

# ЕКОНОМІЧНІ МЕХАНІЗМИ УПРАВЛІННЯ ПОПИТОМ НА РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

## ECONOMIC MECHANISMS OF DEMAND MANAGEMENT AT ELECTRICITY MARKET



**Віктор ЛІР,**  
кандидат економічних наук,  
Інститут економіки та прогнозування  
НАН України, Київ

**Victor LIR,**  
PhD in Economics,  
Institute for Economics and Forecasting,  
Ukrainian NAS, Kyiv



**Олександр БИКОНЯ,**  
Інститут економіки та прогнозування  
НАН України, Київ

**Oleksandr BYKONYA,**  
Institute for Economics and Forecasting,  
Ukrainian NAS, Kyiv

Опалювальний сезон 2014/15 років став чи не найскладнішим за всю історію незалежності України. Дисбаланс в енергосистемі між виробництвом електроенергії та попитом дійшов до критичного рівня, що призвело до застосування практики віялових відключень споживачів електроенергії. Проблеми з поставками природного газу та вугілля становлять загрозу енергетичній безпеці країни, що стало предметом розгляду Ради національної безпеки та оборони України, рішення якої імplementовані відповідними Указом Президента України та постановою Кабінету Міністрів України [1-3]. Сучасну ситуацію можна порівняти лише з початком 90-х років минулого століття, коли енергосистема країни перебувала на межі розвалу та ризиком формування енергетичних островів. У зв'язку зі зростанням тарифів на електроенергію та природний газ і враховуючи стан промисловості та рівень доходів населення, слід очікувати розгортання кризи неплатежів.

Стрімке підвищення цін на паливо та фізичний знос більшої частини енергоблоків на тлі нестачі коштів на реконструкцію існуючих та будівництво нових маневрених генеруючих потужностей ОЕС України визначає актуальність пошуку нових ефективних рішень, спрямованих на збалансування вітчизняної енергосистеми. Практика багатьох зарубіжних країн показує, що одним зі шляхів вирішення даного питання може бути використання комплексу заходів, спрямованих на управління попитом.

Проблема управління попитом у теоретичному аспекті достатньо ґрунтовно розкрита у працях вітчизняних та зарубіжних вчених. Механізми управління попитом та споживанням електроенергії, використання диференційованих тарифів досліджували О. Згуровець, Г. Костенко [4], Н. Мица [5], Н. Находов [6], Б. Папков [7] та інші. У своїх працях вони проаналізували закордонний досвід застосування методів управління попитом та переваги використання диференційованих тарифів. Питання трансформації архітектури та розвитку електроенергетики на основі

сучасних інформаційно-комунікаційних технологій в своїх працях досліджували такі вітчизняні вчені, як: Б. Стогній, О. Кириленко, С. Денисюк [8; 9], С. Дубовський [10]. У роботах названих авторів доведено, що застосування нових методів управління споживанням електроенергії надає переваги як споживачам, так і енергетичним компаніям, наводяться приклади існуючих технічних можливостей регулювання споживанням з боку споживачів електроенергії.

Незважаючи на значну кількість публікацій, питання управління попитом на електроенергію та надійної роботи існуючої енергосистеми недостатньо розкриті в якості економічного механізму та потребують подальшого дослідження стосовно впровадження ринкових механізмів регулювання попиту. Таким чином, метою дослідження в сучасних надзвичайних умовах має стати пошук можливостей використання управління попитом на електричну енергію

для забезпечення сталого розвитку енергозабезпечення на основі сучасних інформаційно-комунікаційних технологій.

Особливістю Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України є надлишок базової та дефіцит маневрової потужності. Незважаючи на цілком очевидну для фахівців проблему з нестачею маневрових потужностей, жодний зі стратегічних документів розвитку галузі не поставив шляхи її вирішення в якості пріоритету розвитку ОЕС країни. Певною мірою проблема вирішувалася за рахунок паралельної роботи енергосистем України та Російської Федерації. До речі, в контексті актуальності питання про імпорту електроенергії з РФ доцільніше вести мову про відновлення міждержавних перетоків електроенергії для покриття пікових навантажень. У цілому проблема надійної роботи та згладжування пікових навантажень енергосистеми колишнього СРСР вирішувалася завдяки різниці у пікових навантаженнях за часовими поясами. Натомість після відокремлення енергосистеми України структура встановленої потужності майже не змінилася. Водночас суттєво змінилася структура виробництва електроенергії щодо видів первинних

*Розглянуто проблему дисбалансу попиту та пропозицій на ринку електроенергії, яка на сьогодні загострилася до віялових відключень споживачів та ризику масштабних аварій в енергосистемі. Визначено чинники, що обумовлюють необхідність впровадження нової системи управління попитом, зокрема таких як дефіцит маневрових та резервних генеруючих потужностей енергосистеми, зміна структури та режимів електроспоживання, зростаючі вимоги до якості та надійності енергопостачання. Доведено, що виключно прямі методи тарифного регулювання в сучасних умовах не в змозі суттєво вплинути на зменшення енергоспоживання та усунення наявного дефіциту електроенергії. Запропоновано сучасні економічні механізми управління попитом на електроенергію, які ґрунтуються на застосуванні інформаційно-комунікаційних технологій та балансі інтересів як постачальників, так і кінцевих споживачів.*

*The problem of the imbalance of supply and demand at the electricity market is considered, which has deteriorated to the rolling blackout consumers and the risk of large-scale accidents in the power system nowadays. It is determined the factors that contribute to the cause necessity the implementation the new system of demand management, such as the lack of maneuvering and backup power-generating capacity, changes in the structure and modes of supply, increasing demands on quality and reliability of supply. It is proved that only direct methods of tariff regulation in modern conditions are not able to significantly affect the reduction of energy consumption and addressing the current shortage of electricity. It is proposed to use modern economic mechanisms to manage the demand for electricity, which are based on the use of information and communication technologies and the balance of interests of both suppliers and end users.*

енергоресурсів, головним чином завдяки зменшенню виробництва електроенергії з використанням природного газу.

Заданими Міненерговуглепрому України, загальна встановлена потужність електрогенеруючих станцій країни у 2014 році становила 54,5 ГВт, з яких 51% припадає на теплові електростанції (ТЕС), 25% – на атомні електростанції (АЕС), 10% – на гідроелектростанції та гідроакумулюючі електростанції (ГЕС та ГАЕС), 12% – на теплоелектроцентралі (ТЕЦ), блок-станції та інші об'єкти, близько 2% – на відновлювальну енергетику. При цьому з урахуванням законсервованих блоків і блоків, що перебувають на реконструкції, встановлена потужність готових до експлуатації блоків становить 50 ГВт [11, с. 6].

Існуюча на даний час структура потужностей генерування електроенергії формує дефіцит маневрових і резервних потужностей ОЕС України. За даними НЕК «Укренерго», різниця потужностей у щоденному графіку навантаження енергосистеми (різниця максимуму та мінімуму протягом дня) сягає 8000 МВт у період максимального зимового енергоспоживання та близько 5000 МВт у літній період, тобто 10-15% всієї встановленої генеруючої потужності країни.

Надлишок потужності в нічні години за дуже обмежених можливостей маневрування ускладнює не тільки стійкість роботи ОЕС України, а й спроможність підтримувати необхідну якість регулювання міждержавних перетоків енергії в межах синхронної роботи ОЕС України із системами інших країн. Крім того, забезпечення якості електроенергії та стабільності напруги, надійності енергосистеми в умовах відхилення фактичних величин потужностей генераторів та споживачів системи протягом доби вимагає існування належного рівня маневрових потужностей.

На сьогодні гідроенергетика є головним джерелом високотемпературного резерву [11, с. 9]. Однак нині в балансі потужностей ОЕС України потужність гідроелектростанцій становить близько 10% проти оптимальних 16%. У години мінімуму для заповнення провалу графіка навантаження відбувається закачування ГАЕС. У години максимального споживання електроенергії ГЕС та ГАЕС покривають до 40-50% пікових навантажень (рис. 1).

Однак ТЕС все ще залишаються важливим засобом регулювання режимів виробництва електричної енергії в ОЕС. В умовах відсутності маневрових потужностей регулювання здійснюється базисними (з проектним діапазоном регулювання близько 20% від номінальної потужності) блоками ТЕС потужністю 200-300 МВт зі щоденним відключенням при проходженні нічного провалу до 10 і більше блоків. Загалом за останні роки кількість пусків-зупинок блоків при регулюванні графіка навантажень становила понад 2500 разів. Такі складні непроекtnі режими роботи базисних вугільних блоків ТЕС призводять до дострокового зношення обладнання, неекономічного режиму роботи і значного зростання витрат палива. Відповідно до норм витрат палива на пуск енергоблоку з турбіною Т185/220-130 необхідно 71,6 т.у.п., а загальні витрати

палива на рік, викликані пусками зупинками блоків становлять близько 200 тис. т.у.п. У зв'язку з вимушеним використанням енергоблоків ТЕС в якості маневрених потужностей енергосистема несе значні додаткові експлуатаційні витрати, які можуть бути істотно зменшені в разі вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми.

Очевидно, що чим більш нерівномірний графік навантаження енергосистеми, тим більша потужність ГЕС та ГАЕС необхідна для забезпечення економічної роботи базових генеруючих агрегатів ТЕС і АЕС без різкого зниження їх навантаження в нічні години, у вихідні та передсвяткові дні. Отже, **існуюча в Україні ситуація з нестачею маневрених потужностей призводить до необхідності використання великих теплових енергоблоків для регулювання добових графіків електричного навантаження, що нераціонально як з точки зору втрати експлуатаційного ресурсу блоків, так і використання первинних енергоресурсів.**

Специфіка електроенергетики полягає в тому, що процеси виробництва та споживання електроенергії відбуваються одночасно і зберігати електроенергію у значних обсягах неможливо, адже її накопичення пов'язане зі значними капіталовкладеннями. На ринку електроенергії короткостроковий дисбаланс між попитом і пропозицією може призвести до втрати стійкості ринку. При цьому можливі дві ситуації: коли переважає пропозиція і коли переважає попит. У першому випадку відбувається відключення частини енергоблоків. Це призводить до зростання витрат і знижує ефективність діяльності суб'єктів енергоринку. В іншому випадку можливі примусові відключення частини споживачів в умовах дефіциту електроенергії (так звані віялові відключення). Тобто аварійні відключення призводять до зниження споживання, але не попиту. Тому попит на ринку електроенергії не завжди дорівнює споживанню, хоча споживання завжди відповідає генерації.

**На противагу законсервованій структурі встановлених генеруючих потужностей України протягом останніх двох десятиріч істотно змінилася структура споживання електроенергії (рис. 2). Головною ознакою стало збільшення в електробалансі частки населення, яке має чітке рознесення пікових ранкових та вечірніх навантажень.** Крім того, самі піки в абсолютному вираженні також збільшилися через зростання використання електроприладів, у тому числі для охолодження та обігріву помешкань. Не в останню чергу впливають на графік навантаження зміни в розміщенні продуктивних сил, особливо на регіональному рівні. Наприклад, Київ перетворився на мегаполіс з режимом споживання фактично великого спального району. В умовах, коли існує суттєвий дисбаланс в регіональному розміщенні базисних та маневрових/резервних генеруючих, можливості регулювання дуже різняться. Цим можна пояснити нерівномірний графік віялових відключень у різних регіонах і містах країни.

В Україні діють двозонні та тризонні диференційовані тарифи. Запровадження диференційованих у часі тарифів було покликано частково вирішити питання вирівнювання графіку навантажень

Рис. 1. Графік навантаження ОЕС України

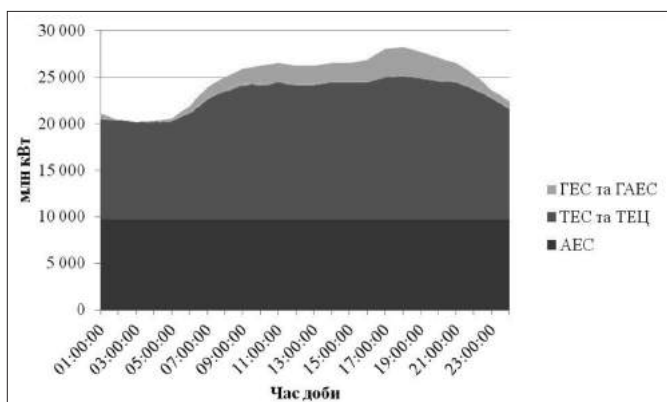
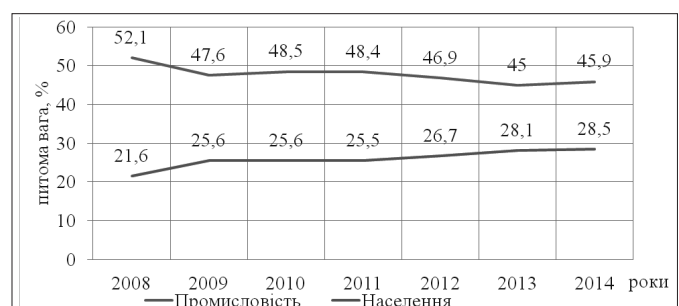


Рис. 2. Питома вага електроспоживання промисловістю та населенням



в енергосистемі. Однак потенційні стимулюючі ефекти тарифної політики майже повністю нівельовані наявністю перехресних субсидій. З 2010 року загальний розмір перехресних субсидій в оптовому ринку електроенергії перевищив 25 млрд. грн. (за діючим на той час курсом долара – 3 млрд. дол. США). Субсидії та дотації зростали з тієї причини, що частка використання електроенергії населенням у загальноукраїнській структурі споживання постійно зростає, збільшившись із 2005 року з 17-18% до 25-27%, у той час як тарифи на кіловат-годину для побутових споживачів до середини 2014 року залишаються незмінними на тлі цінового зростання для промисловості. Найбільшу вигоду від такого становища мають домогосподарства з високими доходами, які споживають найбільш високі обсяги електроенергії, в результаті чого близько  $\frac{1}{4}$  дотацій через енергоринок надходять цілком платоспроможним верствам населення. Більше половини побутових споживачів в Україні використовують до 100 кВт·год електроенергії на місяць. З високою часткою ймовірності саме цю групу споживачів можна вважати малозабезпеченими людьми. Саме на підтримку цих людей іде не набагато більше від п'ятої частини всіх сум дотацій, або близько 6 млрд. грн. Решта (майже 80%) дотацій отримують середньо- і високозабезпечені домогосподарства країни.

В Україні для промисловості електроенергія втричі дорожче, хоча енергопостачання населення вимагає значно більших витрат. Українські домогосподарства сплачують лише 28% реальної вартості електроенергії. Крім населення пільговими тарифами на електрику в Україні також користуються також вугільники, підприємства електротранспорту та міського освітлення. У кризові роки уряд встановлював мораторій на підвищення тарифів на електроенергію металургам і хімікам (а це вже міжгалузеві перехресні субсидії). Все це в кінцевому підсумку призводить до того, що ціна кіловат-години для промислових споживачів, які не мають пільг, виявляється завищеною на 25-30%, що відповідним чином знижує конкурентоспроможність їх продукції.

Питання дефіциту енергії під час піків споживання в економічному сенсі аналогічно недостатній пропозиції і безпосередньо пов'язане зі зростанням цін. У результаті витрати на дорожчу електроенергію включаються у вартість підсумкової продукції, зменшуючи її конкурентоспроможність у споживачів, з одної боку, і викликаючи додаткові витрати на покриття піків споживання у генеруючих компаній, з другої боку. Це призводить до необхідності створення ефективних механізмів впливу не тільки на збільшення виробництва електроенергії, а й на збільшення гнучкості (еластичності) її попиту.

Аналіз цих оцінок для всієї економіки показав, що середня короткострокова еластичність попиту за ціною становила  $-0,3$ , а середня довгострокова еластичність –  $-0,5$ ; для багатьох країн у період зростання цін цінові еластичності були вищі, ніж у період стабільних цін [12]. Початкова поведінкова реакція на зростання цін може потім бути компенсована в період зниження цін, а частина енергозберігаючого ефекту – втрачена. Однак експерти дійшли висновку, що зворотна частина енергозберігаючого ефекту зростання цін досить мала. Ще один важливий висновок: запізнення ефекту від зростання цін є більшим, ніж від зростання доходу. Іншими словами, споживачі енергії швидше реагують на зростання доходу, ніж на зміну цін.

Залежність попиту на енергію та платіжної дисципліни за енергію від частки витрат на енергію має форму крила. До цього ж класу функцій відносяться функції збирання податків за їх ставкою. У міру наближення до порогу платоспроможності еластичність зростає, а потім вона підвищується до  $-1$ . Тобто постачальник енергії не отримує додаткового доходу від підвищення ціни. Для України це означатиме, що **в разі перевищення сукупної частки витрат на електроенергію та інші комунальні послуги більше 20% від сукупних доходів домогосподарств рівень сплати починає стрімко знижуватися, що врешті-решт призводить до кризи неплатежів на всьому ланцюгу системи енергозабезпечення.**

Слід зазначити, що перспективність управління попитом на електричну енергію означена Енергетичною стратегією України до 2030 року [13], в якій загальний потенціал енергозбереження, що може бути досягнутий в результаті застосування методів управління навантаженням споживачів, оцінюється в 1263 млн. кВт·г на рівні 2030 року. Перспективна модель ринку електроенергії передбачає активну участь у режимах роботи енергосистеми так званих кваліфікованих споживачів, що здатні реалізувати концепцію управління попитом на енергію, брати участь у регулюванні частоти та напруги ОЕС [14].

Увесь склад споживачів-регуляторів можна поділити на дві групи. До першої належать ті, для яких регулювальні заходи мають на меті зниження максимальних електричних навантажень. Це промислові, найчастіше потужні електроустановки (цементні млини, електрозварювальне і електротермічне обладнання тощо). До другої групи входять споживачі-регулятори, які спеціально створюються для використання їх у нічні години, зокрема теплові установки із системою акумуляування низькотемпературного тепла, що можуть використовуватися для опалення й нагрівання технічної та побутової води [10]. Однак на цьому тлі загалом також і проблема економічних механізмів компенсації реактивної потужності в енергосистемі з боку малих та середніх підприємств.

Є багато технічних рішень збалансування попиту та пропозиції на ринку електроенергії, однак економічні механізми впровадження методів управління попитом недостатньо розроблені. Отже, для успішної реалізації програм з управління попитом на електроенергію необхідно створення економічних стимулів, зацікавлення споживачів, опрацювання методологічних, технічних та нормативно-правових аспектів, що дають можливість споживачам брати участь в регулюванні та регламентують принципи і правила енергоспоживання.

Існують декілька апробованих світовою практикою економічних методів управління попитом на електроенергію. У США зіткнулися з необхідністю впровадження управління споживанням під час енергетичних криз 1973 та 1979 років. Тоді уряди багатьох країн взяли за створення програм скорочення енергоспоживання. Одним з перших прикладів стало прийняття Закону про національну політику енергозбереження (National Energy Conservation Policy Act) у 1978 році у США. У відповідь на зростання цін на первинні енергоресурси та їх дефіцит було розроблено ряд заходів, що отримали назву DSM (Demand Side Management або управління споживанням). DSM розвивалося найбільш швидко в Каліфорнії та північно-західній частині США і вже до середини 1980-х поширилося на решту території як засіб зменшення потреби в будівництві нових станцій і мереж. Створене в 1974 році Міжнародне енергетичне агентство (International Energy Agency) у 1993 році почало міжнародну програму з розвитку та просування DSM технологій. На сьогодні ця програма включає 21 країну Європи, Азії, Америки та Австралії [4].

DSM включало ряд заходів, орієнтованих як на загальне зниження рівня споживання, так і на вирівнювання графіка навантаження шляхом зменшення піків, зміщення споживання у часи меншого навантаження енергосистеми, стимулювання попиту в провалах графіка навантаження енергосистеми. Загалом DSM розділяється на два класи підзавдань: методи енергоефективності (Energy efficiency) та управління попитом (Demand response (DR) або Load management (LM) (рис. 3).

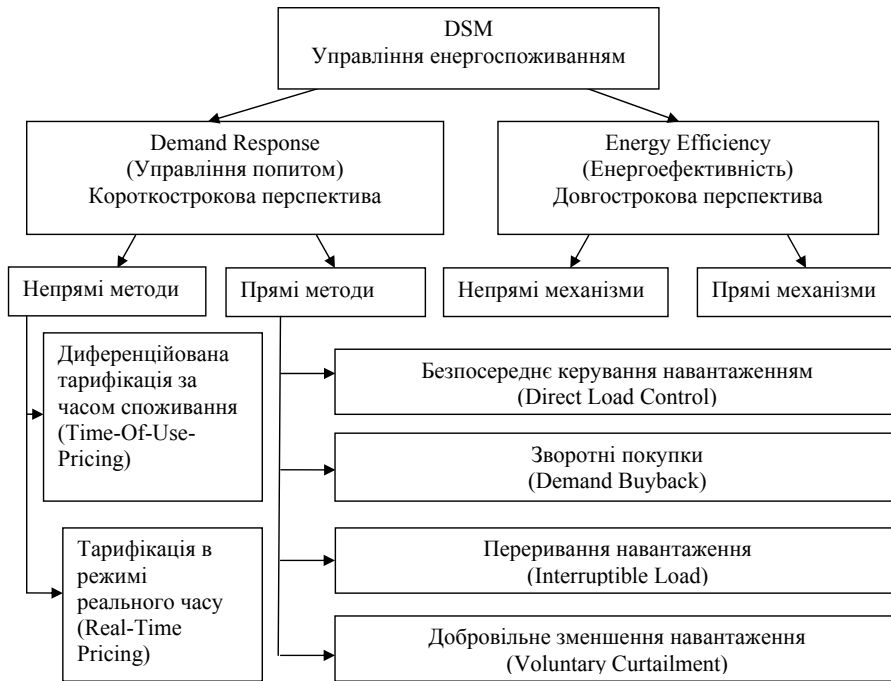
Однак на практиці найбільш поширеними стали лише два методи: динамічна тарифікація та добровільне обмеження попиту з боку споживачів. Промислово розвинуті країни використовують три основні концепції формування тарифних ставок.

1. Тариф розраховується виходячи з повного доходу, достатнього для покриття витрат протягом періоду експлуатації енергоджерела та утворення певного прибутку.

2. На основі розрахунку короткострокових граничних (маржинальних) витрат встановлюються тимчасові змінні тарифи (добові,



Рис. 3. Методи управління попитом на ринку електроенергії



сезонні), що відображають коливання в графіку навантаження та пов'язані з цим витрати енергокомпаній на маневрування потужністю. Це дозволяє балансувати попит і пропозицію на ринку електроенергії.

3. Ціна на електроенергію встановлюється на основі довгострокових граничних витрат, що враховують витрати на спорудження та введення в експлуатацію нових електрогенеруючих потужностей.

Зокрема, в Японії для промислових споживачів тарифи диференційовані за класами напруги та часу доби. У США встановлені єдині для всіх компаній види тарифів на електроенергію: добові тарифи; сезонні тарифи; тарифи за категоріями споживачів (промисловий, сільськогосподарський, побутової тощо); тарифи по надійності електропостачання споживачів, згодних на перерви в електропостачанні або значне зниження обсягу електроспоживання в години максимальних навантажень та соціально орієнтовані тарифи [7].

Диференціювання тарифів на електроенергію вирішує принципово важливі в ринкових умовах завдання:

- 1) встановлення зв'язку між її вартістю та фактичними витратами на виробництво й розподіл;
- 2) обмеження монополії виробників та підприємств, що надають послуги з передачі електроенергії;
- 3) підвищення надійності електропостачання; залучення споживачів для управління власним навантаженням і графіком навантаження енергосистеми;
- 4) стимулювання енергозбереження та енергоефективності.

Для підвищення економічності роботи енергосистем велике значення має встановлення тарифів, диференційованих за сезонами року та зонами добового часу. Структура тарифу реального часу складається з погодинної ціни за спожиту в цей годину електроенергію без фіксованої плати за заявлений максимум навантаження, плюс фіксована плата, заснована на минулому споживанні з урахуванням знижок при постачанні на середній та високій напрузі, поправок на втрати трансформації, знижок під час перерв в електропостачанні в минулому тощо, що гарантує споживачеві стабільність оплати за цим тарифом – не вище оплати за електроенергію при використанні нормальних тарифів.

Для здійснення проектів з управління споживанням необхідна розробка регуляторних стимулів, що давали б поштовх до

їх впровадження й розвитку. Досить поширеною практикою (наприклад, у США) є включення витрат DSM-програм у тариф на електроенергію (до 16-17%) і не включення інвестиційної складової витрат енергокомпаній, поки нові станції не вводяться в експлуатацію (істотно збільшення ризику інвестицій в нові електростанції призводить до прискореного розвитку альтернативних програм управління споживанням). Для вирішення конфлікту, викликаного зниженням продажів через зменшення споживання електроенергії, здійснюється індексація втрат доходів. Зокрема, допускається одержання зі споживачів чистого доходу (який мали б компанії без зменшення продажів енергії). Метод розділення доходів гарантує енергокомпаніям доходи незалежно від обсягу продажів. Енергокомпанії складають балансові рахунки відхилення доходів і цю різницю включають у розрахунок ціни на енергію для споживачів на наступний рік. Такий механізм розриває зв'язок між обсягами продажів і прибутком.

Відповідно до Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії» електричні мережі та правила обліку електроенергії повинні регулюватися відповідними кодексами [14]. У кодексі комерційного обліку електричних мереж необхідно передбачити необхідність створення нової системи комерційного обліку на основі технологій «інтелектуальних електромереж» та «інтелектуального обліку» з метою створення можливостей повноцінного впровадження різних методів управління та прогнозування попиту на електроенергію.

На нашу думку, на сьогодні **в Україні постає питання про необхідність перегляду традиційних принципів та механізмів функціонування електроенергетики з точки зору регулювання попиту, а також про створення механізмів функціонування, здатних підвищити споживчі якості та ефективність використання енергії, забезпечити розвиток галузі в майбутньому.**

Проте для трансформації існуючої системи потрібні відповідні інституціональні зміни. В інституційній сфері необхідно радикально змінити принципи управління в енергетичному секторі державі, в тому числі запровадити нові форми взаємодії постачальників та споживачів енергії, які повинні забезпечувати рух до створення конкретних форм енергозберігаючих технологій. В частині інституціонального середовища необхідно запропонувати всім суб'єктам ринку наукову концепцію, яка стала б складовою національної ідеї створення та впровадження інтелектуальних енергосистем, свого роду національну доктрину побудови суспільства енергозберігаючого типу економічного розвитку. Виникає необхідність формування стійкої суспільної свідомості та відповідальності уряду, установ, організацій, суспільства в цілому в новому режимі використання енергоресурсів.

## ВИСНОВКИ

Існуюча в Україні ситуація з нестачею маневрових потужностей призводить до необхідності збільшення використання великих теплових енергоблоків для регулювання добових графіків електричного навантаження, що нераціонально з точки зору як втрати експлуатаційного ресурсу блоків, так і використання первинних енергоресурсів. Наразі ресурсний та інвестиційний потенціал розвитку маневрових та резервних потужностей країни є достатньо обмежений, що ставить на порядок денний дослідження можливостей збалансування режимів роботи ОЕС з боку пропозиції.

В Україні діють двозонні та тризонні диференційовані тарифи, але у порівнянні з методами, що використовуються в інших країнах, вони можуть бути доповнені сучасними апробованими світовою практикою економічними механізмами та методами управління попитом на ринку електроенергії. Світовий досвід доводить, що існують ефективні механізми взаємодії постачальників та споживачів задля вирішення питання збалансування попиту та пропозиції на ринку електроенергії.

Дослідження показують, що еластичність споживання електроенергії за доходами є більшою, ніж цінова еластичність. У сучасних умовах для України це означатиме, що в разі перевищення сукупної частки витрат на електроенергію та інші комунальні послуги понад 20% від сукупних доходів домогосподарств рівень сплати починає стрімко падати, що врешті-решт призводить до кризи неплатежів на всьому ланцюгу системи енергозабезпечення.

Для повномасштабного й ефективного використання вищевказаних економічних механізмів управління попитом потрібно створити систему з моніторингу, прогнозування, планування та управління використанням електроенергії як на регіональному, так і на національному рівні. Така система має бути створена з використанням новітніх технологій «інтелектуальних електромереж» та «інтелектуального обліку» в рамках відповідної національної технологічної платформи.

### ЛІТЕРАТУРА

1. Про затвердження Порядку життя тимчасових надзвичайних заходів з подолання наслідків тривалого порушення нормальної роботи ринку електричної енергії: Постанова КМУ від 13.08.2014 №372 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/372-2014-n>.
2. Про стан забезпечення енергетичної безпеки держави та невідкладні заходи щодо сталого проведення опалювального сезону 2014/15 року: Рішення РНБО від 04.11.2014 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/n0015525-14/paran2#n2>.
3. Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 4 листопада 2014 року "Про стан забезпечення енергетичної безпеки держави та невідкладні заходи щодо сталого проведення опалювального сезону 2014/15 року": Указ Президента України від 14.11.2014 №876/2014 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/876/2014>.
4. Згуровець О.В. Эффективные методы управления потреблением электрической энергии / О.В. Згуровець, Г.П. Костенко // Проблемы общей энергетики. – 2007. – №16. – С. 75-80.
5. Мица Н.В. Управління попитом на електроенергію як необхідна передумова ефективної фінансової діяльності енергопостачального підприємства / Н.В. Мица // Вісник Хмельницького національного університету. – 2010. – №6. – Т.3. – С. 93-98.
6. Находов В.Ф. Методологія аналізу та корегування впливу диференційованих тарифів на конфігурацію графіків навантаження енергосистеми України / В.Ф. Находов, Т.В. Яроцька, А.О. Горбенко // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2011. – №6. – С. 72-75.
7. Папков Б.В. Анализ проблем формирования и внедрения дифференцированных тарифов на электроэнергию / Б.В. Папков // Энергоэффективность. Опыт, проблемы, решения. 1999. – Выпуск 1. – С. 28-34.
8. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, С.П. Денисюк // Технічна електродинаміка. – 2010. – №6. – С. 44-50.
9. Стогній Б.С. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, С.П. Денисюк, А.В. Праховник // Технічна електродинаміка. – 2012. – №5. – С. 52-67.

10. Дубовський С.В. Підвищення робочого ресурсу ТЕС з використанням системних електропелювочних споживачів-регуляторів / С.В. Дубовський // Проблеми загальної енергетики. – 2012. – Вип. 3(30). – С. 5-11.

11. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України: аналіз, доп. / О.М. Суходоля, А.А. Сидоренко, С.В. Бегун, А.А. Білуха. – К.: НІСД, 2014. – 112 с. – С. 9.

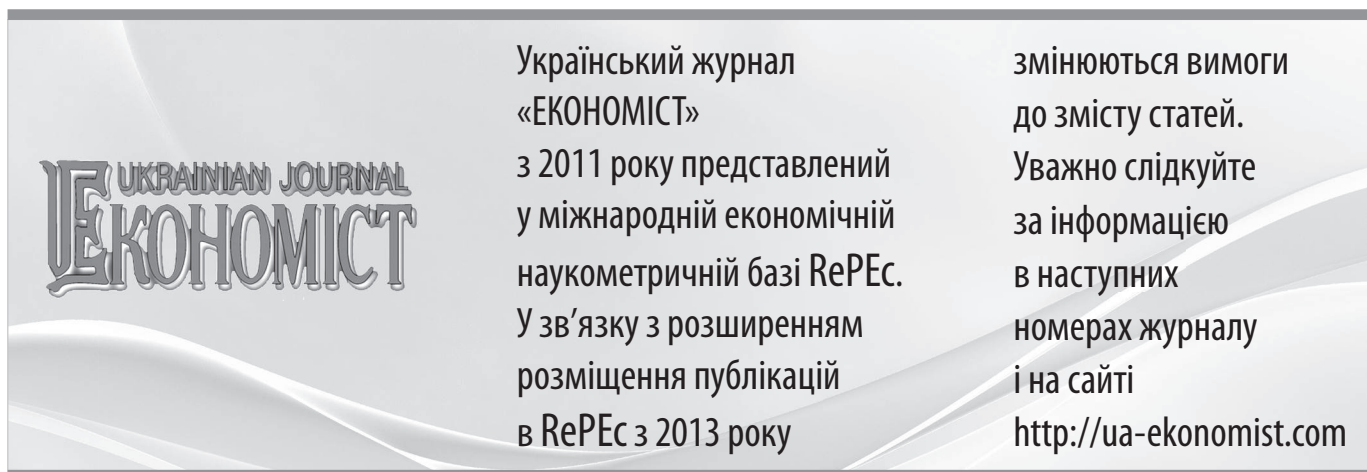
12. Башмаков И. Опыт оценки параметров ценовой эластичности спроса на энергию [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.cenef.ru/file/Wpaper100.pdf>.

13. Энергетична стратегія України на період до 2030 року / Інформаційно-аналітичний бюлетень «Відомості Мінпаливенерго України». Спеціальний випуск. Київ, 2006. – 113 с.

14. Про засади функціонування ринку електричної енергії України: Закон від 24.10.2013 № 663-VII [Електронний ресурс]. / Офіційний сайт Верховної Ради України. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/663-18>.

### REFERENCES

1. On approval of the Interim Emergency measures to overcome the consequences of prolonged disruption of electricity market The Cabinet OF Ministers of Ukraine Decree of 13.08.2014 no. 372. Available at: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/372-2014-n> [in Ukrainian].
2. The condition of ensuring energy security and urgent measures for sustainable heating season of 2014/15 year. The National Security Council Decree of 04.11.2014. Available at: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/n0015525-14/paran2#n2> [in Ukrainian].
3. On the decision of the National Security and Defense Council of Ukraine of 04.11.2014 "Status of ensuring energy security and urgent measures for sustainable heating season 2014/15 of the Year". The Decree of the President of Ukraine of 14.11.2014 №876/2014. Available at: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/876/2014> [in Ukrainian].
4. Zhurovets' O.V., Kostenko H.P. Effektivnyye metody upravleniya potrebleniem elektricheskoy energii [Effective methods for managing the consumption of electric energy]. Problemy zahal'noyi enerhetyky, 2007, no. 16, pp. 75-80 [in Russian].
5. Mytsa N.V. Upravlinnya popytom na elektroenerhiyu yak neobkhidna peredumova efektyvnoyi finansovoyi diyal'nosti enerhopostachal'noho pidpryyemstva [Managing demand for electricity as a prerequisite of effective financial power supplying company]. Visnyk Khmel'nyts'koho natsional'noho universytetu, 2010, no. 6, vol. 3, pp. 93-98 [in Ukrainian].
6. Nakhodov V.F., Yarots'ka T.V., Horbenko A.O. Metodolohiya analizu ta korehuvannya vplyvu dyferentsiyovanykh taryfiv na konfiguracyu grafyky navantazhennya enerhosityemy Ukrainy [The methodology of analyzing and correcting influence of differential tariffs for configuration graphs load of Ukrainian power system]. Visnyk Vynnyts'koho politekhnichnoho instytutu, 2011, no. 6, pp. 72-75 [in Ukrainian].
7. Papkov B.V. Analiz problem formirovaniya i vnedreniya differencirovannykh tarifov na elektroenergiyu [Analysis of the problems of formation and implementation of differentiated tariffs for electricity]. Energoeffektivnost'. Opyt, problemy, resheniya, 1999, vol. 1, pp. 28-34 [in Russian].
8. Stohniy B.S., Kyrylenko O.V., Denysyuk S.P. Intelektual'ni elektrychni merezhi elektroenerhetychnykh system ta yikhnye tekhnolohichne zabezpechennya [Intelligent electrical network power systems and their technological support]. Tekhnichna elektrodynamika, 2010, no. 6, pp. 44-50 [in Ukrainian].
9. Stohniy B.S., Kyrylenko O.V., Denysyuk S.P. Evolyutsiya intelektual'nykh elektrychnykh merezh ta yikhni perspektyvy v Ukraini [The evolution of smart grids and their prospects in Ukraine]. Tekhnichna elektrodynamika, 2012, no. 5, pp. 52-67 [in Ukrainian].
10. Dubovs'kyi S.V. Pidvyshchennya robochoho resursu TES z vykorystannyam systemnykh elektrotoplevykh spozhyvachiv-rehulyatoriv [Improving working life of TPPs using the system electro-consumer regulators]. Problemy zahal'noyi enerhetyky, 2012, vol. 3(30), pp. 5-11 [in Ukrainian].
11. Sukhodolya O.M., Sydorenko A.A., Byehun S.V., Bilukha A.A. Suchasnyy stan, problemy ta perspektyvy rozvytku hidroenerhetyky Ukrainy [Current status, problems and prospects of development of hydropower sector of Ukraine]. Kyiv, NISD, 2014, 112 p. [in Ukrainian].
12. Bashmakov I. Opyt ocenki parametrov cenovoy elastichnosti sprosa na energiyu [Experience of the parameter estimates of price elasticity of demand for energy]. Available at: <http://www.cenef.ru/file/Wpaper100.pdf> [in Russian].
13. Energy Strategy of Ukraine till 2030. Informational and analytical bulletin "Information Ministry of Energy of Ukraine", special issue, Kyiv, 2006, 113 p. [in Ukrainian].
14. On the Principles of the electricity market of Ukraine: The Law of 24.10.2013 no. 663-VII. Available at: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/663-18> [in Ukrainian].



Український журнал  
«ЕКОНОМІСТ»  
з 2011 року представлений  
у міжнародній економічній  
наукометричній базі RePEc.  
У зв'язку з розширенням  
розміщення публікацій  
в RePEc з 2013 року

Змінюються вимоги  
до змісту статей.  
Уважно слідкуйте  
за інформацією  
в наступних  
номерах журналу  
і на сайті  
<http://ua-ekonomist.com>