкращий варіант вибирається виходячи з порівняння втрат електроенергії, обчислених при різних варіантах живлення споживачів.

У табл. 6 представлені результати розрахунку примусової зміни поточкорозподілу шляхом розмикання замкнутої розподільної мережі у вузлах 13 та 9.

Розмикання контуру, при живленні вузла 13 тупіком від вузлів 12, дає величину сумарних втрат активної потужності 0,8074 МВт, що на 0,0184 МВт більше, ніж в режимі замкнутого контуру.

Таблиця 6 – Результати розрахунку

№	Режим електричної мережі	Рівні напруги, кВ	Величин втрат, МВт	Різниця втрат, %
1	Напруга у вузлі 1 рівна 115 кВ	112,2–115	0,8305	–
2	Напруга у вузлі 1 рівна 110 кВ	104,1–110	0,9086	–9,4
3	Включення БСК на 3 МВАр у вузлі 13	113,2–115	0,7989	3,8
4	Вкл. БСК на 5 МВАр у вузлах 13 та 8	113,6–115	0,7890	5
5	Розмикання контуру при живленні вузла 13 тупіком від вузла 12	111,8–115	0,8074	2,8
6	Розмикання контуру при живленні вузла 9 тупіком від вузла 8	112,5–115	0,8255	0,6

Величина сумарних втрат активної потужності при розмиканні контуру при живленні вузла 9 тупіком від вузлів 8 становить 0,8255 МВт, що на 0,0365 МВт більше, ніж в режимі замкненого контуру.

Отже, розмикання контурів мережі, яка аналізувалась, не веде до зменшення сумарних втрат активної потужності, оскільки дана мережа 110 кВ практично однорідна.

Висновки. У даній роботі виконаний аналіз режимів та втрат активної потужності в розподільних електричних мережах.

Вихідний режим, прийнятий як розрахунковий, є незадовольним – вузлові напруги змінюються до 106 кВ, втрати активної потужності складають 0,9086 МВт.

Виходячи з отриманих результатів перетоків потужності, було виявлено, що в деяких ділянках мережі протікають досить більші невинуватені перетоки реактивної потужності, відповідно, робота мережі відбувається не в оптимальному режимі.

Для того, щоб режим роботи електричної мережі при заданих потужностях відповідав нормам, відхилення напруги у вузлах і струмові навантаження для елементів мережі були припустимі, використані заходи зниження втрат потужності й енергії в електричних мережах.

В якості оптимального рішення зниження втрат, використані наступні режими: перерозподіл потужності між генеруючими вузлами, регулювання реактивної потужності генераторів, а також установлення джерела реактивної потужності у вузлі, де найбільше навантаження.

Список літератури

1. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82:2013. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. На заміну СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011; чинний від 2014-01-01. Вид. офіц. Київ. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text>.
2. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014. Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження. На заміну ГНД 34.09.204-2004; чинний від 2014-06-01. Вид. офіц. Київ: ОЕП «ГРІФРЕ», 2014. 83 с.
3. Kothari D. P., Nagrath I. J. *Modern power system analysis*. 4th ed. New Delhi: Tata McGraw Hill Education Private Limited, 2011. 296 p.
4. Kothari D. P., Dhillon J. S. *Power system optimization*. New Delhi: Prentice-Hall of India Pvt.Ltd, 2004. 572 p.
5. Alzaidi K. M. S., Bayat O., Uçan O. N. Multiple DGs for reducing total power losses in radial distribution systems using hybrid WOA-

SSA algorithm. *International Journal of Photoenergy*. 2019. Vol. 2019. 426538. DOI: <https://doi.org/10.1155/2019/2426538>.

6. Optimal placement and capacity of combined DGs and SCs in radial distribution networks based on PSO-OS algorithm / G. Chen et al. *IAENG International Journal of Computer Science*. 2021. Vol. 48, no. 2. P. 236–249.
7. Memarzadeh G., Keynia F. A new index-based method for optimal DG placement in distribution networks. *Engineering Reports*. 2020. Vol. 2, no. 10. e12243. DOI: <https://doi.org/10.1002/eng2.12243>.
8. A critical review of optimization strategies for simultaneous integration of distributed generation and capacitor banks in power distribution networks / Z. H. Leghari et al. *Energies*. 2022. Vol. 15, no. 21. 8258. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15218258>.
9. Optimal placement and sizing of capacitors in radial distribution systems: a two-stage method / S. A. Salimon et al. *Journal of Engineering Research and Reports*. 2020. Vol. 19, no. 2. P. 31–43. DOI: <https://doi.org/10.9734/jerr/2020/v19i217229>.
10. Soma G. G. Optimal sizing and placement of capacitor banks in distribution networks using a genetic algorithm. *Electricity*. 2021. Vol. 2, no. 2. P. 187–204. DOI: <https://doi.org/10.3390/electricity2020012>.
11. Ципленков Д. В., Красовський П. Ю. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання. *Електротехніка та електроенергетика*. 2015. № 1. С. 77–82. DOI: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2015-1-13>.
12. Класифікація і структура втрат електроенергії / Ф. П. Шкрабець та ін. *Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету*. 2005. № 3(22). С. 122–124.

References

1. *Metodychni rekomendatsii vyznachennia tekhnolohichnykh vytrat elektrychnoi enerhii v transformatorakh i liniakh elektroperedavannia [Methodological recommendations for determining the technological consumption of electricity in transformers and power lines]*, SOU-N EE 40.1-37471933-82:2013, Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, Kyiv, 2014. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text> [in Ukrainian]
2. *Metodychni rekomendatsii z analizu tekhnolohichnykh vytrat elektrychnoi enerhii ta vyboru zakhodiv shchodo yikh znyzhennia [Methodological recommendations for analysing technological electricity consumption and selecting measures to reduce it]*, SOU-N EE 40.1-00100227-96:2014, Scientific and Technical Centre of the Electric Power Industry of NPC Ukrenenergo, Kyiv, 2014. [in Ukrainian]
3. D. P. Kothari and I. J. Nagrath, *Modern Power System Analysis*, 4th ed. New Delhi: Tata McGraw Hill Educ. Private Limited, 2011.
4. D. P. Kothari and J. S. Dhillon, *Power System Optimization*. New Delhi: Prentice-Hall India Pvt.Ltd, 2004.
5. K. M. S. Alzaidi, O. Bayat, and O. N. Uçan, “Multiple DGs for reducing total power losses in radial distribution systems using hybrid WOA-SSA algorithm”, *International Journal of Photoenergy*, vol. 2019, Mar. 2019, Art. no. 426538, doi: <https://doi.org/10.1155/2019/2426538>
6. G. Chen, A. Zhang, C. Zhao, and Z. Zhang, “Optimal placement and capacity of combined DGs and SCs in radial distribution networks based on PSO-OS algorithm”, *IAENG International Journal of Computer Science*, vol. 48, no. 2, pp. 236–249, 2021.

7. G. Memarzadeh and F. Keynia, "A new index-based method for optimal DG placement in distribution networks", *Engineering Reports*, vol. 2, no. 10, Jul. 2020, Art. no. e12243, doi: <https://doi.org/10.1002/eng2.12243>
8. Z. H. Leghari, M. Kumar, P. H. Shaikh, L. Kumar, and Q. T. Tran, "A critical review of optimization strategies for simultaneous integration of distributed generation and capacitor banks in power distribution networks", *Energies*, vol. 15, no. 21, Nov. 2022, Art. no. 8258, doi: <https://doi.org/10.3390/en15218258>
9. S. A. Salimon, A. A. Baruwa, S. O. Amuda, and H. A. Adeleke, "Optimal placement and sizing of capacitors in radial distribution systems: A two-stage method", *Journal of Engineering Research and Reports*, vol. 19, no. 2, pp. 31–43, Dec. 2020, doi: <https://doi.org/10.9734/jerr/2020/v19i217229>
10. G. G. Soma, "Optimal sizing and placement of capacitor banks in distribution networks using a genetic algorithm", *Electricity*, vol. 2, no. 2, pp. 187–204, May 2021, doi: <https://doi.org/10.3390/electricity2020012>
11. D. V. Tsyplenkov and P. Y. Krasovskiy, "Methods and means of technical losses reduction of electricity in the elements of power supply systems", *Electrical Engineering and Power Engineering*, no. 1, pp. 77–82, Feb. 2017, doi: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2015-1-13> [in Ukrainian]
12. F. P. Shkrabets, Yu. V. Kuvaiev, D. V. Tsyplenkov, and P. Yu. Krasovskiy, "Klasyfikatsiia i struktura vtrat elektroenerhii [Classification and structure of electricity losses]", *Visnyk Kremenchutskoho derzhavnoho politekhnichnoho universytetu*, no. 3(22), pp. 122–124, 2005. [in Ukrainian]

Надійшла (received) 16.12.2024

UDC 621.311.1

OLEKSANDRA ZAHAINOVA ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Associate Professor of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-8558-3211>; e-mail: zagaynova@gmail.com.

HALYNA SERDIUKOVA – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-1557-0260>; e-mail: halina.serdiukova@khp.edu.ua.

RESEARCH ON STEADY-STATE CONDITIONS OF A 110 KV ELECTRICAL NETWORK AND MINIMIZATION OF ACTIVE POWER LOSSES

The object of analysis is a distribution electrical network that represents a fragment of an actual operational 110 kV network. The power sources are represented by four nodes, while the consumers include fourteen substations: 9 with three-winding transformers (110/35/10 kV) and 5 with two-winding transformers (110/10 kV). The total consumed power equals 51.7 MW. Nonlinear nodal equations in the form of power balance in a polar coordinate system were used to calculate the steady-state operating conditions. Mathematical models of the electrical network were applied to determine the voltage at all network nodes and the power flows within the network. Significant reactive power flows were identified in certain sections of the network, which are undesirable for its efficient operation. To ensure that the electrical network operates within voltage deviation norms at the nodes and that current loads on network elements remain permissible under the given power conditions, measures to reduce power losses were implemented. An analysis of power loss variations due to changes in the voltage of the balancing node was conducted. Increasing the voltage at the balancing node's buses by 5 kV reduced the total active power losses from 0.9086 MW to 0.8305 MW. Furthermore, the installation of static capacitor banks at the nodes of the distribution network significantly reduced active power losses. Before the installation of the static capacitor banks, the losses amounted to 0.9086 MW, and after the installation, they decreased to 0.7890 MW. The impact of forced power flow redistribution in the network through the opening of closed network loops was also analyzed. The opening of loops in the analyzed network does not lead to a reduction in total active power losses, as the 110 kV network is nearly homogeneous. The practical significance of the obtained results lies in the potential to reduce power losses in the network by normalizing voltage levels and achieving more comprehensive compensation of reactive power.

Keywords: electrical network; mode; voltage; losses of active power; compensation.