

ПРОГНОЗУВАННЯ ОПТИМАЛЬНИХ СТРАТЕГІЙ ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ В УМОВАХ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ ДОБОВОГО ГРАФІКА НАВАНТАЖЕННЯ ОЕС УКРАЇНИ

Викладено методику отримання тепловими станціями гарантованих виплат за відпущену в ринок електроенергію при невизначеності прогнозного графіка електроспоживання.

Ключові слова: цінова стратегія, енергоринок, математичне моделювання, цінова заявка, теплові електростанції, рівновага за Нешем.

Реформування електроенергетичної галузі та створення конкурентного ринку електроенергії зумовили необхідність розробки точного прогнозування графіків електроспоживання, адже від цього залежить фінансовий стан підприємства. Процеси лібералізації електроенергетики в Україні проходять повільніше, ніж в західних країн, тому у нас відчувається дефіцит сучасних методик прогнозування та спеціалізованих програмних продуктів для роботи на оптовому ринку електроенергії.

Високі вимоги у сфері планування електроспоживання пов'язані зі специфікою електроенергії як товару – весь вироблений товар повинен негайно дійти до користувача та бути використаним. За таких умов всі суб'єкти ОЕС України зацікавлені в прогнозі необхідного електричного навантаження. Кожен із суб'єктів системи вирішує свої специфічні задачі, для розв'язання яких необхідні свої прогнози електричного навантаження [1–3].

Існують три варіанти прогнозування:

- довгострокове – прогноз складається від одного до 20 – 25 років;
- середньострокове – прогноз складається на період від одного тижня до одного року вперед;
- короткострокове – прогноз складається на період від однієї години до одного тижня.

Довгостроковий прогноз ґрунтується на результатах аналізу можливих змін у тенденціях демографії, енергоспоживання, науково-технічного прогресу та ін. Такий прогноз неминуче пов'язаний з великою невизначеністю майбутніх умов. Перевірити точність отриманих результатів можна буде тільки з часом.

Середньострокове прогнозування має враховувати об'єктивні тенденції та мінливі у часі взаємозв'язки між розвитком економіки та

змінами енергоспоживання, ґрунтуючись на реаліях сьогодення [4].

Аналіз досліджень існуючих методів короткострокового прогнозування графіків електричного навантаження ОЕС

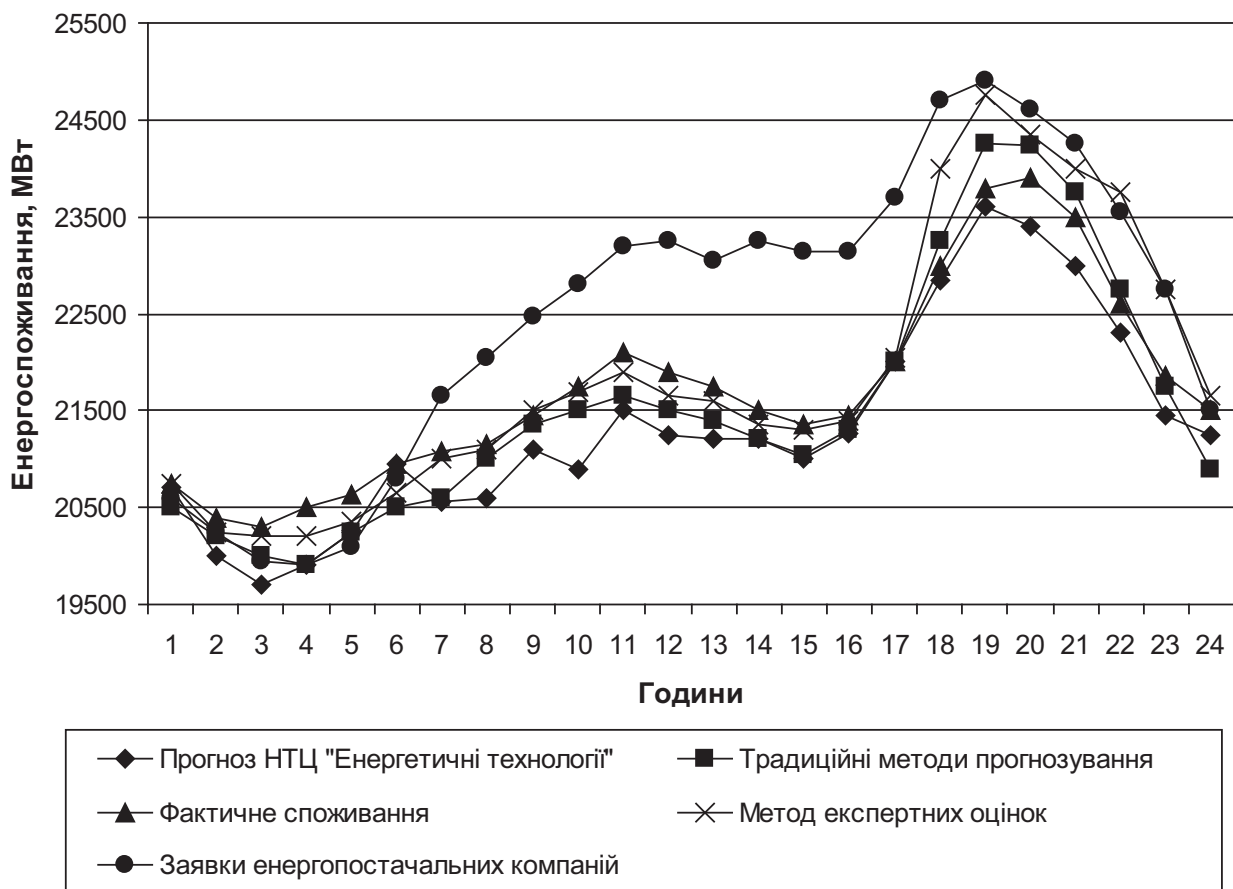
У задачі, яка розв'язується в даній статті, розглядається система економічних відносин між оптовим покупцем електроенергії та генеруючими компаніями (ГК) ТЕС. ГК ТЕС для участі у покритті добового графіка навантаження подають свої цінові заявки до оператора енергоринок кожної доби. З іншого боку, графік прогнозного споживання електроенергії ОЕС теж складається для кожного дня, тому особлива увага приділяється саме короткостроковому прогнозуванню. Прогнозування електроспоживання на короткостроковий період з мінімальною похибкою на сьогоднішній день є актуальною задачею, як для виробників, так і для споживачів електроенергії.

До 1990 року для складання прогнозів споживання електричної енергії широко використовувалися традиційні формальні методи екстраполяції ретроспективних даних навантаження ОЕС України, що в більшості випадків ґрунтувалися на лінійних моделях прогнозування навантаження, які давали задовільні результати прогнозування.

У період з 1991 року по 2006 рік зміни, які відбулися в економіці України, вплинули і на енергетику, що зумовило необхідність більш точного прогнозування електричного навантаження. Застосування традиційних методів прогнозування в цей час давало задовільний результат тільки у періоди стабільних тенденцій в економіці України та сталих тенденцій зміни метеофакторів.

У 2006 році методи, що використовувалися в той час Міністерством палива та енергетики,

Джерело: складено автором за даними ДП “Енергоринок”.



Прогноз енергоспоживання ОЕС України на 08.03.2006 р.

почали давати результати, які не можна було вважати задовільними. Наприклад, розглянемо результати короткострокового прогнозування енергоспоживання ОЕС України в період з 15 лютого по 15 березня 2006 року. Ці дані отримано Державним підприємством (ДП) “Енергоринок” за допомогою традиційних методів прогнозування, методу експертних оцінок та на основі заявок енергопостачальних компаній. Отримана середня абсолютна помилка МАРЕ (Mean Absolute Percentage Error) становила 2,81% в разі використання традиційних методів, 1,21% при використанні методу експертних оцінок та 2,42% в разі використання заявок енергопостачальних компаній. На діаграмі наведено приклад результатів короткострокового прогнозу енергоспоживання на 8 березня 2006 року, розрахованого зазначеними вище способами.

Останнім часом значного поширення отримали методи, що ґрунтуються на нелінійних моделях. Більшість з них належить до систем

штучного інтелекту. Це, насамперед, нейронні мережі, генетичні алгоритми та ін. Такі методи, як правило, вимагають значних обчислювальних ресурсів. Для ДП “Енергоринок” було розроблено алгоритм короткострокового прогнозування навантаження ОЕС України за допомогою нейро-фазо-мережі. Середня абсолютна помилка МАРЕ становила при цьому 1,19%. Але в деякі години доби прогноз енергоспоживання відрізнявся від фактичного більше ніж на 1000 МВт, що дорівнювало величині гарячого резерву. Таким чином, жоден із традиційних методів прогнозування навантаження не завжди дає задовільні результати.

Мета роботи

При використанні будь-яких методів прогнозування неможливо уникнути помилки та точно спрогнозувати графік добового навантаження, а це, в свою чергу, не дає можливості точно розрахувати виплати, які очікують отримати виробники за відпущену в ДП “Енергоринок” електро-

енергію. Метою даної роботи є складання методики отримання тепловими станціями гарантованих виплат у разі невизначеності прогнозного графіка електроспоживання.

Постановка задачі та побудова математичної моделі

Розглянемо економічну систему ГК ТЕС – ДП “Енергоринок”. ГК ТЕС намагаються отримати максимально можливі виплати за відпущену в ринок електроенергію. З іншого боку, ДП “Енергоринок”, як покупець, прагне мінімізувати свої витрати при купівлі електроенергії. Обґрунтування управлінських рішень у системах, подібних до тої, що аналізується, можна здійснити за допомогою теорії ігор, яка є математичним методом визначення оптимальних стратегій. Гра, у якій її учасники мають протилежні цілі, називається антагоністичною [5]. Математичну модель, що описує поведінку гравців, наведено у роботах [6, 7].

Оператор енергоринку має добову криву навантаження R^i , $i = 0...23$, яку повинні реалізувати сукупно всі енергоблоки ТЕС. Відібраний для роботи склад обладнання генеруючих компаній має відповідати двом вимогам. По-перше, виконати заданий графік навантаження:

$$R^i = \sum_{j_i \in [K^i, \bar{K}^i]} P_{j_i}(z_{j_i}^i), R^i \leq \sum_{j=1}^K P_j(\bar{Z}_j^i) \quad i = 0...23, \quad (1)$$

по-друге, отримати максимальний сумарний середньодобовий платіж виробниками електроенергії J_k , де k – кількість станцій.

Для розв’язання поставленої задачі, введемо у модель невизначеність Θ .

Вважатимемо, що

$$R^i \in \Theta^i, \quad i = 0, 1, ..., 23, \quad (2)$$

де Θ^i – деякі відрізки на числовій осі.

Тоді виплати станціям $J_k(P_1, ..., P_n, \Theta)$ теж залежать від параметра невизначеності добового графіка навантаження. Під безкоаліційною грою при невизначеності, згідно з [8], будемо розуміти набір

$$\langle n, \{P, \Theta\}, J \rangle, \quad (3)$$

де n – кількість гравців; P_k – стратегія k -го гравця щодо заявок; $J = (J_1, ..., J_n)$ – векторна функція виплат станціям.

Мета k -го гравця полягає в тому, щоб виставити таку заявку, яка максимізує його виплату

J_k . Особливість гри (3) визначається тим, що при прийнятті рішення (виборі своєї заявки) кожен гравець орієнтується на можливість реалізації найгірших для нього значень невизначеності Θ .

Таким чином, гра (3) має дві особливості:

1. “Безкоаліційний характер” – гравці (станції) незалежно один від одного вибирають свої стратегії щодо заявок з метою досягнення найбільш можливих виплат.

2. Наявність невизначеностей Θ^i , які можуть набувати довільних значень із множини Θ .

Перша особливість приводить до того, що під час вибору своєї стратегії щодо заявки гравцям потрібно застосовувати концепції оптимальності з теорії безкоаліційних ігор, наприклад, рівновагу за Нешем або Бержу. Друга особливість вимагає, щоб гравці при виборі своїх стратегій орієнтувались на можливість реалізації таких невизначеностей Θ , які у даній ситуації вибору заявки надають векторному критерію J мінімум (по Θ) по Парето або Слейтеру.

У зв’язку з наведеним вище, пару (P^N, Θ^S) будемо називати розв’язком Неша – Слейтера гри (3), якщо, по-перше:

$$J_k(\bar{P}_k \| P^N, \Theta^S) \leq J_k(P^N, \Theta^S) \quad \forall \bar{P}_k, k = 1, ..., n, \quad (4)$$

по-друге, при всіх Θ несумісною є система нерівностей

$$J_k(P^N, \Theta) < J_k(P^N, \Theta^S), \quad k = 1, ..., n, \quad (5)$$

де $\bar{P}_k \| P^N = (\bar{P}_1^N, ..., \bar{P}_{k-1}^N, \bar{P}_k, \bar{P}_{k+1}^N, ..., \bar{P}_n^N)$.

Зауважимо, що змінюючи умови (4) та (5), можемо отримувати інші розв’язки гри (3), наприклад, розв’язки Неша – Парето, Бержу – Слейтера, Бержу – Парето.

Відзначимо одну властивість розв’язків Неша – Слейтера: якщо (P^N, Θ^S) – розв’язок Неша – Слейтера гри (3), то

$$J_k(P^N, \Theta^S) \geq \max_{\bar{P}_k} \min_{\bar{P}_j, j=1, ..., k-1, k+1, ..., n} \min_{\Theta} J_k(\bar{P}, \Theta), \quad (4)$$

$$k = 1, ..., n$$

тобто виграш кожного гравця при розв’язку Неша – Слейтера не менше ніж його максимінний виграш у грі (3).

Для ілюстрації викладеної теорії розрахуємо максимально можливу виплату станціям ТЕС в умовах невизначеності добової кривої навантаження. Для розрахунків використаємо дані щодо цінових заявок блоків ТЕС із роботи [9].

На першому етапі обчислюємо величину

Мінімальна погодинна виплата станціям для розрахункового графіка та для графіків з відхиленнями від прогнозного

Година	Мінімальне значення погодинної виплати для станцій, грн		
	Станція 1	Станція 2	Станція 3
1	96526,60	52402,80	101598,13
2	69770,55	34830,00	65986,20
3	72272,79	34830,00	65797,52
4	72048,60	34830,00	65440,03
5	76376,27	39282,14	69974,58
6	76376,27	39282,14	69974,58
7	135538,32	223278,74	133791,60
8	197868,94	291369,03	178967,90
9	204854,92	294950,88	188220,69
10	197904,13	290333,23	188220,69
11	189167,90	288952,16	184390,19
12	207146,67	297434,16	188220,69
13	205488,89	282159,15	183601,45
14	205488,89	282159,15	183601,45
15	202911,00	281909,39	183601,45
16	202911,00	281909,39	183601,45
17	202327,33	281909,39	181852,37
18	202327,33	281909,39	182436,04
19	202327,33	281909,39	181852,37
20	201668,34	281909,39	181852,37
21	231747,85	379900,08	200804,28
22	209830,46	379783,41	195408,69
23	149819,47	196719,88	133791,60
24	149033,70	192651,30	133791,60

середньодобової виплати всім енергоблокам, що розраховується за існуючим в ДП “Енерго-риннок” механізмом для оптимізованого набору енергоблоків.

Цей платіж розраховується на визначений розрахунковий графік навантаження, але реальний графік відрізняється від розрахункового на непередбачену величину, яку можна розглядати як невизначеність. Це означає, що керівництво станцій подало, можливо, не оптимальний для них склад цінових заявок, і тому величина виплат станціям може зменшитися. Необхідно розрахувати максимальну величину, на яку може зменшитися виплата станціям, тобто знайти той мінімум від максимальної виплати, який гарантовано отримують станції

при відхиленні реального графіка від прогнозних значень.

Методи, які використовувалися Міністерством палива та енергетики для прогнозування графіка електричного добового навантаження в окремі години доби, давали такий прогноз енергоспоживання, що відрізнявся від фактичного до 10%. Тому для модельного розрахунку візьмемо відхилення реального графіка від розрахункового на $\pm 10\%$. Цінові заявки розраховуються станціями на прогнозний добовий графік споживання. Склад обладнання для покриття реального графіка навантаження буде формуватися енергоринком виходячи саме з цих заявок. Необхідно розрахувати як зміниться виплата станціям у зв'язку зі змінами графіка наванта-

ження. На першому кроці проводимо відбір обладнання та знаходимо величину максимальної виплати станціям на розрахунковий графік добового навантаження. Далі беремо відхилення від прогнозного графіка з кроком 1% і прораховуємо виплати станціям на нові отримані графіки навантаження. Виплати станції складаються із суми виплат енергоблокам, що входять до неї. Для кожної станції розраховується погодинна виплата для розрахункового графіка та для графіків з відхиленнями. Таким чином, для кожного часу кожної станції отримуємо 21 значення виплати. З цих значень знаходимо мінімальне для кожної години значення. Сума цих значень дасть мінімальне значення гарантованої виплати станції при найнесприятливішому для неї графіку навантаження. Розрахунки проводили для моделі з трьох електростанцій, блоки яких знаходяться в умовах маневру. Дані щодо цінових заявок блоків ТЕС взято із роботи [9].

Результати проведених розрахунків зведено до таблиці.

У результаті ми отримали гарантовані виплати станціям в умовах невизначеності графіка навантаження. Максимальна виплата станції для прогнозного графіка становить 14149969,75 грн, а мінімальна величина цієї виплати дорівнює 12915116,06 грн, тобто 91,3%.

ВИСНОВКИ

1. Показано, що сучасний стан електроенергетичної галузі потребує більш точного короткострокового прогнозування добового графік навантаження ОЕС.

2. Побудовано модель, яка дозволяє розраховувати гарантовані виплати тепловим станціям за відпущену в енергоринок електроенергію в умовах невизначеності графіка електричного навантаження.

3. Проведені розрахунки з використанням модельних даних показали, що рівень прогнозних гарантованих виплат становить 91,3% від рівня прогнозних виплат без урахування можливих коливань графіка добового навантаження.

1. Концепція нової редакції проекту Закону України "Про основні засади функціонування оптового ринку електричної енергії України" // Енергетична політика України. – 2001. – № 12. – С. 69–71.
2. Шеберстов А.Н. Состояние тепловых электростанций Украины, перспективы их обновления и модернизации / А.Н. Шеберстов // Энергетика и электрификация. – 2004. – № 12. – С. 1–6.
3. Кулик М. М. Оптимізація структури енергетичної системи України / М. М. Кулик // Електроенергетика України: стратегія ефективності. – Київ, 2001. – С. 18–21.
4. Тихонов Э.Е. Методы прогнозирования в условиях рынка: Учеб. пособие. – Невинномысск: Изд-во СевКавГТУ, 2006.
5. Барвінський А.Ф. Математичне програмування / А.Ф. Барвінський, І.Я. Олексів, З.І. Крупка. – Львів : Інтелект-Захід, 2004. – 448 с.
6. Богославская О.Ю. Равновесные стратегии агентов в системе "Энергорынок – тепловые электростанции" / О.Ю. Богославская, В.Е. Капустян. Под ред. Г.К. Вороновского, И.В. Недина // Малая энергетика в системе обеспечения экономической безопасности государства. – К.: Знання України, 2006. – С. 290–295.
7. Богославська О.Ю., Капустян В.О. Гарантовані стратегії агентів у системі "Енергоринок – теплові електростанції" України / О. Ю. Богославська, В.О. Капустян // Вісник Криворізького економічного інституту КНЕУ ім. Вадима Гетьмана: Зб. наук. праць. – 2007. – № 2 (10). – С. 53–55.
8. Жуковский В.И., Молостов В.С. Многокритериальная оптимизация систем в условиях неполной информации. – М.: Ин-т проблем управления, 1990. – 564 с.
9. Богославська О.Ю. Цінова політика теплових електростанцій (ТЕС) у системі "Енергоринок – ТЕС" України / О.Ю. Богославська, В.О. Капустян // Наукові вісті НТУУ "КПІ". – 2006. – № 2. – С. 5–11.

Надійшла до редколегії 03.04.2012