

СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311

С.В. ШУЛЬЖЕНКО, канд. техн. наук
Інститут загальної енергетики НАН України, м. Київ

ВИКОРИСТАННЯ ТРАЕКТОРІЙ ЗМІН ВХІДНИХ ДАНИХ У ДЕТЕРМІНОВАНО-СТОХАСТИЧНИХ МОДЕЛЯХ ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ

У статті досліджено вплив динаміки змін вхідних показників на результати застосування детерміновано-стохастичних моделей життєвого циклу визначення техніко-економічних показників технологій генерації електроенергії, зокрема на собівартість. Розрахунки, що виконані із використанням вдосконаленої моделі життєвого циклу, наведеної в статті, свідчать, що за однакових початкових та кінцевих значень вхідних показників, наприклад, вартості палива для виробництва електроенергії протягом життєвого циклу електростанції, але за умови зміни цих показників за різними траєкторіями результати собівартості можуть суттєво відрізнятись – до 17%. Оскільки собівартість електроенергії використовується в критерії оптимізації задачі прогнозування розвитку структури генеруючих потужностей національної енергосистеми, і він, критерій, є чутливим до цього показника, то в залежності від траєкторії зміни вхідних даних результати оптимізації можуть суттєво відрізнятись. Це вимагає враховувати не лише діапазон змін вхідних даних, а і траєкторію їх зміни протягом горизонту моделювання.

Ключові слова: електроенергія, технологія, собівартість, математична модель.

Найбільш розповсюдженим і загальноприйнятим в світі методом вирішення задачі формування перспективної структури генеруючих потужностей національної енергосистеми є застосування оптимізаційних моделей [1,2]. В цих моделях у загальному випадку вважається, що функціонування електростанції в складі енергосистеми є ефективним, якщо відповідна потужність входить до оптимального плану рішення моделі, яка має адекватно описувати як фізико-технічні особливості функціонування і можливі напрямки розвитку енергосистеми, так і політичні особливості, що характерні для національної електроенергетики, наприклад, особливості державної підтримки електростанцій, що використовують ВДЕ. Також суттєвим є адекватне представлення кожного виду генеруючих потужностей (типів електростанцій), що має враховувати особливості режимів

© С.В. ШУЛЬЖЕНКО, 2014

їх використання, фізико-технічні параметри, та зміну техніко-економічних показників, на які впливають як зовнішні умови функціонування електростанцій, наприклад, зміна вартості палива, так і режими їх експлуатації.

Критерій оптимальності в таких динамічних моделях математичного програмування, як правило, формується з використанням двох складових собівартості (1). До першої складової відносяться постійні витрати, що зумовлені існуванням електростанції як такої, питомих значення яких (C^{MRC}) розраховується по відношенню до електричної потужності електростанції (X). До другої складової входять витрати, що виникають внаслідок участі електростанції в покритті електричної потужності графіка електричних навантажень (ГЕН) ОЕС, питомих значення яких (C^{MRV}) розраховується по відношенню до обсягів виробленої електроенергії:

$$\sum_{\tau} \sum_{k} X_{\tau k} C_{\tau k}^{MRC} + \sum_{\tau} \sum_{s} \sum_{g} \sum_{z} \sum_{k} \sum_{f} h_{\tau s g z k f}^E Y_{\tau s g z k f}^E C_{\tau s g z k f}^{MRV} \rightarrow \min, \quad (1)$$

де $s \in S$ – індекс з множини сезонів; $g \in G$ – індекс з множини характерних діб; $z \in Z$ – індекс з множини зон ГЕН; $k \in K$ – індекс з множини типів електростанцій; h^E – тривалість роботи встановленої потужності X , яка використовується з електричним навантаженням Y^E .

У виразі (1) значення складових собівартості визначають для кожної технології, що розглядається в задачі математичного програмування впродовж її життєвого циклу [3] з використанням такої базової формули:

$$C_{\tau}^{MR} = \sum_{\tau=n+1}^{T+1} \left(\frac{[C_{(\tau-1)}^B i^A + C_{\tau}^3 (1+i)^3 + C_{\tau}^P + C_{\tau}^{3P} i^{3P} + C_{\tau}^V(f) + \frac{C_{\tau}^{BP} i^{BP} + C_{\tau}^{3P}}{(1-i^{Tax})}]}{(1+r)^{\tau}} + \frac{C_{\tau}^{3P} i^{3P} + C_{\tau}^V(f) + \frac{C_{\tau}^{BP} i^{BP} + C_{\tau}^{3P}}{(1-i^{Tax})}]}{(1+r)^{\tau}} \right), \quad (2)$$

де C_{τ}^B – балансова вартість об'єкта станом на останній календарний день періоду τ ; i^A – норма амортизації основних фондів об'єкта, $C_{\tau}^A = C_{(\tau-1)}^B i^A$ – обсяг амортизаційних нарахувань; C_{τ}^3 – сума заробітної плати основного виробничого персоналу, який задіяний в процесі виробництва основної продукції; i^3 – норма соціальних нарахувань на заробітну плату; C_{τ}^P – постійний обсяг фінансових ресурсів, що витрачається на підтримку основних фондів у працездатному стані, за виключенням заробітної плати основного виробничого персоналу; i^{3P} – відсоткова ставка за залученими підприємством банківськими кредитами C^{3P} , а C_{τ}^{3P} – повернення основної частки (тіла) кредиту; $C_{\tau}^V(f)$ – обсяг змінних витрат без урахування сплати основної частки залучених банківських кредитів, який визначається з урахуванням $C^{VF}_{\tau}(f)$ – вартості спожитого палива, $C^{VM}_{\tau}(f)$ – вартості спожитих непаливних матеріальних ресурсів, $C^{VE}_{\tau}(f)$ – суми екологічних платежів, $C^{VP}_{\tau}(f)$ – додаткових витрат на ремонти основних виробничих фон-

дів, які виникають внаслідок використання технології в режимах, що відрізняються від номінального за формулою $C^V_{\tau}(f) = C^{VF}_{\tau}(f) + C^{VM}_{\tau}(f) + C^{VE}_{\tau}(f) + C^{VP}_{\tau}(f)$.

З урахуванням необхідності визначити складові собівартості (C^{MRC} та C^{MRV}) формулу (2) представимо у вигляді:

$$C_{\tau}^{MR} = \sum_{\tau=n+1}^{T+1} \left(\frac{[C_{(\tau-1)}^B i^A + C_{\tau}^3 (1+i)^3 + C_{\tau}^P + C_{\tau}^{3P} i^{3P} + \frac{C_{\tau}^{BP} i^{BP} + C_{\tau}^{3P}}{(1-i^{Tax})}]}{(1+r)^{\tau}} + \frac{C_{\tau}^{3P} i^{3P} + C_{\tau}^V(f) + \frac{C_{\tau}^{BP} i^{BP} + C_{\tau}^{3P}}{(1-i^{Tax})}]}{(1+r)^{\tau}} \right) + \sum_{\tau=n+1}^{T+1} \frac{C_{\tau}^V(f)}{(1+r)^{\tau}}, \quad (3)$$

де перший доданок відноситься до постійних, а другий – до змінних витрат при виробництві електроенергії.

Абсолютні значення кожної складової змінних витрат залежать від таких головних чинників [3–5]: стану виробничого обладнання та режимів його використання протягом періоду, що розглядається, питомих витрат паливних та інших матеріальних ресурсів, які споживає об'єкт, та їх вартості, обсягів викидів забруднюючих речовин та парникових газів у навколишнє природне середовище та рівнів платежів за ці викиди. Для визначення впливу змінних витрат на собівартість виробництва електроенергії запишемо другий доданок формули (3) у вигляді:

$$C_{\tau}^{MRV} = \sum_{\tau=n+1}^{T+1} \left(\frac{C_{\tau}^{VF}(f, p) + C_{\tau}^{VM}(f)}{(1+r)^{\tau}} + \frac{C_{\tau}^{VE}(f) + C_{\tau}^{VP}(f)}{(1+r)^{\tau}} \right), \quad (4)$$

де $C^{VF}_{\tau}(f, p)$ – витрати на паливо, які залежать від режиму експлуатації f та ціни палива p , що дає можливість визначити вплив зміни вартості палива, а саме траєкторію, за якою відбувається ця зміна на собівартість виробництва електроенергії певної технології.

Для ілюстрації впливу траєкторії зміни вартості палива на рівень собівартості електроенергії використаємо детерміновано-стохастичну розрахункову модель життєвого циклу теплової електростанції, що використовує при-

Таблиця 1 – Вхідні дані для розрахунку собівартості електроенергії, що виробляється парогазовою тепловою електростанцією

Показник	Одиниці виміру	Мінімальне значення	Максимальне значення
Питомі капіталовкладення у встановлену потужність	Дол. США/кВт	1500	1700
Термін експлуатації	Років	35	45
Частка основних фондів – будівлі споруди	Відсотків	50	50
Частка основних фондів – виробниче обладнання	Відсотків	50	50
Штатний коефіцієнт	працівників / МВт	0,65	0,75
Умовно-постійні витрати на підтримку технології в працездатному стані	частка від інвестицій	0,01	0,02
Збільшення умовно-постійних витрат з часом	Відсотків / рік	1	1,5
Витрати на щорічні ремонти	частка від інвестицій	0,02	0,04
Збільшення витрат на щорічний ремонт з часом	Відсотків / рік	1	2
Вартість природного газу для першого етапу розрахунків	Дол. США/тонна умовного палива	300	300
Вартість природного газу через п'ятдесят років	Дол. США/тонна умовного палива	550	550
Коефіцієнт власних потреб	Відсотків	4	5
Питомі витрати природного газу	кг у.п./ МВт·год	240	240
Термін будівництва	років	3	5
Частка кредитних коштів	частка від інвестицій	0,5	0,67
Частка власних коштів	частка від інвестицій	0,5	0,33
Термін надання кредиту	Років	5	7,00
Процентна ставка за кредитом	Відсотків	6	10
Дисконт реальний	Відсотків	5	10
Прибутковість діяльності підприємства	Відсотків	12	16
Заробітна плата персоналу (в тому числі нарахування на ФЗП)	дол. США / працівник за рік	5000	8000
Коефіцієнт підвищення заробітної плати (без урахування інфляції)	відсотків на рік	1	2

родний газ, а саме – парогазової електростанції (ПГУ ТЕС). Як вхідні дані для розрахунку використано дані, що наведені в табл.1.

Дані, що наведені в табл.1, передбачають збільшення впродовж періоду моделювання, наприклад, таких показників як «Умовно-постійні витрати на підтримку технології в працездатному стані», які збільшуються на 1–1,5% щорічно, «Заробітна плата персоналу» – збіль-

шується на 1–2% щорічно і інших. Окремо дослідимо зміну вартості природного газу. Як видно з таблиці, вартість природного газу протягом періоду моделювання збільшується з 300 до 550 дол. США/тис. м³, але як саме буде відбуватись це зростання невідомо, що зумовлює необхідність розгляду різних варіантів траєкторій зміни вартості, наприклад, як на рис. 1.

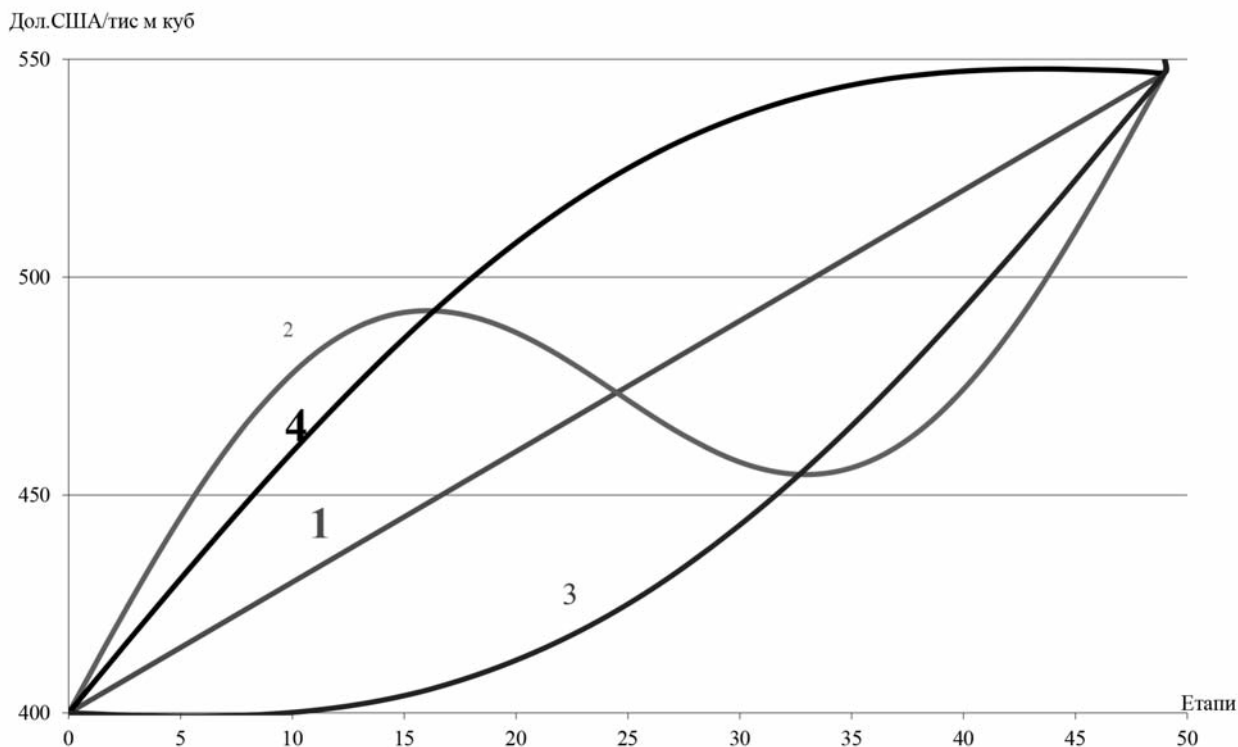


Рис.1. Вартість природного газу за чотирма сценаріями її зміни

Розрахунки, які виконані з використанням детерміновано-стохастичних моделей визначення собівартості виробництва електроенергії впродовж життєвого циклу ПГУ ТЕС за умови її роботи в номінальному режимі з постійним рівнем генерації електричної потужності, свідчать, що сценарій зміни вартості природного газу протягом періоду моделювання має суттєвий вплив на собівартість. Так, для сценарію 1, див. рис. 1, собівартість знаходиться на рівні 116 – 120 дол. США/МВт·год, для сценарію 2 – 112 – 114, для сценарію 3 – 102 – 106, а для сценарію 4 знаходиться в межах 120 – 124 дол. США/МВт·год. Таким чином, розбіжність між мінімальним (сценарій 3) та максимальним (сценарій 4) рівнем собівартості становить більше 17%.

Оскільки критерій оптимізації (1) є чутливим до складових собівартості електроенергії кожного з типів електростанцій, що розглядаються в задачі формування перспективної структури розвитку генеруючих потужностей, то внаслідок зменшення або збільшення собівартості електроенергії, що виробляє певна технологія, обсяги її участі в остаточному

рішенні з високою ймовірністю також будуть збільшені або зменшені. Така особливість показників собівартості, що розраховані з використанням моделей життєвого циклу, об'єктивно зумовлює більш детальне розроблення вхідних даних, зокрема, не тільки діапазонів майбутніх показників, а і траєкторій, за якими ці майбутні рівні будуть досягнуті.

ВИСНОВКИ

Встановлено, що моделі життєвого циклу, які використовуються для розрахунку техніко-економічних показників технологій виробництва електроенергії, є чутливими не тільки до діапазонів показників вхідних даних, а і до траєкторій їх зміни протягом всього періоду моделювання.

Використання показників собівартості виробництва електроенергії під час вирішення задачі прогнозування розвитку структури генеруючих потужностей, а саме в критерії оптимізації, який є чутливим до собівартості виробництва електроенергії певними технологіями, дозволяє отримувати рішення, які будуть від-

різнятися залежно від траєкторії зміни вхідних показників, що використовуються в моделях життєвого циклу як детермінованих, так і детерміновано-стохастичних.

Такі особливості моделей математичного програмування, які використовуються при вирішенні задачі прогнозування розвитку структури генеруючих потужностей національної енергосистеми, а також моделей життєвого циклу зумовлюють необхідність більш ретельного процесу підготовки вхідних даних.

1. *Integrated Resource Planning*, Joel N. Swisher, Gilberto de Marino Jannuzzi, Robert Y. Redlinger, UNEP & RISO National Laboratory, Denmark, 1997, 259 p.
2. *Оптимизация республиканского топливно-энергетического комплекса и его отраслевых систем*. АН України. Ін-т проблем енергосбереження / М.Н. Кулик, А.И. Юфа, Б.А. Костюковский и др. — К.: Наук. думка, 1992. — 215 с.

3. *Шульженко С.В.* Особливості розрахунку вартісних показників в задачах прогнозування розвитку електроенергетичних систем в ринкових умовах їх функціонування // *Проблеми загальної енергетики*. — 2008. — №18. — С. 16 — 20.

4. *Определение экономической эффективности капитальных вложений в энергетику*. Методика. Общие положения. ГКД 340.000.01–95. — Киев, 1995. — 51 с.

5. *Экономика энергетики: учеб. пособие для вузов* / Н.Д. Рогалев, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др.; под ред. Н.Д. Рогалева. — М.: издательство МЭИ, 2005. — 288 с.

Надійшла до редколегії 28.02.2014

Рецензент

Пров. наук. співроб. відділу оптимізації структури паливно-енергетичного комплексу ІЗЕ НАН України, канд. техн. наук, ст. наук. співр. Б.А. Костюковський