

ЕКОНОМІКА ECONOMY

УДК 620.9+338.2

М.Т. Стрелков, канд. техн. наук, старш. наук. співроб.
Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»

РЕГУЛЬОВАНА Й ДИФЕРЕНЦІЙОВАНА ТАРИФІКАЦІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Метою статті є застосування механізму перехресно диференційованої тарифікації електроенергії до існуючої системи регульованих тарифних ставок, з використанням структурного ланцюга «ціни-тарифи-контракти». З цієї метою методи регульованого ціноутворення поділено на три групи, які за своїм механізмом розрахунку регульованих цін (тарифних ставок) у різній мірі орієнтовані на процеси електропостачання та споживання електроенергії. Показано, що перехресно диференційована тарифікація реалізує системний підхід до формування тарифних ставок та є більш потужним механізмом, ніж дискримінаційне ціноутворення. Проаналізовано відповідність тарифних ставок можливим ознакам диференціації та проілюстровано механізм перехресно диференційованої тарифікації. Як результат, в існуючій системі тарифних ставок, інтегрованих і диференційованих у часі, сформовано підсистеми одноставкових і багатовставкових тарифів, а також підсистеми однокомпонентних і багатокомпонентних тарифів. Встановлено зв'язки між сформованими підсистемами. Показано відповідність сформованих підсистем тарифних ставок використовуваним контрактам на електропостачання (форвард, опціон покупця, опціон продавця).

Ключові слова: регульоване ціноутворення, дискримінація цін, перехресно диференційована тарифікація, лінійні та нелінійні ціни, підсистеми тарифних ставок, контракти на електропостачання.

Вступ. Ціноутворення, як засіб досягнення цілей цінової політики на рівні держави, галузі або фірми, може бути вільним і регульованим, дискримінаційним і диференційованим, лінійним і нелінійним. Метою застосування цінової дискримінації є збільшення прибутку виробників за рахунок перерозподілу на їх користь надлишку споживачів. Реалізація цінової дискримінації вимагає виконання певних умов, основними серед яких є наявність у виробника монопольної влади та неможливість перепродажу продукту ринку міжспоживачами. Це притаманне регульованому сектору електроенергетики, тільки ціни є регульованими, а прибуток не може перевищувати дозволений. Дискримінаційне ціноутворення за вільних або регульованих цін завжди є диференційованим.

Тарифікація електроенергії одночасно вимагає всеохоплюючого і поглибленого(системного) підходу до ціноутворення, оскільки безпосередньо пов'язана з реалізацією цінової стратегії фірми як обґрунтованого вибору ціни або переліку цін з декількох можливих варіантів. Оскільки диференційоване ціноутворення може бути як дискримінаційним, так і недискримінаційним, використовують систему тарифних ставок, диференційованих за певними ознаками через відповідні тарифні сітку, шкалу і компоненти. Системна тарифікація електроенергії, підґрунтям якої є теорія економічного регулювання, повинна базуватися на відповідності тарифних ставок перехресно диференційованим ознакам пов'язаних між собою у часі процесів електропостачання та споживання електроенергії.

Механізм тарифікації є замиканим, таким, що визначає ефективність ринкових перетворень на кожному етапі реорганізації електроенергетики, функціонування якої, як мережевої галузі, неможливе без природно монопольних утворень. Тому тарифікацію електроенергії розглянемо на прикладі класичної, вертикально інтегрованої, регульованої енергопостачальної компанії, яка є багатопродуктовою природною монополією та єдиним суб'єктом ринку в моделі всерівневої монополії на всіх стадіях технологічного процесу електропостачання [1-2].

Мета та завдання дослідження. Застосувати до існуючої системи регульованих тарифних ставок механізм перехресно диференційованої тарифікації електроенергії, використовуючи структурний ланцюг «ціни-тарифи-контракти». Узагальнено формалізувати й виділити серед методів регульованого ціноутворення групи методів, механізми розрахунку регульованих цін (тарифних ставок) за якими орієнтовані на процеси електропостачання та споживання електроенергії. Показати, що перехресно диференційоване тарифікаційне утворення, як засіб досягнення цілей цінової політики, реалізує системний підхід до тарифікації електроенергії та застосовує механізм, більш потужний, ніж дискримінаційне

ціноутворення. За ознаками, покладеними в основу механізму перехресно диференційованої арифікації, сформувати в існуючій системі тарифних ставок можливі підсистеми, встановити зв'язки між ними та пов'язати їх з існуючими контрактами на постачання електроенергії.

Прямі методи регульованого ціноутворення. До прямих будемо відносити методи, в основу яких покладено механізм безпосереднього розрахунку регульованих цін як результат взаємодії функцій ринкового попиту та економічних витрат виробництва енергопостачальної компанії. За таким механізмом встановлювані ціни будуть розв'язком оптимізаційної задачі з цільовою функцією суспільного добробуту ринку електроенергії (W , грн.), як сукупного надлишку споживачів (CS , грн.) і виробника (PS , грн.), та з обмеженням у вигляді умови безбитковості (отримання нульового економічного прибутку) енергопостачальної компанії. Формалізованим узагальненням подібної задачі є оптимізаційна задача дискримінаційного ціноутворення третього ступеня [3]:

$$\begin{cases} W = CS + PS = \sum_n CS_n(q_n) + T\pi(q) \rightarrow \max \\ \sum_n p_n(q_n) \times q_n - TC(q) = 0 \end{cases}, \quad (1)$$

де n – індекс сегменту ринку; $CS_n(q_n) = \int_0^{q_n} p_n(q_n) dq_n - p_n(q_n) \times q_n$ – надлишки споживачів на сегментах ринку, грн.; p_n, q_n – ціни (грн./кВт*год.) та обсяги (кВт*год.) попиту на сегментах ринку; $p_n(q_n)$ – обернена функція попиту на сегментах ринку; $T\pi(q) = \sum_n p_n(q_n) \times q_n - TC(q)$ – функція повного (економічного) прибутку компанії, грн.; $q = \sum_n q_n$ – сукупний обсяг купівлі-продажу електроенергії, кВт*год.; $TC(q)$ – функція повних (економічних) витрат виробництва, грн.

Розв'язують задачу (1) використовуючи метод невизначених множників Лагранжу:

$$L = [\sum_n \int_0^{q_n} p_n(q_n) dq_n - TC(q)] + \mu \times [\sum_n p_n(q_n) \times q_n - TC(q)] \rightarrow \max, \quad (2)$$

де L – функція Лагранжу, грн.; $\mu > 0$ – невизначений множник Лагранжу. Розв'язком задачі (2) будуть обсяги купівлі-продажу електроенергії на кожному сегменті ринку Q_n , кВт*год., використовуючи які, знаходять лінійні ціни Рамсея [3]:

$$P_n = p_n(q_n = Q_n) = MC(Q)/(1 + R/E_{d,p}^{(n)}), \quad (3)$$

де $Q = \sum_n Q_n$ – сукупний обсяг купівлі-продажу електроенергії за розв'язком задачі (2), кВт*год.; $MC(Q)$ – граничні витрати сукупного обсягу виробництва, грн./кВт*год.; $E_{d,p}^{(n)}$ – цінові еластичності попиту на сегментах ринку; $R = \mu/(1 + \mu)$ – число Рамсея, $0 < R < 1$.

За відсутності цінової дискримінації ($n = 1$) оптимізаційна задача (1)-(2) спрощується, і ми отримуємо друге найкраще рішення цінового регулювання. За цим рішенням оптимальна лінійна ціна P_2 та обсяг Q_2 купівлі-продажу електроенергії визначаються координатами точки перетину ліній оберненої функції ринкового попиту $p(q)$ та функції середніх витрат виробництва $AC(q)$, грн./кВт*год., енергопостачальної компанії [3-4]:

$$p(q) = AC(q) \rightarrow P_2 = AC(Q_2). \quad (4)$$

За неактивного обмеження ($\mu = 0$) та відсутності цінової дискримінації ($n = 1$) маємо перше найкраще рішення цінового регулювання, за яким оптимальна лінійна ціна P_1 та обсяг Q_1 купівлі-продажу електроенергії визначаються координатами точки перетину ліній оберненої функції ринкового попиту $p(q)$ та функції граничних витрат виробництва $MC(q)$, грн./кВт*год., енергопостачальної компанії [3-4]:

$$p(q) = MC(q) \rightarrow P_1 = MC(Q_1). \quad (5)$$

Прямі методи (3)-(5) за формалізації (1)-(2) вважаються ідеальними [5], оскільки досягається максимальний добробут ринку (5) або мінімізуються його втрати (3)-(4). Для цього прямі методи регульованого ціноутворення потребують знання оберненої функції ринкового попиту й однієї з функцій економічних витрат виробництва, оскільки, як відомо, фірма-монополія не має функції ринкової пропозиції. Тому за своїм ідеальним механізмом розрахунку прямі методи більш орієнтовані на процес споживання, ніж постачання електроенергії.

Непрямі методи регульованого ціноутворення. До непрямих будемо відносити методи, в основу яких покладено механізм опосередкованого розрахунку регульованих цін, рівень яких буде забезпечувати енергопостачальній компанії достатній для отримання дозволеного бухгалтерського прибутку виторг. Механізм непрямих методів за недискримінаційного ціноутворення формалізується узагальнюючим рівнянням дозволеного прибутку ($T\pi$, грн.) енергопостачальної компанії, визначеного як частка бази (RB) для нарахування прибутку [4-5]:

$$T\pi = RR(Q) - TC(Q, K) = P \times Q - [TVC(Q) + TFC(K) + Tax] = s \times RB, \quad (6)$$

де $RR = P \times Q$ – потрібний виторг, грн.; P, Q – ціна (грн./кВт*год.) та обсяг продажу (кВт*год.) електроенергії; TC – повні (бухгалтерські) витрати, грн.; TVC – повні змінні (операційні) витрати, грн.; TFC – повні постійні (капітальні) витрати, грн.; K – обсяг капіталу, інвестованого в основну виробничу діяльність, грн.; Tax – сума податку на прибуток, грн.; s – встановлена норма прибутку; $s \times RB$ – сума дозволеного прибутку, грн.

Перепишемо рівняння (6) як узагальнену формулу лінійної ціни за непрямыми методами:

$$P = RR/Q = (TC + T\pi)/Q = AC + A\pi = (1 + m) \times AC, \quad (7)$$

де AC – середні витрати, грн./кВт*год.; $A\pi$ – середній прибуток, грн./кВт*год.; m – норма надбавки до середніх витрат. За формулою (7) непрямі методи реалізують принцип ціноутворення «витрати плюс надбавка», де остання дорівнює

$$m = A\pi/AC = T\pi/TC = s \times (RB/TC),$$

а непрямі методи вважаються витратними методами регульованого ціноутворення.

Можливий вибір нормованої бази RB визначається змінними рівняння дозволеного прибутку (6), за якими називають показник рентабельності та відповідний йому непрямий метод регульованого ціноутворення, які зведено у таблицю 1, де AR позначає середній виторг компанії, грн./кВт*год.

Таблиця 1

Показники непрямих методів регульованого ціноутворення.

Регулювання норми прибутку за:	Нормована база(RB)	Дозволений прибуток($T\pi$)	Середній прибуток($A\pi$)	Норма надбавки(m)
обсягом випуску	Q	$s \times Q$	s	s/AC
обсягом продажу	TR	$s \times TR$	$s \times AR$	$s/(1 - s)$
витратами виробництва	TC	$s \times TC$	$s \times AC$	s
інвестованим капіталом	K	$s \times K$	$s \times (K/Q)$	$s \times (K/TC)$

Недискримінаційні лінійні ціни (7) за непрямыми методами, зібраними у таблиці 1, не є оптимальними, оскільки вони не отримані як розв'язок оптимізаційної задачі. У разі застосування, наприклад, цінової дискримінації третього ступеня потрібний виторг буде розраховуватися за формулою:

$$RR = \sum_n P_n \times Q_n, \quad (8)$$

де обсяги проданої на сегментах ринку електроенергії за n -ою ціною позначені як Q_n, P_n . Обидва рівняння (6) і (8) не вимагають встановлення економічно ефективних цін, головне щоб вони покривали повні витрати виробництва, включаючи податок на прибуток, та забезпечували дозволений прибуток [5].

Оскільки непрямі методи регульованого ціноутворення не потребують знання функцій ринкового попиту і пропозиції, але потребують знання бухгалтерських витрат виробництва, включаючи затрати самих факторів виробництва, за своїм витратним механізмом розрахунку вони більш орієнтовані на процес постачання ніж споживання електроенергії.

Змішані методи регульованого ціноутворення. До змішаних будемо відносити методи, в основу яких покладено механізм прогнозного розрахунку дозволених змін верхньої межі цінового показника (ціни, виторгу, індексу цін) відносно його базового рівня, значення якого можуть бути отримані за допомогою як прямих (орієнтованих на споживання), так і непрямих (орієнтованих на постачання) методів регульованого ціноутворення.

Вихідним положенням методу верхньої межі ціни є те, що відносно збільшення цін енергопостачальною компанією не повинно перевищувати рівень інфляції по економіці в цілому, що формалізується рівнянням у відносних одиницях [6-8]:

$$\Delta P/P = \alpha \times I_E = (1 - \beta) \times I_E = I_E - X, \quad (9)$$

де $I_E > 0$ – індекс інфляції; $0 < \alpha < 1$ – коефіцієнт зростання цін; $\beta = (1 - \alpha)$ – коефіцієнт відставання зростання цін; $X > 0$ – дефлятор зростання цін. Останній порівнює відносну динаміку зміни цін факторів виробництва та факторної продуктивності по економіці в цілому та регульованої енергопостачальної компанії. Інакше кажучи, відносне зростання цін (9) не повинно перевищувати різницю між індексом інфляції та дефлятором зростання цін з урахуванням можливого коригування, що у грошових одиницях приймає вигляд нерівності:

$$P_t \leq P_0 \times (1 + I_E - X \pm Z)_t, \quad t = (\overline{1, T}), \quad (10)$$

де P_t – дозволений рівень ціни, грн./кВт*год.; P_0 – базовий рівень ціни, грн./кВт*год.; t – інтервал регулювання, рік; T – горизонт регулювання, роки; Z – показник коригування рівня ціни (враховує обставини, які не є контрольованими, але повинні враховуватися компанією). Компанія самостійно встановлює ціни, рівень яких протягом інтервалу регулювання не перевищує верхню межу (10), а відносний рівень зростання цін протягом горизонту регулювання може досягти значення:

$$P_t/P_0 = \prod_{t=1}^{t=T} (1 + I_E - X \pm Z)_t.$$

У разі застосування, наприклад, цінової дискримінації третього ступеня в якості цінового показника використовують верхню межу виторгу компанії або верхню межу індексу цін, встановлених компанією. За методом верхньої межі виторгу маємо:

$$RR_{t+1} \leq (RR_t + \sum_n R_{n,t+1} \times \Delta Q_{n,t+1}) \times (1 + I_E - X \pm Z)_{t+1}, \quad t = (\overline{0, T}), \quad (11)$$

де RR_t – досягнутий на попередньому інтервалі регулювання потрібний виторг, грн.; n – індекс сегменту ринку; R_n – споживання електроенергії у грошовому еквіваленті на одного споживача, грн.;

ΔQ_n – зміна кількості споживачів протягом інтервалу регулювання. Аналогічно за методом верхньої межі індексу цін:

$$API_{t+1} \leq PCI_t \times (1 + I_E - X \pm Z)_{t+1}, \quad t = (\overline{0}, \overline{T}), \quad (12)$$

де API – індекс дійсних цін, %; PCI – верхня межа індексу цін, %.

Змішані методи вважаються стимулюючими, оскільки додатковий прибуток, який компанія може отримати за рахунок зменшення витрат виробництва протягом горизонту регулювання, може залишитися компанії або бути розділений між компанією та споживачами її продукції.

Змішані методи потребують поінформованості стосовно функцій ринкового попиту і витрат виробництва для встановлення базового рівня цінових показників (10)-(11), для яких базова верхня межа індексу цін (12) дорівнює 100%. Оскільки дозволені зміни верхньої межі цінового показника одночасно залежать від індексу інфляції та дефлятора зростання цін, змішані методи регульованого ціноутворення за своїм стимулюючим механізмом розрахунку однаково орієнтовані на обидва процесипостачання та споживання електроенергії.

Інтегровані у часі та диференційовані за часом тарифи. Вихідною, всеохоплюючою(загальносистемною) диференціацією тарифних ставок є їх розподіл на тарифні ставки інтегровані у часі й тарифні ставки диференційовані за часом. Оскільки споживання на кожному часовому інтервалі можна вважати інтегрованим, то інтегровані у часі тарифні ставки є складовими тарифних ставок диференційованих за часом, тобто останні будуються з використанням перших. Тому складовою механізму диференційованої тарифікації електроенергії є перехресне використання тарифних ставок у часі.

Диференційовані за часом тарифні ставки враховують варіювання споживання електроенергії у часі та відповідні цьому зміни витрат виробництва енергопостачальної компанії з урахуванням достатності встановленої електричної потужності. Тобто вони є одночасно орієнтованими на процеси постачання та споживання електроенергії. Періоди часу, охоплювані підсистемою тарифних ставок за міжчасовою диференціацією, наступні:

тарифи реальному часу, диференційовані за кожною годиною (60 хвилин) або протягом кожної години (поки що 30 хвилин), передумовою чого є вільне ціноутворення в нерегульованому секторі ринку електроенергії;

багатозонні тарифи, диференційовані за часом доби (тривалістю більше години), передумовою чого є висхідний характер короткострокових граничних витрат виробництва та нерівномірність споживання електроенергії протягом доби;

календарні тарифи, диференційовані за днями тижня (робочі, вихідні, свята), передумовою чого є нерівномірність споживання електроенергії протягом тижня;

сезонні тарифи, диференційовані за порою року, передумовою чого є коливання протягом року вартості палива й температури зовнішнього повітря;

тарифи на переривання, диференційовані за часом максимального навантаження енергосистеми, передумовою чого є дефіцит встановленої електричної потужності та згода споживачів обміняти низьку якість електропостачання на низьку ціну електроенергії.

Інтегровані у часі тарифні ставки, як показано далі, диференціюються за ознаками споживання та постачання електроенергії, утворюючи тим самим відповіді підсистеми тарифних ставок, наведених далі.

Одноставкові та багатоставкові тарифи. Пряма тарифікація (нульова диференціація) передбачає єдину тарифну ставку для оплати кожної одиниці спожитої електроенергії, врахованої лічильниками. *Прямий (простий) тариф* по лічильнику електроенергії являє собою лінійну ціну, оскільки повні видатки споживача TE (грн.), відповідно до виставленого рахунку, будуть лінійною функцією $TE = T \times Q$, де T – тарифна ставка оплати електроенергії, спожитої в обсязі Q [5]. Перше (5) і друге (4) найкраще рішення та ціни (7) і (10) є прикладами прямої тарифікації із різними механізмами розрахунку. Тарифи за нульовою диференціацією споживання електроенергії утворюють підсистему *одноставкових тарифів*, які завжди є лінійними цінами.

Тарифи за диференціацією використання враховують мету споживання електроенергії та реалізують дискримінацію цін третього ступеня. Електроенергію продають по різним цінам неоднорідним за ціновою еластичністю попиту групам споживачів, які утворюють відповідні сегменти ринку. Лінійні ціни (3), (8) та за нерівностями (11)-(12) є прикладами диференційованих за метою використання *сегментних тарифів* із різними механізмами розрахунку. Серед них тільки ціни Рамсея (3) є *соціально справедливими* тарифами, оскільки тільки вони мінімізують втрати суспільного добробуту ринку. Встановлення інших рівнів тарифних ставок, які забезпечують безбитковність виробництва, але не є цінами Рамсея, може викликати перехресне субсидування. Так звані *соціально орієнтовані* тарифи використовують у цьому контексті змішану диференціацію, поділяючи, як правило, побутовий сегмент ринку на неоднорідні групи споживачів за доходною еластичністю попиту, встановлюючи їм різні ціни. Після визначення рівнів тарифних ставок, на кожному сегменті ринку використовується свій прямий тариф по лічильнику електроенергії.

Тарифи за кількісною диференціацією враховують обсяг спожитої електроенергії та реалізують дискримінацію цін другого ступеня. Так *ступінчастий тариф* задає тарифну шкалу, яка складається щонайменш з двох тарифних ставок, серед яких для оплати кожної одиниці спожитої електроенергії вибирається тільки та ставка, нижній поріг ступеня споживання якої перевищено у найменшій мірі. Ступінчастий тариф являє собою лінійну ціну, оскільки повні видатки споживача є лінійною функцією:

$$TE = T_i \times Q, \quad Q_{i-1} < Q \leq Q_i, \quad i = (\overline{1, n}), \quad Q_0 = 0,$$

де Q_{i-1}, Q_i – відповідно нижній і верхній пороги i -го ступеня споживання; T_i – тарифна ставка i -го ступеня; n – кількість ступенів тарифної шкали. *Блочний тариф* задає тарифну сітку, яка складається щонайменш з двох тарифних ставок, кожна з яких вибирається для оплати кожної одиниці спожитої електроенергії тільки у визначеному для неї прирісному блоці споживання. Блочний тариф вже являє собою нелінійну ціну, оскільки повні видатки споживача є нелінійною функцією за рахунок фіксованої плати за кожен повністю спожитий блок електроенергії:

$$TE = \sum_{i=1}^m T_i \times \Delta Q_i + T_{m+1} \times (Q - \sum_{i=1}^m \Delta Q_i), \quad i = (\overline{1, n}), \quad m < n,$$

де $\Delta Q_i = Q_i - Q_{i-1}$ – максимальний обсяг електроенергії, спожитої в i -ому блоці; Q_{i-1}, Q_i – відповідно нижній і верхній пороги i -го блоку; T_i – тарифна ставка i -го блоку; n – кількість блоків тарифної сітки; m – кількість повністю спожитих блоків електроенергії; $(m + 1)$ – індекс замикаючого, неповністю спожитого блоку електроенергії.

Якщо співвідношення рівнів тарифних ставок «відповідає» закону попиту ($T_i > T_{i+1}$), то маємо *регресивний* ступінчастий або блочний тариф, що узгоджується із спадним характером середніх витрат постійної або сильної природної монополії [2]. Якщо співвідношення рівнів тарифних ставок «відповідає» закону пропозиції ($T_i < T_{i+1}$), то маємо *прогресивний* ступінчастий або блочний тариф, що узгоджується із зростаючим характером середніх витрат слабкої природної монополії. Тому механізм розрахунку ступінчастого і блочного тарифів є витратним [2]. Рівні тарифних ставок, визначені за тарифною шкалою для кожної ступені або за тарифною сіткою для кожного блоку, являють собою набір прямих тарифів по лічильнику електроенергії, послідовно змінюваних із збільшенням обсягу спожитої електроенергії.

Тарифи із змішаною диференціацією одночасно застосовують диференціацію використання, яка є первинною (визначальною), та кількісну диференціацією, яка є вторинною. Якщо на кожному сегменті ринку встановлюється свій ступінчастий тариф, то отримуємо *ступінчасто-сегментні тарифи*, які є лінійними цінами. Якщо на кожному сегменті ринку встановлюється свій блочний тариф, то отримуємо *блочно-сегментні тарифи*, які вже є нелінійними цінами.

Тарифи за кількісною диференціацією, диференційовані за метою використання та змішано диференційовані утворюють підсистему *багатоставкових тарифів*, які можуть бути як лінійними, так і нелінійними цінами. Основою диференційованих багатоставкових тарифів є одноставкові тарифи з нульовою диференціацією.

Однокомпонентні та багатоконпонентні тарифи. Одноставкові та багатоставкові тарифи, диференційовані за ознаками процесу споживання електроенергії, утворюють підсистему *однокомпонентних тарифів*, зібраних у матричній таблиці 2. Оскільки матриця відповідності є повною (немає жодного співпадаючого стовпця та рядка), її розбудова неможлива без подальшої диференціації системи тарифних ставок, але вже за ознаками процесу електропостачання. Тому підсистема *багатоконпонентних тарифів* обов'язково використовує тарифні ставки підсистеми однокомпонентних тарифів. Тобто складовою механізму диференційованої тарифікації електроенергії є перехресне використання тарифних ставок між створюваними підсистемами.

Таблиця 2

Матриця відповідності однокомпонентних тарифів.

Диференціація	нульова	використання (змішана*)	кількісна	
лінійний	Так	Так	Так	-
нелінійний	-	Так	-	Так
одноставковий	Так	-	-	-
багатоставковий	-	Так	Так	Так
Тарифи	прямий	сегментний*	ступінчастий	блочний

*ступінчасто-сегментний і блочно-сегментний

Регульована енергопостачальна компанія може реалізовувати вибрану цінову стратегію через призначення тарифних ставок, які задовольняють рівнянню потрібного виторгу:

$$RR = \sum_m T_m \times Q_m = [TFC(K) + Tax + s \times RB] + AVC \times Q = RR, \quad (13)$$

яке отримане з рівняння (6) з урахуванням формули (8), але в якому тепер m – це індекс продукту, вироблюваного або надаваного компанією; Q_m, T_m – обсяг продажу m -го продукту виробництва за m -ою

тарифною ставкою; AVC – середні змінні витрати, грн./кВт*год., постачання сукупного обсягу електроенергії Q . Оскільки рівняння (13) не вимагає оптимальних або економічно ефективних цін, передумовою створення багатокомпонентних тарифів є продуктова або витратна диференціація, різниця між якими пов'язана з використанням лівої або правої частини рівняння потрібного виторгу. Зауважимо, що у лівій частині рівняння (13) можуть використовуватися як лінійні, так і нелінійні ціни.

За витратною диференціацією сукупні витрати виробництва поділяються на постійну і змінну складові. Постійна складова, незалежна від обсягу виробництва (перший складник у правій частині (13)), враховує, зокрема, капітальні витрати на встановлену електричну потужність. Змінна складова, залежна від обсягу виробництва (другий складник у правій частині (13)), пов'язана із операційні витратами. Так двокомпонентний тариф щонайменш розділяє вартість встановленої електричної потужності виробника через *основну тарифну ставку*, як плату за абовану електричну потужність споживача, та вартість поставленої виробником електричної енергії через *додаткову тарифну ставку*, як плату за спожиту і враховану лічильниками споживача електроенергію.

Продуктова диференціація визначає кількість компонент тарифу, за якою електроенергія є одним (єдиним) виробленим продуктом (товаром), всі інші продукти виробництва є надаваними енергопостачальною компанією послугами. За основними тарифними ставками споживачі найчастіше оплачують приєднання до електричної мережі певного класу напруги, оренду вимірювального обладнання різного класу складності, включаючи зчитування показань і виставлення рахунків, та абовану електричну потужність (встановлену власну сумарну, максимально використовувану або одночасну з максимумом навантаження системи). В якості додаткових тарифних ставок для оплати спожитої електроенергії використовуються одноставкові й багатовставкові однокомпонентні тарифи.

Вищезгаданий двокомпонентний тариф також вказує на можливість диференціації споживачів за необхідною інтенсивністю електропостачання (основна ставка) та можливими обсягами споживання електроенергії (додаткова ставка). Тому до основної тарифної ставки, як і до додаткової, може бути застосована диференціація використання та кількісна диференціація інтенсивності електропостачання. Якщо, наприклад, енергопостачальна компанія закуповує електроенергію на оптовому ринку, то може використовуватись трикомпонентний тариф з двома основними й однією додатковою ставками. За основними ставками можуть сплачуватися послуги розподілення електроенергії низьковольтними електричними мережами та розповсюдження її між кінцевими споживачами. Додатковою ставкою буде середньозважена вартість купованої на оптовому ринку електроенергії. При цьому всі компоненти тарифу будуть диференційовані за ознаками груп споживачів і класу напруги приєднання.

Для виставлення рахунку за багатокомпонентних тарифів одночасно використовують щонайменш одну основну й одну додаткову ставки (двокомпонентний тариф). Тому багатокомпонентні тарифи завжди є нелінійними цінами, оскільки повні видатки споживачів складаються з фіксованої плати за основними тарифними ставками та змінної плати за додатковими тарифними ставками.

Підсистеми тарифів у контрактах на електропостачання. Комерційні взаємовідносини між енергопостачальною компанією та споживачами її продукції визначаються контрактами на постачання електроенергії. За визначенням, контракт – це договір (комерційна угода), або домовленість сторін щодо взаємних зобов'язань стосовно купівлі-продажу активу договору в майбутньому. До переваг підписання контрактів відносять скорочення транзакційних витрат (на укладання, проведення і завершення угоди), управління ризиком (у тому числі ціновим) та стимулювання ефективної поведінки сторін (наприклад, управління енерговикористанням). Контракти на постачання електроенергії пропонують споживачам фіксовані протягом певного періоду часу тарифи, а виробники забезпечують необхідну якість електропостачання відповідно до встановлених тарифів [9]. Використовувані у контрактах тарифи можуть бути однокомпонентними або багатокомпонентними, інтегрованими у часі або диференційованими за часом.

Контракти на постачання електроенергії, в яких ціну встановлюють, використовуючи однокомпонентні тарифи, припускаючи «необмежене» електропостачання, відносять до форвардних контрактів. Видатки споживача за таким контрактом, незважаючи на наявність витрат енергопостачальної компанії, можуть бути нульовими, якщо він не споживав електроенергію протягом визначеного угодою терміну часу.

Використання багатокомпонентних тарифів потребує зміни типу контракту. Так з технологічної точки зору двокомпонентний тариф диференціює необхідну швидкість електропостачання та можливу тривалість споживання електроенергії. Перше визначається встановленою електричною потужністю виробника, готового постачати свою продукцію в любий момент часу, друге – нерівномірним і переривчастим характером попиту (за бажанням) споживачів на продукцію виробника. Тому з комерційної точки зору двокомпонентний тариф розділяє фіксовану плату за право споживача користуватися потужностями виробника та змінну плату за отриману споживачем продукцію виробника. Інакше кажучи, основна тарифна ставка – це ціна доступності товару, додаткова тарифна ставка – це ціна використання (споживання) товару. Тепер видатки споживача складаються з фіксованої плати, що

сплачується ним незалежно від факту споживання електроенергії, та змінної плати, яка сплачується у разі купівлі та залежить від обсягу спожитої електроенергії.

Контракти на постачання електроенергії, структура ціни в яких відповідає вищевизначеній, припускаючи «необмежене» електропостачання, відносять до опціонних контрактів. У нашому випадку - це опціон покупця, який дає покупцю право, але не обов'язок купувати електроенергію протягом визначеного угодою терміну часу. За таким контрактом фіксована плата за право споживача користуватися виробничими потужностями виробника є опціонною премією, а додаткова тарифна ставка – ціною виконання контракту. Оскільки встановлена електрична потужність як фізична величина не є товаром або послугою, опціонну премію можна розглядати як специфічну форму оплати споживачем лізингу виробничого обладнання, яке він бере в оренду у енергопостачальної компанії з одночасною передачею його їй в управління.

У разі використання тарифів на переривання електропостачання маємо опціонний контракт продавця, за яким він отримує право, але не обов'язок продавати електроенергію протягом визначеного угодою терміну часу. За цим контрактом різниця між тарифними ставками без переривання і на переривання електропостачання є базою для нарахування опціонної премії, яка покупцю не виплачується, а зараховується у вигляді меншої тарифної ставки на переривання, яка стає ціною виконання контракту. Невиплата опціонної премії також дозволяє трактувати контракт на переривання електропостачання як форвардний контракт.

Взагалі форвардні й опціонні контракти на постачання є нестандартизованими, позабіржовими угодами, за якими ціни встановлюються за домовленістю сторін та є конфіденційними. За регульованої тарифікації електроенергії тарифні ставки навпаки є загальновідомими та затверджуються регуляторним органом, що розширює можливості застосування форвардних й опціонних контрактів на постачання.

Висновки.

1. Методи регульованого ціноутворення за відповідністю процесам електропостачання та споживання електроенергії поділяються на три групи. Прямі методи за своїм ідеальним механізмом розрахунку орієнтовані на процес споживання електроенергії, непрямі методи за своїм витратним механізмом розрахунку – на процес електропостачання. Змішані методи за своїм стимулюючим механізмом розрахунку орієнтовані на обидва процеси електропостачання та споживання електроенергії.

2. Застосований механізм диференційованої тарифікації електроенергії полягає у перехресному використанні тарифних ставок у часі та між створюваними підсистемами. Загальносистемною диференціацією тарифних ставок є їх розподіл на тарифні ставки, інтегровані у часі, й тарифні ставки, диференційовані за часом. Перші диференціюються за ознаками електропостачання та споживання електроенергії, останні – за ознаками міжчасової диференціації, одночасно орієнтованої на обидва процеси.

3. Тарифи за нульовою диференціацією споживання утворюють підсистему одноставкових тарифів, які завжди є лінійними цінами. Тарифи за кількісною диференціацією, диференціацією використання та змішано диференційовані утворюють підсистему багатоставкових тарифів, які можуть бути лінійними і нелінійними цінами. Одноставкові й багатоставкові тарифи утворюють підсистему однокомпонентних тарифів.

4. Підсистема багатокомпонентних тарифів розділяє, використовуючи витратну диференціацію, необхідну швидкість (інтенсивність) електропостачання та можливу тривалість (обсяги) споживання електроенергії через основні та додаткові ставки, кількість компонент яких визначається продуктовою диференціацією. Підсистема багатокомпонентних тарифів використовує тарифні ставки підсистеми однокомпонентних тарифів у якості додаткових ставок.

5. Однокомпонентні тарифи застосовуються як ціни у форвардних контрактах на електропостачання, багатокомпонентні тарифи – в опціонних контрактах на електропостачання.

Список літератури

1. Стрелков М.Т. Лібералізація в системі ринку електричної енергії // Енергетика та електрифікація. – 2012. – № 10. – С.10-17.
2. Стрелков М.Т. Розвиток природної монополії в електроенергетиці: змінні, індекси, стійкість, стадії. // Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 12. – С.32-38.
3. Berg S.V., Tschirhart J. Natural Monopoly Regulation: Principles and Practice. – Cambridge University Press, 1988. – 564 p.
4. Train K.E. Optimal Regulation: the Economic Theory of Natural Monopoly. – MIT, 1991. – 338 p.
5. Віскузі В.К., Вернон Д.М., Гарингтон Д.Е. Економічна теорія регулювання та антимонопольна політика. – К.: Основи, 2004. – 1047 с.
6. Schmalensee R. The Control of Natural Monopolies. – Lexington Books, 1979. – 179 p.
7. Waterson M. Regulation of the Firm and Natural Monopoly. – Basil Blackwell, 1988. – 164 p.
8. Shepherd W.G. The Economics of Industrial Organization. – Prentice Hall, 1990. – 566 p.
9. Hunt S., Shuttleworth G. Competition and Choice in Electricity. – Wiley, 1996. – 237 p.

M.T. Strelkov

National Technical University of Ukraine "Kyiv Polytechnic Institute"

REGULATED AND DIFFERENTIATED TARIFFICATION OF ELECTRICITY

The purpose of the article is to apply the mechanism of cross-differentiated electricity tariffication to the existing system of regulated tariffs in accordance with the structure chain of "prices-tariffs-contracts". With this purpose methods of regulated pricing are divided into three groups of methods which are one way or another orientated towards the processes of electricity supply or electricity consumption according to their mechanism of regulated prices (tariffs) calculation. It is shown that cross-differentiated tariffication makes use of system approach to form electricity tariffs and that is more powerful mechanism than discriminatory pricing. Correspondence between electricity tariffs and possible indications of differentiation has been analyzed. The mechanism of cross-differentiated tariffication has been illustrated. As a result in the existing system of electricity tariffs integrated and differentiated by time, subsystems of one-part and multipart tariffs have been formed as well as subsystems of one-component and multicomponent tariffs. Connections between the formed tariffs subsystems are established. Correspondence between the formed electricity tariffs subsystems and contracts using for electricity supply is shown (forward, call option, put option).

Key words: regulated pricing, price discrimination, differentiated tariffication, linear and nonlinear prices, tariffs subsystems, contracts for electricity supply.

1. Strelkov M.T. Liberalization in the System of Electricity Market. // Energy and electrification. – 2012. – № 10. – С.10-17.
2. Strelkov M.T. Natural Monopoly Development in Electricity Industry: variables, indexes, sustainability, stages. // Energy and electrification. – 2014. – № 12. – С.32-38.
3. Berg S.V., Tschirhart J. Natural Monopoly Regulation: Principles and Practice. – Cambridge University Press, 1988. – 564 p.
4. Train K.E. Optimal Regulation: the Economic Theory of Natural Monopoly. – MIT, 1991. – 338 p.
5. Viscusi W.K., Vernon J.M., Harrington J.E. Economics of Regulation and Antitrust. – K.: Osnowy, 2004. – 1047 с.
6. Schmalensee R. The Control of Natural Monopolies. – Lexington Books, 1979. – 179 p.
7. Waterson M. Regulation of the Firm and Natural Monopoly. – Basil Blackwell, 1988. – 164 p.
8. Shepherd W.G. The Economics of Industrial Organization. – Prentice Hall, 1990. – 566 p.
9. Hunt S., Shuttleworth G. Competition and Choice in Electricity. – Wiley, 1996. – 237 p.

УДК 620.9+338.2

М.Т. Стрелков, канд. техн. наук, ст. науч. сотр.

Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт» РЕГУЛИРУЕМАЯ И ДИФФЕРЕНЦИРОВАННАЯ ТАРИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Целью статьи является применение механизма перекрестно дифференцированной тарификации электроэнергии к существующей системе регулируемых тарифных ставок с использованием структурной цепочки «цены-тарифы-контракты». С этой целью методы регулируемого ценообразования разбиты на три группы методов, которые согласно своему механизму расчета регулируемых цен (тарифных ставок) в разной степени ориентированы на процессы электроснабжения и потребления электроэнергии. Показано, что перекрестно дифференцированная тарификация реализует системный подход к формированию тарифных ставок и является более мощным механизмом, чем дискриминационное ценообразование. Проанализировано соответствие тарифных ставок возможным признакам дифференциации и проиллюстрировано механизм перекрестно дифференцированной тарификации. Как результат, в существующей системе тарифных ставок, интегрированных и дифференцированных во времени, сформированы подсистемы одноставочных и многоставочных тарифов, а также подсистемы однокомпонентных и многокомпонентных тарифов. Установлены связи между сформированными подсистемами. Показано соответствие сформированных подсистем тарифных ставок используемым контрактам на электроснабжение (форвард, опцион покупателя, опцион продавца).

Ключевые слова: регулируемое ценообразование, дискриминация цен, перекрестно дифференцированная тарификация, линейные и нелинейные цены, подсистемы тарифных ставок, контракты на электроснабжение.

Надійшла 18.05.2015

Received 18.05.2015