

А. Ф. Жаркін<sup>1</sup>  
 В. О. Новський<sup>1</sup>  
 В. А. Попов<sup>2</sup>  
 О. С. Ярмолюк<sup>2</sup>  
 В. Г. Бурлака<sup>3</sup>

## ОСОБЛИВОСТІ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОГО ПОРІВНЯННЯ ПРОЄКТІВ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З УРАХУВАННЯМ ПЕРСПЕКТИВИ ВПРОВАДЖЕННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

<sup>1</sup>Інститут електродинаміки Національної Академії Наук України, Київ;

<sup>2</sup>Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»;

<sup>3</sup>Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго», Київ

*Розглядається типова для проєктування систем електропостачання задача вибору оптимального значення номінальної потужності розподільних трансформаторів. Традиційним підходом у цьому випадку є використання інструменту техніко-економічного порівняння низки альтернативних варіантів. Показано, що для розв'язання цієї задачі, з огляду на досить тривалий горизонт планування, необхідно врахування невизначеності інформації, принаймні, відносно таких факторів, як динаміка зміни вартості електроенергії, значення навантаження, експлуатаційних витрат. У сучасних умовах важливим аспектом цієї задачі є також врахування загальної стратегії розвитку електроенергетики. У першу чергу це стосується таких питань, як обсяг і темпи впровадження розосередженого генерування, систем акумуляування електроенергії, електромобілів. Проаналізовано можливість безпосереднього порівняння значень дисконтованих витрат відповідних кожному з альтернативних варіантів за інтервального завдання вищеперахованих та низки інших факторів, шляхом використання інтервального аналізу. При цьому розглядалася як традиційна інтервальна арифметика, так і узагальнена інтервальна арифметика Хансена. Показано, що рівень невизначеності інтервальних оцінок дисконтованих витрат, особливо для горизонтів планування понад 5 років, не дають змоги здійснити обґрунтоване ранжування альтернатив.*

*Обґрунтовано, що ефективнішим для цієї мети підходом є застосування апарату теорії ігор. Проведено серію експериментальних розрахунків, в яких враховувалися як невизначеність інформації, так і низка різних сценаріїв розвитку енергетики. Показано, що як тривалість розрахункового періоду, так і врахування зазначених факторів принципово впливають на обґрунтування оптимальної номінальної потужності розподільних трансформаторів у проєктуванні систем електропостачання.*

**Ключові слова:** розподільні трансформатори, розосереджене генерування, дисконтовані витрати, невизначеність інформації.

### Вступ

Під час проєктування багатьох електроенергетичних об'єктів, зокрема систем електропостачання, багато технічних рішень відповідно до чинних нормативних документів приймаються на основі техніко-економічного порівняння низки альтернативних варіантів. Характерним прикладом такої задачі є вибір номінальних потужностей трансформаторів трансформаторних підстанцій (ТП). При цьому ця задача має певну специфіку. Це пов'язано з тим, що трансформатори вважаються високонадійним технологічним обладнанням і тому їх вибір здійснюється на досить тривалу перспективу. Тому, якщо на стадії проєктування практично будь-яких технічних об'єктів завжди присутня невизначеність, що виявляється у неповноті знань як про сам об'єкт проєктування, так і щодо умов його функціонуван-

ня у майбутньому, то у такому випадку вплив цього чинника буде значно сильнішим.

Під час розв'язання подібних задач практично неможливо заздалегідь об'єктивно та у повному обсязі однозначно визначити всі необхідні для виконання відповідних розрахунків технологічні, економічні й інші показники у детермінованій формі. Тут можна говорити лише про можливість їх орієнтовної оцінки, враховуючи досвід проєктувальників, аналіз результатів реалізації подібних проєктів, тенденцій розвитку як економіки у цілому, так і певної її галузі.

Додаткова складність у постановці та розв'язанні зазначеної задачі полягає у наявності невідомості у плані можливих сценаріїв розвитку електроенергетики в цілому. Перш за все, це стосується таких факторів як стрімке поширення розосередженого генерування у різних її формах, наприклад, за рахунок широкого впровадження відновлюваних джерел енергії, у тому числі спільно з засобами її акумулювання, й активне розширення використання електромобілів, що може привести до масштабного включення зарядних станцій у структуру комунально-побутового навантаження. Поява у системах електропостачання, які проєктуються, протягом розрахункового періоду зазначених джерел та/або споживачів енергії може вплинути на вибір оптимальної потужності розподільних трансформаторів.

Тому традиційний підхід, коли з декількох варіантів побудови систем електропостачання на підставі порівняння детермінованих значень, наприклад, приведених або дисконтованих витрат вибирається оптимальний, не є достатньо обґрунтованим, тому що при цьому не передбачається врахування та характер зміни перерахованих вище факторів протягом планованого терміну експлуатації трансформаторів і реальні можливості їх кількісної оцінки.

### Теоретична частина

Одним з традиційних інструментів техніко-економічного аналізу є порівняння альтернативних варіантів з використанням показника дисконтованих витрат (витратної частини чистого дисконтованого доходу *NPV (Net Present Value)*). Зокрема, для такої задачі цей показник у загальному вигляді може бути визначено таким чином:

$$Z_{NPV} = (K_{тр} + K_{л}) + \sum_{t=1}^T \frac{z_c + (\Delta A_{тр.хх} + \Delta A_{тр.н} + \Delta A_{л}) C_e}{(1 + k_d)^{t-1}}, \quad (1)$$

де  $K_{тр}$ ,  $K_{л}$  — разові витрати на спорудження ТП і низьковольтних ліній, відповідно;  $z_c$  — щорічні витрати на обслуговування трансформаторів і низьковольтної мережі;  $\Delta A_{тр.хх}$ ,  $\Delta A_{тр.н}$ ,  $\Delta A_{л}$  — річні втрати електроенергії у трансформаторах (холостого ходу та навантажувальні) та низьковольтних лініях, відповідно;  $C_e$  — вартість електроенергії у початковому році;  $k_d$  — коефіцієнт дисконтування.

Очевидно, що за такого підходу відсутня можливість врахування динаміки зміни максимального навантаження (що безпосередньо впливає на певні складові втрат електричної енергії), вартості електроенергії, витрат на обслуговування ТП і низьковольтних ліній, коефіцієнта дисконтування тощо. На попередніх етапах проєктування складно однозначно задати й капітальні витрати, принаймні, на спорудження, комплектацію та монтаж ТП, не кажучи вже про врахування впливу джерел розосередженого генерування й акумулювання енергії, станцій зарядження електромобілів, які підключаються до ТП протягом розрахункового періоду, реалізації енергоощадних заходів та ін.

Необхідно також відмітити, що у розглянутій задачі варіанти, які порівнюються, часто можуть відрізнятися площею території, на якій розташовані споживачі, які отримують електричну енергію від проєктованих ТП, значеннями сумарного навантаження, що буде впливати, відповідно, на вартість споруди й експлуатаційного обслуговування електричної мережі. У зв'язку з цим, для економічної оцінки варіантів електропостачання в якості цільової функції було б доцільно використовувати безрозмірне значення показника, наприклад, рівного відношенню сумарних дисконтованих витрат до вартості переданої (або спожитої) електроенергії за весь розрахунковий період експлуатації систем електропостачання, які проєктуються. Такий підхід дає можливість порівнювати варіанти організації електропостачання за їх дещо різних розмірів і параметрів.

Нижче запропоновано підхід до розв'язання задачі обґрунтування номінальної потужності розподільних трансформаторів, де невизначеність вартісних характеристик обладнання разом з економічними показниками враховується шляхом їх завдання інтервальними величинами. У свою чергу, врахування впливу розосередженого генерування та станцій зарядження електромобілів здійснюється шляхом зміни низки показників режиму електроспоживання, пов'язаних з появою цих факторів на певному етапі експлуатації системи електропостачання. Тому цільову функцію,

представлену дисконтованими витратами (1), у припущенні появи на  $\tau$ -му році у структурі системи електропостачання генеруючих джерел або нових споживачів енергії, нехтуючи реактивною складовою навантаження та використовуючи загальноприйняті залежності для розрахунку втрат електричної енергії в лініях і трансформаторах, буде задано у такий спосіб.

Введемо такі позначення:

$$a_1 = \sum_{t=1}^{\tau} \frac{A_1 [1 + (\underline{k}_s, \bar{k}_s)]^{t-1} C_e [1 + (\underline{k}_e, \bar{k}_e)]^{t-1}}{[1 + (\underline{k}_d, \bar{k}_d)]^{t-1}}; \quad a_2 = \sum_{t=\tau+1}^T \frac{A_2 [1 + (\underline{k}_s, \bar{k}_s)]^{t-1} C_e [1 + (\underline{k}_e, \bar{k}_e)]^{t-1}}{[1 + (\underline{k}_d, \bar{k}_d)]^{t-1}}.$$

$$\begin{aligned} \text{Тоді } Z = & \frac{[\underline{K}_{ТПС}; \bar{K}_{ТПС}] + K_{ЛС}}{a_1} + \frac{[\underline{K}_{ТПС}; \bar{K}_{ТПС}] + K_{ЛС}}{a_2} + \frac{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{z_c (1+k_c)^{t-1}}{[1 + (\underline{k}_d, \bar{k}_d)]^{t-1}}}{a_1} + \frac{\sum_{t=\tau+1}^T \frac{z_c (1+k_c)^{t-1}}{[1 + (\underline{k}_d, \bar{k}_d)]^{t-1}}}{a_2} + \\ & + \frac{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{n_{тр} \Delta P_{xx} C_e [1 + (\underline{k}_e, \bar{k}_e)]^{t-1} \cdot 8760}{[1 + (\underline{k}_d, \bar{k}_d)]^{t-1}}}{a_1} + \frac{\sum_{t=\tau+1}^T \frac{n_{тр} \Delta P_{xx} C_e [1 + (\underline{k}_e, \bar{k}_e)]^{t-1} \cdot 8760}{[1 + (\underline{k}_d, \bar{k}_d)]^{t-1}}}{a_2} + \\ & + \frac{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{n_{тр} \Delta P_{кз} \left\{ \frac{P_{тр.маx1} [1 + (\underline{k}_s, \bar{k}_s)]^{t-1}}{S_{н.тр}} \right\}^2 \left( 0,124 + \frac{T_{маx1}}{10^4} \right)^2 C_e [1 + (\underline{k}_e, \bar{k}_e)]^{t-1} \cdot 8760}{[1 + (\underline{k}_d, \bar{k}_d)]^{t-1}}}{a_1} + \\ & + \frac{\sum_{t=\tau+1}^T \frac{n_{тр} \Delta P_{кз} \left\{ \frac{P_{тр.маx2} [1 + (\underline{k}_e, \bar{k}_e)]^{t-1}}{S_{н.тр}} \right\}^2 \left( 0,124 + \frac{T_{маx2}}{10^4} \right)^2 C_e [1 + (\underline{k}_e, \bar{k}_e)]^{t-1} \cdot 8760}{[1 + (\underline{k}_d, \bar{k}_d)]^{t-1}}}{a_2} + \\ & + \frac{\sum_{t=1}^{\tau} \frac{n_{л} \left\{ \frac{P_{л.маx1} [1 + (\underline{k}_s, \bar{k}_s)]^{t-1}}{U_{н}} \right\}^2 R_{л} \cdot 10^{-3} \left( 0,124 + \frac{T_{маx1}}{10^4} \right)^2 C_e [1 + (\underline{k}_e, \bar{k}_e)]^{t-1} \cdot 8760}{[1 + (\underline{k}_d, \bar{k}_d)]^{t-1}}}{a_1} + \\ & + \frac{\sum_{t=\tau+1}^T \frac{n_{л} \left\{ \frac{P_{л.маx2} [1 + (\underline{k}_s, \bar{k}_s)]^{t-1}}{U_{н}} \right\}^2 R_{л} \cdot 10^{-3} \left( 0,124 + \frac{T_{маx2}}{10^4} \right)^2 C_e [1 + (\underline{k}_e, \bar{k}_e)]^{t-1} \cdot 8760}{[1 + (\underline{k}_d, \bar{k}_d)]^{t-1}}}{a_2}, \quad (2) \end{aligned}$$

де  $n_{тр}$ ,  $n_{л}$  — кількість розподільних трансформаторів і низьковольтних ліній, відповідно;  $k_c$  — зміна витрат на обслуговування мережі;  $C_e$  — вартість електроенергії у початковому році;  $A$  — сумарна електроенергія, передана споживачам (або спожита ними) у початковому році;  $\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_{кз}$  — паспортні дані розподільних трансформаторів;  $P_{тр.маx}$ ,  $P_{л.маx}$  — максимальні навантаження розподільних трансформаторів і низьковольтних ліній, відповідно;  $T_{маx}$  — час використання

максимуму навантаження;  $[\underline{K}_{ТП\Sigma}; \overline{K}_{ТП\Sigma}]$  — інтервальна оцінка орієнтовної сумарної вартості електротехнічного обладнання та будівельної частини ТП;  $(\underline{k}_s, \overline{k}_s)$ ,  $(\underline{k}_e, \overline{k}_e)$ ,  $(\underline{k}_d, \overline{k}_d)$  — інтервальні оцінки динаміки зміни відповідно максимального значення електричних навантажень, вартості електроенергії та коефіцієнта дисконтування, які можуть визначатися експертним шляхом, і у зв'язку з відсутністю необхідних досліджень у такому випадку передбачено, що їх зміна у часі буде відповідати показниковому закону  $(1 + [\underline{k}; \overline{k}])^{t-1}$ .

Для формування виразу (2) зроблене припущення, що у межах кожного варіанта всі розподільні трансформатори та низьковольтні лінії споруджуються за один рік, мають ідентичні параметри та практично однакове навантаження, а відпуск електроенергії (її споживання) змінюється пропорційно зміні навантаження споживачів. Окрім цього у знаменниках складових (2) фігурує значення вартості спожитої електроенергії  $A$ , що забезпечує безрозмірність показника  $Z$  і його незалежність від економічної кон'юнктури.

### Експериментальна частина

Розглянемо можливість визначення всіх вищеперерахованих параметрів у контексті завдання обґрунтування оптимальної номінальної потужності трансформаторів для організації електропостачання групи споживачів комунально-побутового характеру.

Вартісні показники енергетичного обладнання (трансформаторів ТП, кабельних ліній) у принципі можуть бути задані відповідно до [1], однак, у процесі реалізації практичних розрахунків ці показники було б переконливіше задавати інтервальними величинами, на основі аналізу наявних комерційних пропозицій, наприклад, з огляду на дані [2], [3].

Аналіз таких джерел, як [4] та [5] дає змогу оцінити можливу зміну середньозваженої річної вартості електроенергії на оптовому енергоринку України, а також різницю у тарифах на послуги з розподілу електричної енергії.

З метою ілюстрації можливості застосування запропонованого підходу, порівняємо три варіанти організації електропостачання групи споживачів комунально-побутового призначення, відповідно з використанням трансформаторів номінальною потужністю 1000 кВ·А, 630 кВ·А, та 400 кВ·А. Всі розглянуті варіанти характеризуються однаковим рівнем надійності електропостачання (у всіх варіантах застосовуються двотрансформаторні підстанції з автоматичним введенням резерву на стороні низької напруги та низьковольтні мережі, побудовані за двопротеновою схемою), близькими за значеннями коефіцієнти завантаження трансформаторів ( $K_z \approx 0,7$ ) і схожою щільністю навантаження у зоні електропостачання (близько 10 МВт/км<sup>2</sup>).

Таким чином, перший варіант передбачає використання однієї ТП з двома трансформаторами потужністю по 1000 кВ·А для електропостачання 14-ти ідентичних споживачів з сумарним навантаженням 1400 кВт. У другому варіанті передбачається розміщення двох двотрансформаторних ТП з трансформаторами потужністю 630 кВ·А для електропостачання 18-ти умовних комунально-побутових споживачів з сумарним навантаженням 1800 кВт. У третьому варіанті планується застосування трьох двотрансформаторних ТП з трансформаторами потужністю 400 кВ·А для електропостачання 16-ти споживачів з сумарним навантаженням 1600 кВт.

За прийнятою щільністю навантаження радіус обслуговування споживачів для кожної ТП у залежності від номінальної потужності трансформаторів складе: з трансформаторами 1000 кВ·А — 210 м, 630 кВ·А — 170 м, 400 кВ·А — 130 м, що дає можливість оцінити усереднену довжину низьковольтних ліній для варіантів, які розглядаються.

Для реалізації подальших розрахунків будемо вважати, що максимальне навантаження протягом розрахункового періоду може як зростати, так і знижуватися, наприклад, у результаті реалізації відповідних енергозберігаючих заходів  $k_s = [-0,01; 0,03]$ , щорічне зростання вартості електроенергії може становити від 5 до 15 % —  $k_e = [0,05; 0,15]$ , з огляду на відсутність переконливих підстав для однозначного визначення коефіцієнта дисконтування, задамо його інтервальною величиною  $k_d = [0,12; 0,15]$ .

Подальший аналіз варіантів побудови систем електропостачання з використанням трансформаторів різної номінальної потужності, власне, зводиться до порівняння отриманих відповідно до (2) інтервальних оцінок відносних значень дисконтованих витрат.

На перший погляд, природнішим тут виглядає безпосередній розрахунок дисконтованих витрат

з використанням математичного апарату інтервального аналізу. У цьому випадку принциповим моментом є вибір процедури порівняння між собою інтервальних оцінок відносних значень дисконтованих витрат, які перетинаються. Це пов'язано з відсутністю однозначних думок з цього приводу. Тоді зі збільшенням розрахункового періоду, враховуючи властивості класичної інтервальної арифметики, прийняття рішення доведеться здійснювати у процесі порівняння саме інтервальних оцінок, які перетинаються. Зазначена обставина ускладнює отримання переконливих висновків. Так, наприклад, за орієнтації на підхід, запропонований у [6], отримано такий результат. Якщо в розрахунковому періоді 5 років, імовірність того, що використання трансформаторів потужністю 630 кВ·А з погляду дисконтованих витрат є кращим, ніж застосування трансформаторів потужністю 1000 кВ·А, та становить  $p = 0,76$ . Аналогічний показник в розрахунковому періоді 20 років складає  $p = 0,54$ . Відповідно, ймовірність того, що зазначені результати будуть рівноеконічними у першому випадку становить  $p = 0,48$ , а у другому —  $p = 0,93$ . Практично аналогічна ситуація складається за орієнтації у процесі обчислення дисконтованих витрат на узагальнену інтервальну арифметику Хансена [7], застосування якої теоретично дає можливість оптимальним чином скоротити рівні невизначеності в реалізації арифметичних операцій з інтервальними числами, прибираючи «надлишкову» невизначеність, притаманну класичним операціям.

Така обставина вимагає застосування альтернативного (або додаткового) підходу, до врахування невизначеності інформації в разі прийняття економічно обґрунтованих рішень у процесі проектування систем електропостачання. Широко поширеним і застосовуваним на практиці підходом до прийняття рішень в умовах невизначеності є використання теорії ігор, де початковим кроком до вибору оптимального рішення є формування, так званої, платіжної матриці.

Загальною властивістю недетермінованих задач, коли низка параметрів задається у вигляді інтервалу їх можливих значень, є необхідність варіювання окремими величинами цих невизначених початкових даних. При цьому слід враховувати, що зіставлятися між собою можуть лише ті варіанти рішення, які оцінюються за того самого поєднання даних [8].

У роботі [9] показано, що за можливості реалізації відносно невеликої кількості розрахунків, найповніший і рівномірніший аналіз всієї багатовимірної області допустимих значень параметрів досягається за використання, так званих, ЛПт послідовностей. У цьому випадку для дискретизації задачі слугують числа, що належать ЛПт послідовності, які обчислюються на основі запропонованого у [10] спеціального алгоритму, який дає змогу отримати точки  $Q_i$ , з координатами  $q_{ij}$ ,  $i = 1, \dots, I$ ,  $j = 1, \dots, J$ , що утворюють рівномірно розподілені послідовності в одиночному  $n$ -вимірному кубі.

Основний метод, який дає можливість вибрати оптимальну альтернативу на основі аналізу платіжної матриці полягає у завданні деякої гіпотези про поведінку середовища та дає змогу надати кожній альтернативі певну оціночну (цільову) функцію, що є інструментом для їх порівняння. При цьому будь-яка платіжна матриця  $\|e_{ij}\|$  у підсумку зводиться до одного стовпця. Таким чином, кожному варіанту (альтернативі) приписується деякий результат  $e_{ij}$ , який характеризує, у цілому, всі наслідки цього рішення. Низка критеріїв слугує для порівняння альтернатив і вибору найкращої серед них, з яких найвикористовуванішими на практиці є критерії Вальда та Севіджа, а також низка комплексних оціночних характеристик, зокрема, критерії Гурвіца, Ходжа-Лемана, Гермейера,  $L$  (ММ) і деякі інші [11].

Разом з тим, особливістю таких досліджень є не тільки врахування фактичної невизначеності початкових даних, але й урахування невизначеності, що вноситься можливими сценаріями розвитку розосередженого генерування, засобів акумулювання енергії, станцій, які заряджують електромобілі. У зв'язку з цим аналіз альтернативних варіантів побудови систем електропостачання здійснюється паралельно для декількох можливих сценаріїв розвитку електроенергетичної галузі.

*Сценарій 1.* На певному етапі (рік  $\tau + 1$ ) експлуатації систем електропостачання, що проектується, споживачі починають активно використовувати альтернативні джерела енергії, зокрема сонячні батареї, для покриття частини свого навантаження. При цьому, оскільки графік генерування електроенергії сонячними панелями не збігається з графіками навантаження комунально-побутових споживачів, будемо вважати, що максимальне навантаження споживачів і трансформаторів не змінюється ( $P_{л.маx2} = P_{л.маx1}$  та  $P_{тр.маx2} = P_{тр.маx1}$ ), а обсяг електроспоживання  $A_2$  знижується на 30 %. Очевидно, що в цьому випадку має місце аналогічне зменшення і такого показника, як число годин використання максимального навантаження  $T_{маx2}$ .

*Сценарій 2.* З  $\tau + 1$  року споживачі починають використовувати сонячні батареї спільно з системами акумулювання енергії, що дає можливість не тільки на 30 % знизити обсяг електроспоживання  $A_2$ , але і на 20 % знизити максимальне навантаження як окремих споживачів  $P_{л.маx2}$ , так і

розподільних трансформаторів  $P_{\text{тр.мак2}}$ . Легко перекопатися, що у цьому випадку число годин використання максимального навантаження  $T_{\text{мак2}}$  зменшиться на 12,5 %.

*Сценарій 3.* З  $\tau + 1$  року у житлових будинках і громадських будівлях починають встановлюватися станції для зарядження електромобілів. Будемо вважати, що режим роботи цих станцій не дає змоги їх використання у режимі максимального навантаження [12]. Тоді можна вважати, що реалізація цієї програми призведе до збільшення електроспоживання  $A_2$  на 30 %, а максимальне навантаження розподільних трансформаторів і низьковольтних ліній залишиться незмінним ( $P_{\text{л.мак2}} = P_{\text{л.мак1}}$  та  $P_{\text{тр.мак2}} = P_{\text{тр.мак1}}$ ). При цьому час використання максимуму навантаження  $T_{\text{мак2}}$  також зростає на 30 %.

Використовуючи розрахункову модель (2) на підставі вищенаведених даних та ЛПт послідовності, сформовано та проаналізовано відповідно до основних критеріїв теорії ігор платіжні матриці (таблиці 1—3) для кожного з вищенаведених сценаріїв, відповідно для варіантів застосування трансформаторів номінальною потужністю 1000 кВ·А, 630 кВ·А та 400 кВ·А. При цьому, так звані, «стани природи» [8] формувались на підставі використання ЛПт послідовностей, основні властивості яких і процедури їх визначення наведено вище.

Таблиця 1

Платіжна матриця (сценарій 1)

«Стан природи»	Показник дисконтованих витрат Z								
	1000 кВ·А			630 кВ·А			400 кВ·А		
	5 років	10 років	20 років	5 років	10 років	20 років	5 років	10 років	20 років
1	106,798	72,963	51,626	105,934	72,686	51,632	108,132	75,445	54,371
2	96,704	62,775	40,755	104,000	67,169	43,131	95,772	63,917	42,503
3	117,807	84,619	65,310	107,362	77,928	60,750	121,793	88,906	69,548
4	99,729	67,381	46,661	106,371	71,671	49,388	114,314	78,024	54,503
5	107,264	72,555	50,524	96,654	66,333	46,984	104,167	72,325	51,573
6	111,084	79,233	60,506	120,669	85,762	65,146	117,053	84,577	65,008
7	109,678	73,569	50,461	101,348	68,787	47,853	97,864	68,152	48,682
8	101,726	70,216	50,472	116,326	79,584	56,489	113,144	78,993	57,133
9	103,384	68,356	45,699	100,467	66,876	45,040	97,114	66,324	45,825
10	100,983	67,365	45,863	95,887	64,567	44,419	114,235	76,836	52,222
max	117,807	84,619	65,310	120,669	85,762	65,146	121,793	88,906	69,548
min	96,704	62,775	40,755	95,887	64,567	43,131	95,772	63,917	42,503
med	105,516	71,903	50,788	105,502	72,136	51,083	108,359	75,350	54,137
(max + min)/2	107,256	73,697	53,032	108,278	75,165	54,138	108,783	76,411	56,026
min r	21,103	21,844	24,555	24,782	21,196	22,015	26,021	24,989	27,046

Таблиця 2

Платіжна матриця (сценарій 2)

«Стан природи»	Показник дисконтованих витрат Z								
	1000 кВ·А			630 кВ·А			1000 кВ·А		
	5 років	10 років	20 років	5 років	10 років	20 років	5 років	10 років	20 років
1	106,798	72,491	50,821	105,934	72,223	50,843	108,132	74,988	53,614
2	96,704	62,203	39,704	104,000	66,608	42,100	95,772	63,361	41,517
3	117,807	84,234	64,701	107,362	77,550	60,154	121,793	88,534	68,975
4	99,729	66,939	45,955	106,371	71,238	48,696	114,314	77,596	53,839
5	107,264	72,056	49,649	96,654	65,844	46,126	104,167	71,842	50,751
6	111,084	78,763	59,675	120,669	85,302	64,332	117,053	84,123	64,226
7	109,678	73,098	49,671	101,348	68,325	47,079	97,864	67,695	47,940
8	101,726	69,741	49,656	116,326	79,119	55,689	113,144	78,533	56,365
9	103,384	67,839	44,794	100,467	66,370	44,154	97,114	65,823	44,976
10	100,983	66,818	44,856	95,887	64,030	43,433	114,235	76,305	51,277

Продовження табл. 2

«Стан природи»	Показник дисконтованих витрат $Z$								
	1000 кВ·А			630 кВ·А			1000 кВ·А		
	5 років	10 років	20 років	5 років	10 років	20 років	5 років	10 років	20 років
max	117,807	84,234	64,701	120,669	85,302	64,332	121,793	88,534	68,975
min	96,704	62,203	39,704	95,887	64,030	42,100	95,772	63,361	41,517
med	105,516	71,418	49,948	105,502	71,661	50,260	108,359	74,880	53,348
(max + min)/2	107,256	73,218	52,202	108,278	74,666	53,216	108,783	75,948	55,246
min $r$	21,103	22,031	24,998	24,782	21,271	22,232	26,021	25,173	27,457

Таблиця 3

## Платіжна матриця (сценарій 3)

«Стан природи»	Показник дисконтованих витрат $Z$								
	1000 кВ·А			630 кВ·А			1000 кВ·А		
	5 років	10 років	20 років	5 років	10 років	20 років	5 років	10 років	20 років
1	106,798	58,408	38,738	105,934	58,131	38,642	108,132	60,171	40,230
2	96,704	49,855	31,584	104,000	52,985	32,936	95,772	50,571	32,277
3	117,807	68,690	49,021	107,362	63,427	45,799	121,793	71,926	51,713
4	99,729	53,472	34,346	106,371	56,613	36,013	114,314	61,318	39,128
5	107,264	57,995	38,136	96,654	53,257	35,736	104,167	57,711	38,487
6	111,084	64,714	46,642	120,669	69,691	49,696	117,053	68,731	49,392
7	109,678	58,379	37,380	101,348	54,736	35,603	97,864	54,222	35,941
8	101,726	56,515	38,237	116,326	63,529	42,082	113,144	63,041	42,300
9	103,384	54,254	34,463	100,467	53,086	33,937	97,114	52,638	34,207
10	100,983	53,894	35,345	95,887	51,739	34,304	114,235	60,806	39,017
max	117,807	68,690	49,021	120,669	69,691	49,696	121,793	71,926	51,713
min	96,704	49,855	31,584	95,887	51,739	32,936	95,772	50,571	32,277
med	105,516	57,618	38,389	105,502	57,720	38,475	108,359	60,114	40,269
(max + min)/2	107,256	59,272	40,302	108,278	60,715	41,316	108,783	61,249	41,995
min $r$	21,103	18,834	17,437	24,782	17,952	16,760	26,021	21,355	19,436

## Висновки

1. Врахування динаміки зміни низки техніко-економічних показників, зокрема таких як рівень споживання електроенергії та її вартості, горизонт планування, істотно впливає на прийняття рішення під час розгляду задачі обґрунтування оптимальної потужності розподільних трансформаторів на основі порівняння дисконтованих витрат відповідних кожному з розглянутих проєктів. Зокрема, за розрахункового періоду 5 років відповідно практично з усіма використаними критеріями теорії ігор перевага віддається варіанту застосування трансформаторів номінальною потужністю 630 кВ·А. За розрахункового періоду 10 років варіанти використання трансформаторів потужністю 630 кВ·А та 1000 кВ·А відповідно до згаданих критеріїв прийняття рішень можна вважати рівнозначними. За розрахункового періоду 20 років у відповідності з усіма розглянутими критеріями прийняття рішень в якості оптимального слід розглядати варіант застосування трансформаторів потужністю 1000 кВ·А.

2. Врахування можливих стратегій розвитку систем електропостачання як за рахунок появи в їх структурі різноманітних засобів розосередженого генерування, так і додаткового навантаження у вигляді станцій зарядження електромобілів не вносить істотної корективи у вибір оптимальної потужності трансформаторів. Як показали проведені розрахунки, незалежно від сценарію розвитку систем електропостачання з розрахунковим періодом більше 10 років, більшість критеріїв теорії ігор віддають переваги варіанту застосування трансформаторів потужністю 1000 кВ·А.

3. Виконані додатково експериментальні розрахунки показали, що у стандартному підході до техніко-економічного порівняння варіантів, тобто, за використання детермінованих значень всіх параметрів і без урахування динаміки їх зміни у часі, оптимальним вважався б варіант застосування трансформаторів номінальною потужністю 400 кВ·А, що принципово відрізняється від результатів, отриманих у цьому дослідженні.

4. Запропонований у статті метод, який дає можливість враховувати як динаміку зміни низки техніко-економічних характеристик проєктів протягом розрахункового періоду, так і невизначеність, пов'язану з прогнозуванням цих характеристик, може слугувати ефективним інструментом, який дасть змогу проєктувальникам проаналізувати й обґрунтувати найекономічніші варіанти організації електропостачання різних за складом, структурою та характером груп споживачів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

[1] Відокремлений підрозділ «Науково-технічний центр електроенергетики» Державного підприємства «Національна енергетична компанія Укренерго» (2018 р., січ. 30) *СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011*, «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ». URL: [http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id\\_doc=29935](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=29935).

[2] *Трансформаторы силовые масляные ТМ 400 кВ·А*. URL: <https://prom.ua/p5737141-transformatory-silovye-maslyannye.html>

[3] *Панели распределительных щитов серии ЩО-90-2104 УЗ*. URL: <https://prom.ua/p685461842-paneli-raspredeletelnyh-schitov.html>.

[4] Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (2018 р., груд. 14), *Постанова № 1906 «Про затвердження прогнозованої оптової ринкової ціни на 2019 рік»*. URL: [www.nerc.gov.ua/index.php?id=37192](http://www.nerc.gov.ua/index.php?id=37192).

[5] Тарифи на послуги з розподілу електричної енергії, що діють з 01 січня 2019 року. URL: [www.nerc.gov.ua/index.php?id=37481](http://www.nerc.gov.ua/index.php?id=37481).

[6] P. Sevastianov, P. Róg, and K. Karczewski, "A Probabilistic approach to fuzzy and crisp interval ordering task," *Task Quarterly*, vol. 7, no. 1, pp. 147-156, 2003.

[7] В. А. Попов, Е. С. Ярмолюк, і Саїд Банузاده Сахрагард, «Особливості застосування інтервального аналізу під час вибору оптимальних варіантів», *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 1, с. 171-174, 2012.

[8] Ю. Б. Гермейер, *Игры с противоположными интересами*. Москва: Наука, 1976, 328 с.

[9] И. М. Соболев, и И. Р. Статников, «ЛП-поиск в задачах оптимального конструирования», *Проблемы случайного поиска*, № 1, с. 117-135, 1972.

[10] И. М. Соболев, и Ю. Л. Левитан, *Получение точек, равномерно расположенных в многомерном кубе*. Москва, 1976. 37 с. (Препринт/Институт прикладной математики АН СССР, № 40).

[11] С. Карлин, *Математические методы в теории игр, программировании, экономике*. Москва: Мир, 1964, 837 с.

[12] В. Б. Павлов, В. О. Новський, В. А. Попов, і С. О. Палачов, «Особливості застосування зарядних станцій електромобілів у міських електричних мережах», *Технічна електродинаміка*, № 6, с. 78-80, 2018.

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ

Стаття надійшла до редакції 4.12.2020

**Жаркін Андрій Федорович** — д-р техн. наук, професор, член-кореспондент НАН України, завідувач відділу стабілізації параметрів електромагнітної енергії, e-mail: [zharkin@ied.org.ua](mailto:zharkin@ied.org.ua) ;

**Новський Володимир Олександрович** — д-р техн. наук, старший науковий співробітник, провідний науковий співробітник відділу стабілізації параметрів електромагнітної енергії, e-mail: [novsky@ied.org.ua](mailto:novsky@ied.org.ua) .

Інститут електродинаміки Національної Академії Наук України, Київ;

**Попов Володимир Андрійович** — д-р техн. наук, доцент, завідувач кафедри електропостачання, e-mail: [tig@ukr.net](mailto:tig@ukr.net) ;

**Ярмолюк Олена Сергіївна** — канд. техн. наук, старший викладач кафедри електропостачання, e-mail: [yarmolyuk.lena@gmail.com](mailto:yarmolyuk.lena@gmail.com) .

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ;

**Бурлака Володимир Григорович** — канд. екон. наук, керівник групи аналізу програм і проєктів розвитку електричних мереж, e-mail: [Burlaka.VG@ua.energy](mailto:Burlaka.VG@ua.energy) .

Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго», Київ



**A. F. Zharkin<sup>1</sup>**  
**V. O. Novskii<sup>1</sup>**  
**V. A. Popov<sup>2</sup>**  
**O. S. Yarmoliuk<sup>2</sup>**  
**V. G. Burlaka<sup>3</sup>**

## **Technical and Economic Comparison of Power Supply Projects Taking into Account the Prospect of Integration of Distributed Energy Sources**

<sup>1</sup>Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv;

<sup>2</sup>National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute;

<sup>3</sup>Public Joint-Stock Company «National Power Company «Ukrenergo», Kyiv

*The problem of justification of the optimal rated power of distribution transformers, in the process of design of power supply systems, is considered. The traditional approach in this case is the comparison of a number of alternative options, considering a set of technical and economic characteristics. It is shown, that when solving this problem, taking into account a sufficiently long planning horizon, it is necessary to take into consideration the uncertainty, at least of such factors as the dynamics in changes of the cost of electricity, the value of the electrical loads and operating cost. In modern world, an important aspect of the problem under consideration is also taking into account the general strategy of the electric power industry development. First of all, this is associated with the volume and rate of implementation of distributed generation, energy storage systems, and electric vehicles. The possibility of direct comparison of alternatives, using the net present values corresponding to each of the compared options, with the setting of the above mentioned and a number of other factors in the form of intervals is analyzed by using interval analysis. In this case, both traditional interval arithmetic and Hansen's generalized interval arithmetic were considered. It is shown that the level of information uncertainty for interval estimates of discounted costs, especially with a planning horizon exceeding 5 years, does not allow one to rank alternatives with the sufficient level of reliability.*

*It has been approved that a more effective approach is the use of the apparatus of game theory for this goal. A series of experimental calculations was carried out, which took into account both the uncertainty of information and a number of different scenarios for the development of energy industry. It is shown that taking into account these factors, fundamentally affects the justification of the optimal rated power of distribution transformers in the process of power supply systems design.*

**Keywords:** distribution transformers, distributed generation, net present value, information uncertainty.

**Zharkin Andrii F.** — Dr. Sc. (Eng.), Professor, Corresponding Member of the NAS of Ukraine, Head of the Chair of Stabilization of Electromagnetic Energy Parameters, e-mail: zharkin@ied.org.ua ;

**Novskii Volodymyr O.** — Dr. Sc. (Eng.), Senior Research Fellow, Leading Researcher of the Department of Stabilization of Electromagnetic Energy Parameters, e-mail: novsky@ied.org.ua ;

**Popov Volodymyr A.** — Dr. Sc. (Eng.), Associate Professor, Head of the Chair of Power Supply, e-mail: tig@ukr.net ;

**Yarmoliuk Olena S.** — Cand. Sc. (Eng.), Senior Teacher of the Chair of Power Supply, e-mail: yarmolyuk.lena@gmail.com ;

**Burlaka Volodymyr G.** — Cand. Sc. (Econ.), Head of the Group for Analysis of Programs and Projects of the Development of Electrical Networks, e-mail: Burlaka.VG@ua.energy

**А. Ф. Жаркин<sup>1</sup>**  
**В. А. Новский<sup>1</sup>**  
**В. А. Попов<sup>2</sup>**  
**Е. С. Ярмолук<sup>2</sup>**  
**В. Г. Бурлака<sup>3</sup>**

## **Особенности технико-экономического сравнения проектов электроснабжения с учетом перспективы внедрения распределенных источников энергии**

<sup>1</sup>Институт электродинамики Национальной Академии Наук Украины, Киев;

<sup>2</sup>Национальный технический университет Украины

«Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского»;

<sup>3</sup>Частное акционерное общество «Национальная энергетическая компания «Укрэнерго», Киев

*Рассматривается характерная для проектирования систем электроснабжения задача выбора оптимального значения номинальной мощности распределительных трансформаторов. Традиционным подходом в этом случае является использование инструмента технико-экономического сравнения ряда альтернативных вариантов. Показано, что при решении данной задачи, учитывая достаточно длительный горизонт планирования, необходимо учесть неопределенности, по крайней мере, таких факторов, как динамика изменения стоимости электроэнергии, значения нагрузки, эксплуатационных затрат. В современных условиях важным аспектом рассматриваемой задачи является также учет общей стратегии развития электроэнергетики. В первую очередь это касается таких вопросов, как объем и темпы внедрения распределенной генерации, систем аккумулирования электроэнергии, электромобилей. Проанализирована возможность непосредственного сравнения дисконтированных затрат, соответствующих каждому из сравниваемых вариантов при интервальном задании, перечисленных выше и ряда других факторов, путем использования интервального анализа. При этом рассматривалась как традиционная интервальная арифметика, так и обобщенная интервальная арифметика Хансена. Показано, что уровень неопределенности информации интервальных оценок дисконтированных затрат, особенно при горизонте планирования, превышающем 5 лет, не позволяет осуществить аргументированное ранжирование альтернатив.*

*Обосновано, что более эффективным подходом является применение для этой цели аппарата теории игр. Проведена серия экспериментальных расчетов, в которых учитывалась как неопределенность информации, так и ряд различных сценариев развития энергетики. Показано, что учет указанных факторов принципиально влияет на обоснование оптимальной номинальной мощности распределительных трансформаторов при проектировании систем электроснабжения.*

**Ключевые слова:** распределительные трансформаторы, распределенная генерация, дисконтированные затраты, неопределенность информации.

**Жаркин Андрей Федорович** — д-р техн. наук, член-корреспондент НАН Украины, профессор, заведующий отделом стабилизации параметров электромагнитной энергии, e-mail: zharkin@ied.org.ua ;

**Новский Владимир Александрович** — д-р техн. наук, старший научный сотрудник, ведущий научный сотрудник отдела стабилизации параметров электромагнитной энергии, e-mail: novsky@ied.org.ua ;

**Попов Владимир Андреевич** — д-р техн. наук, доцент, заведующий кафедрой электроснабжения, e-mail: tig@ukr.net ;

**Ярмолук Елена Сергеевна** — канд. техн. наук, старший преподаватель кафедры электроснабжения, e-mail: yarmolyuk.lena@gmail.com ;

**Бурлака Владимир Григорьевич** — канд. экон. наук, начальник группы программ и проектов развития электрических сетей, e-mail: Burlaka.VG@ua.energy