

ЗАДАЧІ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ ЇХ ВИРІШЕННЯ

Вінницький національний технічний університет

Анотація

В роботі проаналізовано задачі оптимізації режимів розподільних електричних, зокрема, по втратах та відхиленнях напруги. Було зроблено акцент на якісному представленні змінних, від яких залежить цільова функція, для вирішення конкретної задачі.

Ключові слова: оптимізація електричної мережі, моделювання зміни параметрів режиму,

Abstract

The paper analyzes the problems of optimizing distribution electrical modes, in particular, losses and voltage deviations. Emphasis was placed on the qualitative representation of variables on which the objective function depends, to solve a specific problem.

Keywords: optimization of the electrical network, modeling of changes in regime parameters,

Вступ

Оптимізація режимів електроенергетичних систем (ЕЕС) є важливим заходом, спрямованим на покращення якості їх функціонування. Основними задачами, які ставляться, є підтримання належних рівнів напруги та частоти, а також впровадження заходів щодо зменшення витрат на передавання електроенергії [1, 2, 3]. Постійна зміна параметрів режиму в ЕЕС призводить до зміни вищенаведених показників, а отже, викликає необхідність їх підтримувати відповідно до нормативних параметрів якості для забезпечення оперативної ефективності та безпеки системи.

Під час експлуатації ЕЕС вирішується цілий ряд оптимізаційних задач, пов'язаний з керуванням електрообладнанням. Сюди можна віднести налаштування автоматичних регуляторів частоти обертання турбін синхронних генераторів (АРЧО), автоматичних регуляторів збудження (АРЗ), регулювання коефіцієнт трансформації трансформаторів, підтримання належних рівнів напруги у центрах живлення розподільних мереж (оптимізація по U , Q , k_T), вимкнення частини трансформаторів на двотрансформаторних підстанціях в період мінімального навантаження для зменшення втрат холостого ходу, розмикання електричних мереж за мінімумом втрат та інші задачі.

Не менш важливим є також оцінка ефективності не тільки вже доступних до використання диспетчеру та оперативному персоналу заходів, а й проведення оцінки ефективності увведення у роботу нового електрообладнання для покращення режиму, оскільки в ЕЕС за час експлуатації може відбуватися значна кількість змін, наприклад, пов'язаних з під'єднанням нових споживачів або електричних станцій, зміною схеми мереж і т. д.

В залежності від поставленої мети необхідно задати цільову функцію, яка визначає параметр оптимізації, наприклад, відхилення напруги або втрати електроенергії. Також, на неї зазвичай накладається обмеження у вигляді заданого терміну окупності обладнання [4].

Враховуючи те, що спорудження нового обладнання в електроенергетиці вимагає великих капіталовкладень, для оцінки технічного ефекту необхідно якісно сформувати математичну модель змінних, від яких залежить цільова функція. Для швидкого отримання правдоподібного з заданою точністю результату необхідно обмежитись тільки тим рядом змінних, які суттєво впливають на цільову функцію. Тому важливо знати їх обсяг, який необхідно враховувати для вирішення поставленої задачі. Сьогодні це є особливо актуальною задачею через широке впровадження в ЕЕС ВДЕ, графік видачі потужності яких залежить від мінливої погоди. Вищенаведену задачу було досліджено на прикладі розподільчої електричної мережі (РЕМ) 110 / 35 / 10 кВ.

Результат дослідження

Задача оптимізації полягає у знаходженні значення цільової функції $F(\vec{x})$, на компоненти n -вимірному вектора-аргумента \vec{x} якої за наявності накладають обмеження [4]:

$$F(\vec{x}) \Rightarrow \text{extr}; \quad (1)$$

$$\vec{\omega}(\vec{x}) (\geq, =, \leq) 0, \quad (2)$$

де $\vec{\omega} = (\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_m)_t$ – m -вимірна вектор-функція.

В залежності від того, якою є цільова функція: лінійною або нелінійною, для її вирішення використовують відповідно методи лінійного та нелінійного програмування.

В контексті вирішення задач оптимізації по втратам та напрузі РЕМ цільова функція є нелінійною та виражається з рівнянь розрахунку усталеного режиму мережі. Враховуючи те, що в ЕЕС постійно відбувається зміна параметрів режиму, для оцінки технічного ефекту від того чи іншого заходу, показники оптимізації необхідно визначати для кожного моменту часу у році або у будь-якому заданому проміжку часу. Водночас це є трудомісткою задачею, яка вимагає адекватної математичної моделі для спрощення представлення цільової функції та проведення як можливо меншої кількості розрахунків усталеного режиму для пошуку оптимального рішення.

У вище наведеній постановці основним визначальним фактором є характер зміни навантаження. Насьогодні існують такі основні методи його моделювання як метод максимальних навантажень, метод середніх навантажень, метод характерних навантажень та метод характерних діб [5].

Для вирішення задач, в яких розглядається заміна перерізу лінії електропередачі або збільшення номінальної потужності трансформатора цілком задовільним є використання методу максимальних навантажень, оскільки для отримання річних втрат електроенергії достатньо провести всього один розрахунок усталеного режиму за максимального навантаження системи та помножити отримані втрати потужності на кількість годин максимального навантаження у році.

В ряді оптимізаційних задач вищенаведене представлення навантаження є незадовільним та вимагає задання добових графіків навантаження для підрахунку втрат в характерних режимах, а потім підсумовуванні отриманих втрат помножених на відповідні тривалості характерних режимів (метод характерних навантажень). Цей метод можна комбіновано використовувати з методом характерних діб з метою, наприклад, виділення в кожному періоді характерного навантаження тільки робочих днів з метою зменшення кількості розрахунків усталеного режиму.

Одним з найпростіших методів виділення характерних режимів для регіону з помірним кліматом є умовне припущення про те, що пів року триває характерний літній та зимовий режими, коли навантаження є відповідно мінімальним та максимальним (рис. 1). Перевага даної методики є очевидною: для отримання річних показників генерування, споживання та втрат вимагає проведення всього 48 розрахунків усталеного режиму. Для прикладу, використовувати таку модель можна для покращення середнього коефіцієнта потужності електричної мережі шляхом установки односекційної батареї статичних конденсаторів (БСК), реактивна потужність якої відведена від мінімального усередненого значення ступеня графіка реактивного навантаження для характерного літнього періоду.

Попередню модель зміни навантаження можна покращити, якщо врахувати поступовий перехід одного графіка навантаження в інший та навпаки за заданою залежністю, наприклад, лінійною (показано на рис. 2). Що стосується активного навантаження, така його зміна від максимального значення у грудні до мінімального значення у червні та навпаки більш наближена до спостережуваної ситуації в ОЕС України [6]. За даною моделлю навантаження представляється симетрично відносно двох точок, а тому потребує $7 \times 24 = 168$ розрахунків усталеного режиму.

Для ще більш точного врахування зміни навантаження можна виділяти характерні навантаження регіону, а потім врахувати коригування їх графіків навантаження по обсягам споживання електричної енергії (рис. 3), оскільки в різних місяцях року споживання активної та реактивної електроенергії може не співпадати з споживанням отриманим через лінійний перехід графіків навантаження [7]. Це досягається шляхом множення ступенів графіків навантаження на масштабуючі коефіцієнти. Дана модель вимагає вже проведення $12 \times 24 = 288$ розрахунків усталеного режиму.

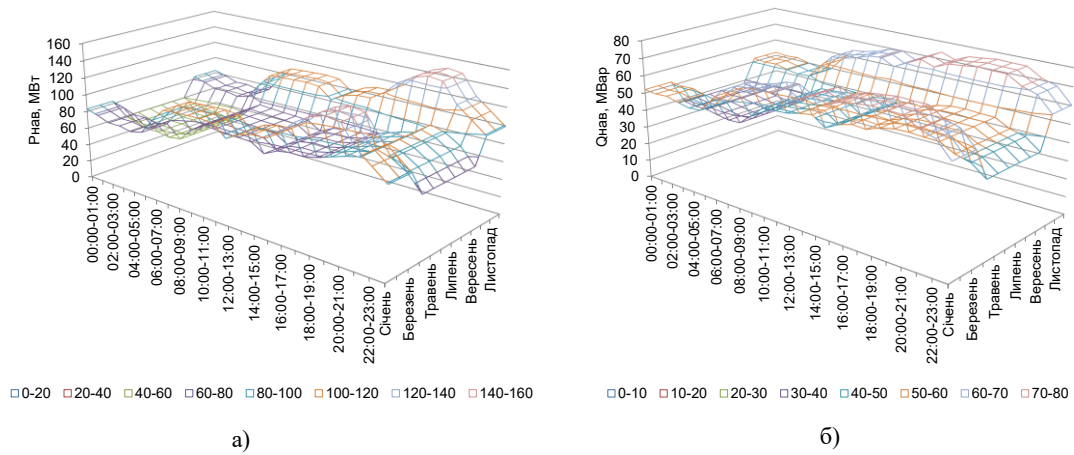


Рисунок 1 – Зміна навантаження за моделлю виділення характерного зимового та літнього періоду: а) активне навантаження; б) реактивне навантаження

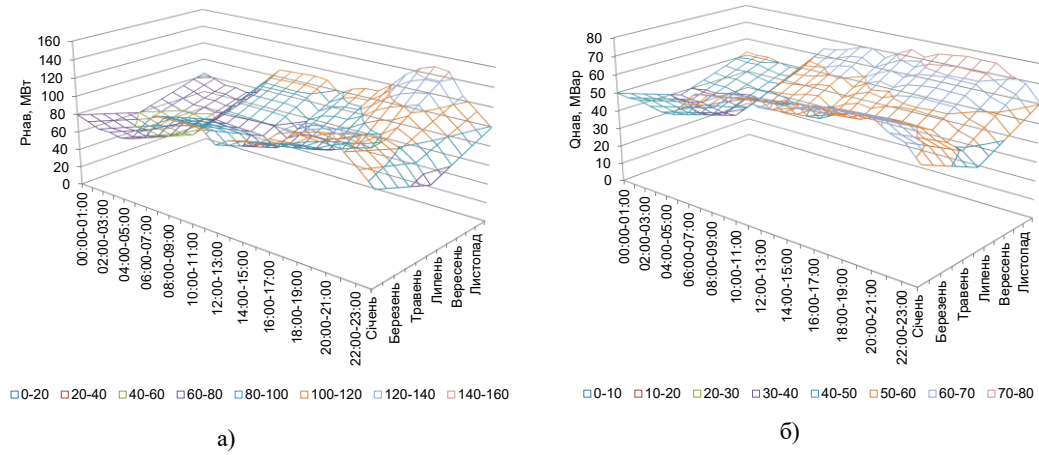


Рисунок 2 – Зміна навантаження за моделлю переходу характерного зимового графіка навантаження у характерний літній та навпаки: а) активне навантаження; б) реактивне навантаження

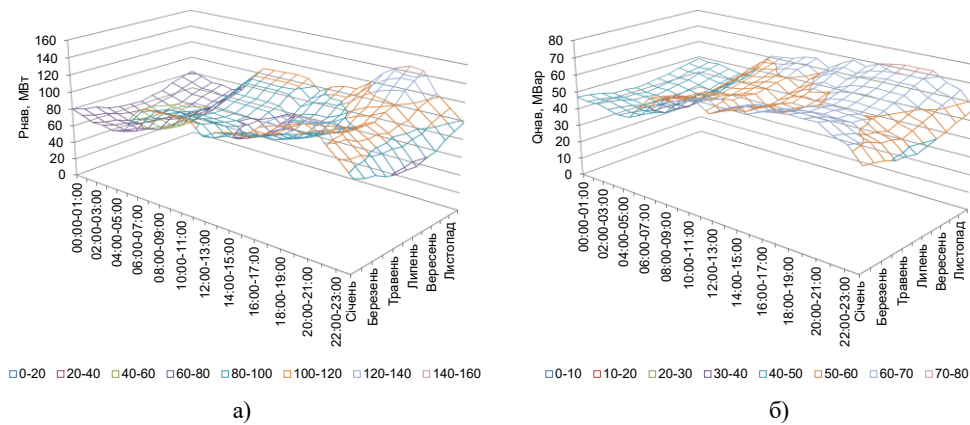


Рисунок 3 – Зміна навантаження за моделлю переходу одного характерного графіка навантаження в інший з урахуванням коригування по обсягу споживання: а) активне навантаження; б) реактивне навантаження

Моделі зміни навантаження, які враховують виділення характерного навантаження для кожного місяця року, є більш задовільними в контексті вирішення ряду задач. Зокрема, це є корисним для вирішення задач оптимізації режимів ЕЕС, в яких присутня значна частка ВДЕ, оскільки при цьому важливо знати наскільки повно генерація ВДЕ у заданому періоді здатна покрити активне навантаження. Що стосується реактивного навантаження, таке його представлення може бути корисним, наприклад, для оцінки ефективності секціонування високовольтних БСК.

Цільова функція втрат та відхилень напруги також залежить від параметрів джерел генерації протягом року, наприклад, напруги центрів живлення та реальних добових обсягів електроенергії, які можуть згенерувати електростанції. Окрім того, частина генераторів може бути виведена на ремонт. Тому для якісного вирішення поставленої задачі це необхідно врахувати, наклавши відповідні параметри генерування на виділені характерні періоди навантаження. Бажано, щоб в результаті такого накладання кількість розрахунків усталеного режиму, необхідна для отримання річних показників, не збільшилася.

В сучасному контексті необхідності впроваджувати в ЕЕС збільшену частку ВДЕ, задача оптимізації режиму по втратах та нарузі досить ускладнюється, оскільки їхня генерація є мінливою. Водночас, точне врахування графіків їхньої генерації для кожного дня року є трудомісткою задачею з точки зору кількості розрахунків усталеного режиму. Тому для більш швидкого отримання результатів розрахунку можна, наприклад, виділяти в кожному місяці дні з різними рівнями генерації та виділяти для цих рівнів усереднені графіки. Обсяг споживання електроенергії у дні отриманий за усередненим графіком, помножений на кількість днів з таким рівнем дає реальний обсяг згенерованої електроенергії. Наприклад, виділення графіків з генерацією від 0 % до 33 %, від 33 % до 66 %, від 66 % до 100 %, з врахуванням їх накладання на характерні навантаження у місяці дозволить проводити максимум $3 \times 12 \times 24 = 864$ розрахунки усталеного режиму, що в 10,14 разів менше ніж їх проведення для кожної години року.

Після того, як якісно була сформована математична модель змінних, від яких залежить цільова функція далі необхідно провести серію розрахунків усталених режимів для визначення оптимального значення цільового параметра з обмеженням по терміну окупності обладнання. Як видно з вище викладеного, необхідна їх кількість може бути суттєвою, а тому необхідно використовувати ефективні методи їх розрахунку.

Основними методами, які використовуються, для розрахунку усталених режимів є метод Зейделя та метод Ньютона. Перший метод є ефективним для невеликих схем, а також використовується в тих випадках, коли немає необхідності аналізувати обтяження режиму. Практично цей метод використовується з прискорювальними коефіцієнтами. Другий метод характеризується більш надійною та швидкою збіжністю ітераційного процесу та є ефективним для великих схем [1].

Більшість реальних практичних оптимізаційних задач в електроенергетиці вирішуються за допомогою програмних комплексів, які шукають оптимальне рішення ітераційно. Отримане оптимальне рішення – це таке, при якому отримується максимально якісний технічний ефект при мінімальних капіталовкладеннях. В РЕМ це може бути, наприклад, оптимальне розташування та потужність БСК, акумуляторних систем накопичення енергії (BESS) і т. д.

Висновок

Оптимізація режиму роботи РЕМ по втратах електричної енергії та рівням напруги вимагає знаходження мінімуму цільової функції, а саме втрат електроенергії та відхилень напруги. У свою чергу, як було показано у дослідженні, цільова функція в дійсності залежать від досить великої кількості змінних, що пов'язано з постійною зміною параметрів режиму в ЕЕС. Тому для отримання швидкого розв'язку цільової функції необхідно створити математичну модель усереднення змінних, від яких вона залежить. Це стосується параметрів навантаження, генерування, а також в сучасному контексті генерації ВДЕ. Якісна оцінка технічного ефекту від впровадження того чи іншого заходу дозволяє більш точно оцінити ефективність капіталовкладень.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT). [Чинний від 08.12.2023]. Вид. офіц. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2023. 42 с.

2. Постанова «Про затвердження Кодексу системи передачі» № 309 від 14.03.2018 // Сайт Верховної Ради України [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18> (дата звернення 06.05.2025)
3. Постанова «Про затвердження Кодексу систем розподілу» № 310 від 14.03.2018 // Сайт Верховної Ради України [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v0310874-18> (дата звернення 06.05.2025)
4. Перхач В. С. Математичні задачі електроенергетики: підруч. для ВНЗ / В. С. Перхач. Вид. 3-є перероб. та доп. Львів: Вища школа. Вид-го при Львів. Ун-ті, 1989. 464 с.
5. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Кравцов К. І. Визначення та аналіз втрат в розподільних мережах: навч. посіб. Вінниця: ВНТУ, 2006. 89 с.
6. Динаміка і структура споживання електроенергії в Україні. URL: <https://uaea.com.ua/dysp/ee-cons.html>
7. Соломчак А. О. Аналіз графіків електричних навантажень районної підстанції 35/10 кВ. Проблеми сучасної електроенергетики, електротехніки та електромеханіки: теорія і практика: матеріали І всеукр. наук.-техн. інтернет конф., м. Івано-Франківськ, 17 грудня 2017 р. Івано-Франківськ, 2017. С. 1–2.
8. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлювальними джерелами електроенергії: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2018. 174 с.

Мирний Андрій Дмитрович, студент групи ІЕСМ-22б, факультет електроенергетики та електромеханіки, Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця, e-mail: andreymrn2005@gmail.com

Науковий керівник: **Лесько Владислав Олександрович**, к.т.н. доц. кафедри ЕСС, Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця

Myrnyi Andrii Dmytrovych, student of group ІЕСМ-22b, Faculty of Power Engineering and Electromechanics, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, e-mail: andreymrn2005@gmail.com

Supervisor: **Lesko Vladyslav Oleksandrovych**, phd in Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Electrical Systems and Networks, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia