

ЛІБЕРАЛІЗОВАНІ РИНКИ ЕНЕРГІЇ

LIBERALIZED ENERGY MARKETS

УДК 621.311

DOI 10.20535/1813-5420.2.2025.327493

О.М. Копчиков¹, аспірант, ORCID 0000-0001-7885-4055

В.П. Калінчик¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0003-4028-0185

¹Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ОПТИМІЗАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ВПЛИВУ ОБМЕЖЕНЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ДЛЯ НЕПОБУТОВОГО СПОЖИВАЧА В УМОВАХ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

В роботі розглядається вирішення проблеми ефективного планування купівлі електроенергії для непобутових споживачів з урахуванням технічних обмежень та волатильності цін на різних сегментах ринку. Поставлено та вирішено задачу визначення оптимального розподілу закупівель електричної енергії непобутовим споживачем між доступними сегментами ринку України та Польщі за критерієм мінімізації сукупних витрат в умовах прогнозних обмежень електроспоживання та цінової невизначеності. Запропонована оптимізаційна модель побудована на основі стохастичного змішаного цілочислового лінійного програмування, яке враховує сценарії технічних обмежень та сценарії ринкових умов. Особливістю запропонованої методики є врахування можливості імпорту електроенергії, що дозволяє пом'якшити негативні наслідки дефіциту. Апробацію моделі виконано на основі реальних погодинних даних споживання промислового підприємства та фактичних ринкових цін. Наведено результати обчислювальних експериментів, що демонструють кількісні переваги оптимального розподілу купівлі для різних сценаріїв обмеження. Запропонований підхід дозволяє підприємствам формалізувати процедуру прийняття стратегічних рішень щодо купівлі електроенергії, враховуючи ризики невизначеності та сприяючи економічно ефективному і стійкому енергозабезпеченню в умовах кризових явищ на енергетичних ринках.

Ключові слова: споживання електричної енергії, непобутовий споживач, ринок електричної енергії, дефіцит, гранична величина, оптимізаційне моделювання, управління.

Вступ. З огляду на останні виклики для енергетичного сектору України, оптимізація споживання електроенергії та розподілу купівлі між сегментами ринку є вкрай актуальною. Закон України «Про ринок електричної енергії» [1] року започаткував нову модель ринку, визначивши правові, економічні та організаційні засади його функціонування задля надійного і безпечного електропостачання споживачам, а також розвитку конкуренції й мінімізації витрат. У контексті дії правового режиму воєнного стану запроваджено спеціальні норми щодо імпорту електроенергії, що мають на меті пом'якшити дефіцит електричної енергії. Зокрема, постановами уряду передбачено, що заходи з обмеження електропостачання не застосовуються до споживачів, які значну частину електроенергії забезпечують за рахунок імпорту (понад 60% від свого обсягу споживання) [2]. Такий законодавчий підхід підкреслює важливість забезпечення стабільного енергопостачання навіть у кризових умовах та має стимулювати гнучкість у постачанні електричної енергії.

Ефективне функціонування відкритого ринку електроенергії потребує точного прогнозування цін та стану ринку. Учасники ринку активно використовують ринкові індикатори та індекси для прогнозування майбутньої динаміки цін і моніторингу ситуації на ринку [3]. Своєчасні й обґрунтовані прогнози дозволяють завчасно реагувати на коливання попиту й пропозиції, особливо за умов можливих дефіцитів чи зміни цін. Таким чином, прогнозування цін та стану ринку електроенергії є невід'ємною складовою стратегічного планування в галузі.

Окремої уваги потребує питання обмежень споживання електроенергії, які можуть запроваджуватися під час енергетичних криз або пікових навантажень. Досвід України (зима 2022–2023 рр., масовані пошкодження енергосистеми тощо) показав, що сценарії із примусовим зниженням споживання – від незначних обмежень до суттєвих відключень – є цілком реальними. Такі вимушені заходи суттєво впливають на енергетичний баланс і потребують ретельного планування як з боку оператора системи передачі, розподілу, так і великих споживачів.

Вони мають прораховувати різні варіанти розвитку подій: від оптимістичного (відсутність обмежень, 0%) до песимістичного (значний дефіцит потужності з регулярними відключеннями частини

споживачів). За оцінками, навіть у помірному сценарії дефіцит електроенергії взимку може сягати до 25%, тоді як у найгіршому – близько 35% часу без електропостачання [4]. Врахування таких потенційних обмежень у прогностичних моделях дозволяє завчасно підготувати стратегії для підтримання балансу попиту і пропозиції. Тому виникає необхідність сформулювати оптимізаційний підхід, який надає ефективний інструментарій для кількісного моделювання впливу обмежень: він допомагає оцінити наслідки різних рівнів обмеження споживання та знайти шляхи мінімізації негативних ефектів, насамперед економічних.

У даному дослідженні розглянуто можливості введення різних ймовірнісних сценаріїв розвитку ситуації на ринку електроенергії і впливом різних рівнів обмежень на розподіл електроенергії споживачу.

Метою роботи є визначення оптимального поділу обсягів закупівлі електроенергії між різними сегментами ринків електричної енергії в умовах різних сценаріїв, які враховують вплив обмежень електричної енергії та стан ринків електричної енергії..

Викладення основного матеріалу

Теоретичні засади. У публікаціях останніх років (2019–дотепер) застосовується широкий спектр оптимізаційних підходів. Найчастіше використовуються моделі змішаного цілочисельного лінійного програмування (MILP) для планування та управління попитом у режимі реального часу, оскільки вони здатні враховувати бінарні змінні (можливість/неможливість участі у певному сегменті) та лінійні витрати. Деякі дослідження включають динамічне програмування або керування за модельним прогнозом (Model Predictive Control, MPC) для покрокового прийняття рішень. Коли необхідно враховувати невизначеність застосовується стохастичне програмування. Zheng (2020) пропонують дворівневу стохастичну оптимізацію для управління попитом за механізмами стимулювання, моделюючи невизначеність у залученні споживачів і в їх реакції [5]. Для великих споживачів (наприклад, промислових) застосовуються двоетапні стохастичні моделі з критерієм CVaR (Conditional Value at Risk), щоб захиститися від волатильності цін та невизначеності у виробництві з відновлюваних джерел [6]. У низці робіт зустрічаються метаевристики або еволюційні алгоритми (наприклад, генетичні алгоритми), коли задачі занадто складні для точних методів, або коли оптимізується структура тарифів для великої кількості споживачів [7]. Проте загалом MILP (та інші варіації лінійного програмування) є найпоширенішим інструментом для детермінованих моделей планування, а стохастичне програмування (двоетапне або зі стохастичними обмеженнями) – для проблем із невизначеністю [8]. Динамічне чи ієрархічне (багаторівневе) програмування, включно з MPC, застосовується переважно у задачах керування на рівні окремого споживача або будівлі. Евристичні методи зустрічаються рідше, здебільшого для оптимізації тарифної політики або в задачах дуже великої розмірності.

У більшості опублікованих робіт оптимізаційна модель має економічний критерій, зазвичай це мінімізація загальних витрат на електроенергію для споживача або максимізація економічного виграшу за наявних обмежень. Наприклад, поширеним підходом є мінімізація сукупного рахунку за електроенергію з урахуванням тарифів, що змінюються в часі (Time-of-Use, TOU) [9]. В іншому контексті (енергетична криза чи дефіцит потужності) у роботі Замулко (2024) пропонується максимізувати доходи від продажу електроенергії при одночасному раціонуванні електропостачання [10]; фактично це задача оптимального розподілу обмеженого енергоресурсу з урахуванням економічних пріоритетів. У низці робіт впроваджено багатокільові постановки, де враховується ще підтримка комфорту користувачів. Наприклад, у моделі наведеній Samadi, критерії пов'язані з вартістю та обмеженнями на температуру в приміщенні й час роботи приладів, щоб не нехтувати зручністю споживача задля надмірних заощаджень [9].

Більшість оптимізаційних моделей спрямовані на мінімізацію витрат (або максимізацію вигоди) за умови обов'язкового задоволення базового попиту та дотримання встановлених обмежень (у т.ч. щодо комфорту). Деякі моделі мають одноцільову постановку (наприклад, мінімізація витрат чи зменшення пікового навантаження), тоді як інші — мультикритеріальні (збалансування між економією та комфортом).

Структурування проблеми. Вирішальним критерієм з позиції кількісного аналізу покриття 100% потреб не побутового споживача на ринку електроенергії є загальні витрати на її закупівлю. Оскільки для такого споживача діють обмеження обсягів або різні умови на ринкових сегментах (ринку «на добу наперед», внутрішньодобовий, балансуєчий тощо), а також доступні прогностичні дані щодо цін та ймовірного дефіциту, такий споживач має змогу розподілити свій загальний обсяг закупівлі між кількома сегментами з метою мінімізації витрат. У разі наявності критичного навантаження, яке не може бути обмежене, це слід зафіксувати як критичне, тоді як решта обсягу може бути гнучко розподілена в оптимізаційній моделі, орієнтуючись на прогнозовану кон'юнктуру цін і технічні чи регуляторні ліміти у кожному сегменті ринку.

З огляду на те, що у не побутового споживача наявна можливість участі у різних ринках електричної енергії, застосовуючи механізм імпорту, відповідно є необхідність враховувати

Дослідження наявних початкових даних. Загальний (планований) обсяг споживання не побутового споживача $W_{\text{заг}}$, який визначається як прогностичне значення кількості електроенергії яку необхідно придбати на окрему годину. Критичний обсяг $W_{\text{крит}}$, необхідний для нормальної роботи не побутового споживача в окрему годину, та гнучкий обсяг $W_{\text{гнуч}}$, яким у певних умовах можливо

знехтувати. За певних сценаріїв ця розбивка дозволяє накласти різні обмеження на кожен тип навантаження. У даному дослідженні використовуються дані режимних вимірів погодинного споживання непобутового споживача.

З огляду на обмеження електричної енергії з боку оператора системи розподілу (ОСР), в дослідженні розглянуто три сценарії обмежень (сценарії технічних обмежень) для окремої години: на рівні 0% (обмеження відсутні), на рівні 25% та 50%. Такі сценарії є певними наборами припущень щодо ключових параметрів, до них можна віднести рівень обмеження за певними сегментами ринку електричної енергії, за для задоволення потреби, що виникне за настання такого сценарію.

З іншого боку, можливо визначити сценарії, що відображають стан ринку електричної енергії (ринкові сценарії), а саме ті які враховують прогнозний попит на ринку, що залежить від факторів сезонності (пора року, температура, хмарність тощо), різних випадкових або системних подій (наприклад ремонт об'єктів генерування). На базі можливих сценаріїв формуються ключові параметри, а саме ціна на кожному із сегментів ринку, обмеження щодо можливої кількості електричної енергії, яку можна купити у сегменті ринку, з урахуванням всіх ризиків.

Формування ключових параметрів може бути реалізовано за допомогою методу експертних оцінок, аналізу історичних даних, імітаційного моделювання або побудовою сценарних дерев.

Формулювання оптимізаційної моделі. Враховуючи початкові дані та умови, що накладені на споживача в умовах обмежень з боку ОСР, для знаходження оптимального розподілу за сегментами ринку, важливо враховувати всі можливі сценарії. У цьому дослідженні запропоновано стохастичний підхід у межах змішаного цілочисельного лінійного програмування (MILP), що дає змогу знайти оптимальний розподіл планового обсягу закупівлі між різними сегментами ринку з урахуванням імовірнісного характеру сценаріїв. Описана модель поєднує елементи стратегічного планування (на рівні ринків) та тактичного розподілу (на рівні сегментів) в умовах невизначеності.

Визначено складові запропонованої оптимізаційної моделі – шукані невідомі, цільову функцію, обмеження та граничні умови.

Шукані невідомі для ринкового сценарію B в умовах сценарію технічних обмежень A : $X = (x_{ij}^{(B)}), i \in \{0, \dots, n\}, j \in \{0, \dots, m\}$ – плановий обсяг купівлі електричної енергії на m сегментах i -го ринку електричної енергії за ринковим сценарієм B

Цільова функція – сукупні витрати від купівлі електричної енергії на всіх сегментах різних ринків електричної енергії (грн):

$$Z(X) = \sum_B P(B) \cdot \sum_i^n \sum_j^m C_{ij}^{(B)} \cdot x_{ij}^{(B)} \rightarrow \min \quad (1)$$

де $P(B)$ – ймовірність настання ринкового сценарію B яка визначає вагу цього сценарію в цільовій функції. Використання ймовірності дозволяє моделі враховувати невизначеність ринкових умов через очікуване значення витрат, тим самим забезпечуючи оптимальний вибір закупівлі електроенергії з мінімальним ризиком. Сценарії з вищою ймовірністю мають більший вплив на рішення, а менш імовірні сценарії мають відповідно меншу вагу, проте все одно враховуються для забезпечення стійкості рішення до можливих несприятливих умов;

$C_{ij}^{(B)}$ – прогнозна ціна купівлі електричної енергії на j -му сегменті i -го ринку, сценарію B .

У базовій оптимізаційній моделі враховано сегментні обмеження, значення меж яких обґрунтовано аналізом попиту та пропозицією на сегментах ринку електричної енергії на поточну годину:

$$\sum_j^m x_{ij}^{(B)} = W_{\text{заг}} \quad (2)$$

$$L_{ij}^{(B)} \leq x_{ij}^{(B)} \leq U_{ij}^{(B)} \quad (3)$$

де $L_{ij}^{(B)}, U_{ij}^{(B)}$ – відповідно нижня та верхня прогнозні межі обсягу закупівлі на j -му сегменті i -го ринку за сценарієм B , що визначають допустимий діапазон закупівлі за прогносною ціною $C_{ij}^{(B)}$.

Для того щоб приймати дискретне рішення щодо участі у певному сегменті, вводиться бінарна змінна $\delta_{ij}^{(B)}$ (де $\delta_{ij}^{(B)} = 1$ – можлива участь, 0 – участь неможлива), тоді обмеження набувають такого вигляду:

$$x_{ij}^{(B)} \geq \delta_{ij}^{(B)} \cdot L_{ij}^{(B)} \quad (4)$$

$$x_{ij}^{(B)} \leq \delta_{ij}^{(B)} \cdot U_{ij}^{(B)} \quad (5)$$

Враховуючи необхідність встановлювати обмеження на участь у інших ринках електричної енергії (наприклад імпорт з інших країн), введено ринкові обмеження, значення меж яких обґрунтовано сценарієм технічних обмежень, а саме обмеження на купівлю в межах ринку:

$$L_i^{(B)} \leq \sum_j^m x_{ij}^{(B)} \leq U_i^{(B)} \quad (6)$$

Результати та їх обговорення. У якості початкових даних використано дані споживання підприємства промислового виробника пластику [11] за 24 години $W_{\text{заг.}}$. Щодо сценаріїв технічних обмежень, то розроблено сценарії: T1 (технічні обмеження відсутні) та T2 (наявні обмеження, такі що менше ніж $W_{\text{крит}}$ споживача). Розроблено ринкові сценарії P1 та P2 на основі стану ринку на торгову добу 23.08.2024 та 24.08.2024 відповідно. Результати прогнозного значення ціни на РДН, ВДР прийнято як існуючі значення цін на відповідних ринках за даними АТ «Оператор ринку»[12], відповідно до ринкових сценаріїв. З метою ілюстрації можливостей імпорту електроенергії, імпортерним ринком виступає ринок електричної енергії (сегмент РДН) Республіки Польща, а ціни отримано за даними Towarowa Gielda Energii S.A.[13] і переведено у гривні відповідно до офіційного курсу НБУ станом на 23.08.2024 та 24.08.2024. Нижня прогнозна межа $L_{ij}^{(B)} = 0$ для усіх ринкових сценаріїв. Верхню прогнозну межу $U_{ij}^{(B)}$ прийнято як відсоток який займає добовий плановий обсяг споживача від добового обсягу пропозиції на відповідному сегменті ринку, що становить для РДН – 0,025%, для ВДР – 0,04%. Імпортний ринок, враховуючи ризики, що пов'язані з фізичним правом на передачу [14] не враховано, але прийнято, що можливо забезпечити плановий обсяг на рівні 75%. Вважається, що споживач вже заключив договір купівлі-продажу на базове навантаження 0,15 МВт, а подальша участь на ринку двосторонніх договорів неможлива.

Сформовано вхідні дані ринкових сценаріїв P1 (рис. 1) та P2 (рис. 2)

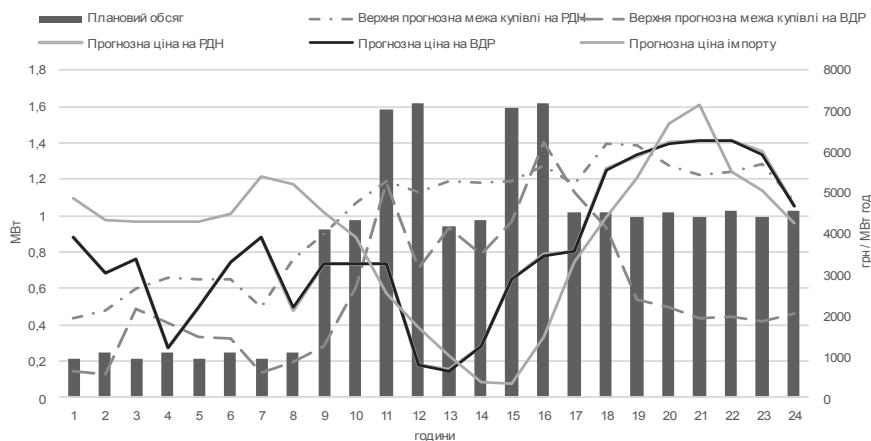


Рисунок 1 – Вхідні дані ринкового сценарію P1

За сценарієм P1 у кожній годині сумарні верхні межі наявних ринкових сегментів перевищують або принаймні дорівнюють потребі споживача, що свідчить про достатню пропозицію на ринку. Щодо імпорту, то 11-та година та період з 14 по 19 годину.

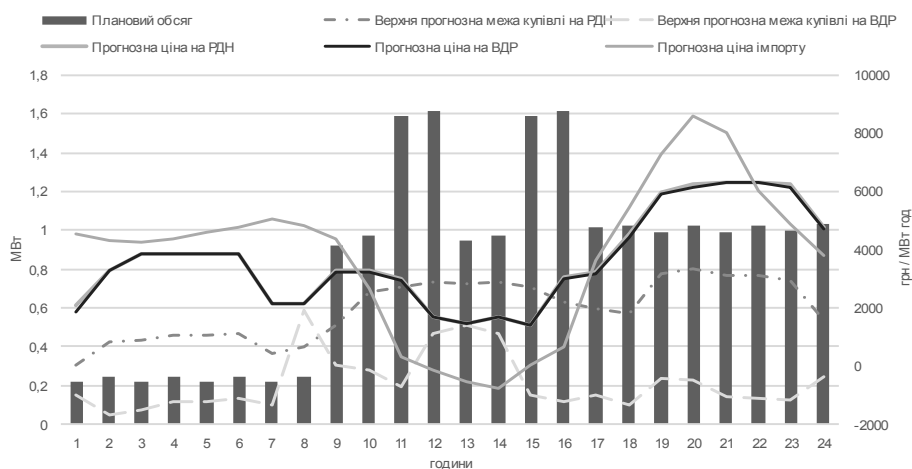


Рисунок 2 – Вхідні дані ринкового сценарію P2

Ринковий сценарій P2 демонструє неможливість забезпечити потреби споживача на ринкових сегментах РДН та ВДР в усіх годинах без виключення. Різні рівні та динаміка цін на РДН, ВДР та імпорті створюють передумови для оптимізаційного розподілу закупівлі, що враховує дані обмеження.

Нижня та верхня межі обмежень участі у ринку для обох ринкових сценаріїв прийнято однаковими і для сценарію технічних обмежень T1 обмеження будуть відсутні. У свою чергу сценарій T2 передбачає обмеження від оператора системи розподілу з 17:00 до 22:00 години, які є критичними для роботи підприємства, а отже є необхідність в обмеженні $L_i^{(B)}$ на рівні 60% від планового споживання для забезпечення можливості імпортувати електричну енергію з іншого ринку, з метою скасування обмежень згідно положення [2].

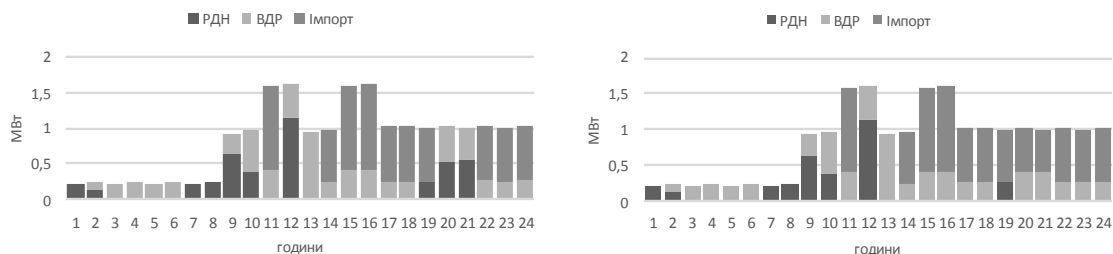


Рисунок 3 – Графіки оптимального розподілу купівлі на сегментах ринку за ринковим сценарієм P1 та сценаріїв технічних обмежень T1 (справа) та T2 (зліва)

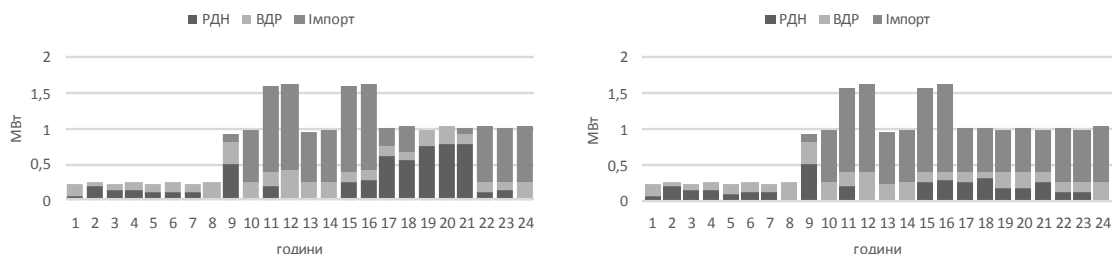


Рисунок 4 – Графіки оптимального розподілу купівлі на сегментах ринку за ринковим сценарієм P2 та сценаріїв технічних обмежень T1 (справа) та T2 (зліва)

Після здійснення оптимізації отримано результати (рис.3-4). Враховані наявні прогностичні обмеження та прогностичні ціни за різними сегментами ринку електроенергії України та Польщі. Застосування обмеження до ринків, за наявної можливості скасування технічних обмежень за положенням [2], дає змогу використовувати можливості імпорту для забезпечення стабільного забезпечення побутового споживача електричною енергією в умовах обмежень з мінімізацією своїх витрат на інших сегментах. Але важливо зазначити, що результат значною мірою буде залежати від точності прогнозування показників відповідних ринків та їх сегментів за різних умов.

Наступним кроком може бути впровадження CVaR або іншого показника ризику в цільову функцію. Це б дозволило отримувати рішення, які не лише мінімізують середні витрати, а й убезпечують від екстремальних ситуацій (наприклад, дуже високих цін на балансуєчому ринку в окремому сценарії).

Також побутовий споживач може мати власні резервні джерела (генератори, системи зберігання енергії тощо), що теж повинно бути враховане.

Висновки. Розв'язання цієї моделі дозволило визначити оптимальну структуру купівлі за критерієм мінімізації витрат із врахуванням усіх обмежень. Оптимізаційний підхід дав змогу інтегровано оцінити вплив різних варіантів обмежень на вартість купівлі електроенергії та обґрунтувати рекомендації щодо оптимального розподілу купівлі між сегментами ринку в умовах невизначеності. Окрім того, результати підкреслюють необхідність проведення аналізу чутливості та затвердження моделі з використанням історичних даних для визначення найбільш критичних параметрів.

Особливо слід зазначити, що модель формує збалансоване рішення, яке адаптується до симетричної невизначеності, забезпечуючи стійкий розподіл ризиків і витрат навіть при наявності крайніх умов. Подальше розширення моделі шляхом інтеграції багатокритеріальної оптимізації та періодичного оновлення прогностичних даних може значно підвищити її адаптивність та практичну цінність. А застосування критерію CVaR може зробити результати більш консервативними, але надійнішими.

Список використаної літератури

1. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII : станом на 9 лют. 2025 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 07.03.2025).
2. Про затвердження Положення про особливості імпорту електричної енергії в умовах правового режиму воєнного стану в Україні : Постанова Каб. Міністрів України від 27.10.2023 № 1127 : станом на 27 листоп. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1127-2023-п> (дата звернення: 07.03.2025).
3. Полікевич Н. І. Індекси спотових ринків як орієнтири формування майбутніх цінових тенденцій на біржах електроенергії країн Східної Європи / Н. І. Полікевич // Бізнес Інформ. - 2016. - № 1. - С. 43-48. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/binf_2016_1_8.
4. Топалов М., Максимчук М. Скільки будемо без світла? Усе, що треба знати про відключення електроенергії. Економічна правда. 2024. 4 черв. URL: <https://epravda.com.ua/publications/2024/06/04/714678/> (дата звернення: 07.03.2025).
5. Zheng, S., Sun, Y., Li, B., Hu, Y., Qi, B., Shi, K. and Li, Y. (2020), Stochastic programming model for incentive-based demand response considering complex uncertainties of consumers. IET Gener. Transm. Distrib., 14: 4488-4500. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2020.0692>
6. Wang, Bohong & Chin, Hon & Varbanov, Petar & Klemeš, Jiri. (2020). A MILP-Based Iteration Method for Heat Exchanger Network Synthesis. 1-6. 10.23919/SpliTech49282.2020.9243853.
7. S. Taik and B. Kiss, "Selective and optimal dynamic pricing strategy for residential electricity consumers based on genetic algorithms," Heliyon, vol. 8, no. 11, p. e11696, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.heliyon.2022.e11696.
8. A. R. Jordehi, "Two-stage stochastic programming for risk-aware scheduling of energy hubs participating in day-ahead and real-time electricity markets," Sustainable Cities and Society, vol. 81, p. 103823, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.scs.2022.103823.
9. Samadi, M.; Fattahi, J.; Schriemer, H.; Erol-Kantarci, M. Demand Management for Optimized Energy Usage and Consumer Comfort Using Sequential Optimization. Sensors 2021, 21, 130. <https://doi.org/10.3390/s21010130>
10. Zamulko, A., Chernetska, Y., & Prasol, A. (2024). Determination of the Limit Values of Electric Energy Consumption Using Optimization Modeling. System Research in Energy, (1 (76), 27-34. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.027>
11. Angizeh, Farhad; Ghofrani, Ali; Jafari, Mohsen A. (2020), "Dataset on Hourly Load Profiles for a Set of 24 Facilities from Industrial, Commercial, and Residential End-use Sectors", Mendeley Data, V1, doi: 10.17632/rfnp2d3kjp.1
12. Погодинні ціни купівлі-продажу електроенергії. Оператор ринку. URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/pricestr> (дата звернення: 07.03.2025).
13. Electricity. Day-ahead market. TGE. URL: <https://www.tge.pl/> (дата звернення: 07.03.2025).
14. Про затвердження Правил управління обмеженнями та Порядку розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 03.04.2020 № 763 : станом на 1 лют. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0763874-20> (дата звернення: 07.03.2025).

O. Kopchykov¹, postgraduate, ORCID 0000-0001-7885-4055

V. Kalinchyk¹, Ph.D., ORCID 0000-0003-4028-0185

¹**National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»**

**OPTIMIZATION MODELING OF THE IMPACT OF ELECTRICITY SUPPLY
CONSTRAINTS FOR A NON-HOUSEHOLD CONSUMER
UNDER ELECTRICITY MARKET CONDITIONS**

The paper addresses the problem of efficient planning of electricity procurement for non-household consumers, considering technical constraints and price volatility in different market segments. The task of determining the optimal allocation of electricity procurement by a non-household consumer among the available market segments of Ukraine and Poland with the objective of minimizing total costs under conditions of forecasted electricity consumption constraints and price uncertainty is formulated and solved. The proposed optimization model is based on stochastic mixed-integer linear programming, incorporating scenarios of technical constraints and market conditions. A distinctive feature of the proposed methodology is the consideration of electricity imports, which helps mitigate the negative effects of shortages. The model is validated using real hourly

consumption data of an industrial enterprise and actual market prices. Results of computational experiments are presented, demonstrating quantitative benefits of the optimal allocation of electricity procurement under various constraint scenarios. The proposed approach enables enterprises to formalize the strategic decision-making process regarding electricity procurement, considering uncertainty risks and contributing to cost-effective and sustainable energy supply amid energy market crises.

Keywords: electricity consumption, non-household consumer, electricity market, shortage, constraint, optimization modeling, management.

References

1. On the Electricity Market: Law of Ukraine dated 13.04.2017 No. 2019-VIII: as of February 9. 2025 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (accessed 07.03.2025).
2. On Approval of the Regulation on Peculiarities of Electricity Imports under the Legal Regime of Martial Law in Ukraine : Decree of the Cabinet of Ministers of Ukraine dated October 11, 2013. of Ministers of Ukraine dated 27.10.2023 No. 1127: as of November 27. 2024 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1127-2023-п> (accessed 07.03.2025).
3. Polikevych N.I. Spot market indices as benchmarks for the formation of future price trends in the electricity exchanges of Eastern Europe / N.I. Polikevych // Business Inform. - 2016. - № 1. - С. 43-48. - Access mode: http://nbuv.gov.ua/UJRN/binf_2016_1_8.
4. Topalov M., Maksymchuk M. How long will we be without electricity? Everything you need to know about power outages. Economic truth. 2024. 4 June. URL: <https://epravda.com.ua/publications/2024/06/04/714678/> (accessed 07.03.2025).
5. Zheng, S., Sun, Y., Li, B., Hu, Y., Qi, B., Shi, K. and Li, Y. (2020), Stochastic programming model for incentive-based demand response considering complex uncertainties of consumers. IET Gener. Transm. Distrib., 14: 4488-4500. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2020.0692>
6. Wang, Bohong & Chin, Hon & Varbanov, Petar & Klemeš, Jiri. (2020). A MILP-Based Iteration Method for Heat Exchanger Network Synthesis. 1-6. 10.23919/SpliTech49282.2020.9243853.
7. S. Taik and B. Kiss, “Selective and optimal dynamic pricing strategy for residential electricity consumers based on genetic algorithms,” Heliyon, vol. 8, no. 11, p. e11696, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.heliyon.2022.e11696.
8. A. R. Jordehi, “Two-stage stochastic programming for risk-aware scheduling of energy hubs participating in day-ahead and real-time electricity markets,” Sustainable Cities and Society, vol. 81, p. 103823, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.scs.2022.103823.
9. Samadi, M.; Fattahi, J.; Schriemer, H.; Erol-Kantarci, M. Demand Management for Optimized Energy Usage and Consumer Comfort Using Sequential Optimization. Sensors 2021, 21, 130. <https://doi.org/10.3390/s21010130>
10. Zamulko, A., Chernetska, Y., & Prasol, A. (2024). Determination of the Limit Values of Electric Energy Consumption Using Optimization Modeling. System Research in Energy, (1 (76), 27-34. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.027>
11. Angizeh, Farhad; Ghofrani, Ali; Jafari, Mohsen A. (2020), “Dataset on Hourly Load Profiles for a Set of 24 Facilities from Industrial, Commercial, and Residential End-use Sectors”, Mendeley Data, V1, doi: 10.17632/rfnp2d3kjp.1
12. Hourly prices for the purchase and sale of electricity. Market operator. URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/pricetr> (accessed 07.03.2025).
13. Electricity. Day-ahead market. TGE. URL: <https://www.tge.pl/> (дата звернення: 07.03.2025).
14. On approval of the Rules for managing restrictions and the Procedure for allocating the capacity of interstate crossings: Resolution of the National Energy and Utilities Regulatory Commission of Ukraine No. 763 of 03.04.2020: as of February 1, 2020. 2022 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0763874-20> (accessed 07.03.2025).

Надійшла: 19.12.2024

Received: 19.12.2024