

**ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ БАЛАНСУЮЧОГО РИНКУ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З УРАХУВАННЯМ СИСТЕМНИХ ОБМЕЖЕНЬ
НА ПАРАМЕТРИ РЕЖИМУ ОЕС УКРАЇНИ**

І.В.Блінов¹, канд.техн.наук, Є.В.Парус¹, канд.техн.наук, Г.А.Іванов²

¹ Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна, e-mail: blinovigor81@gmail.com

² ДП «Енергоринок»,

вул. Симона Петлюри, 27, Київ, 01032, Україна.

Наведено опис основних принципів побудови засобів імітаційного моделювання функцій балансуєчого ринку електроенергії в Україні. Визначено припущення, закладені в основу імітаційної моделі балансуєчого ринку. Окреслено основні функції імітаційної моделі балансуєчого ринку та математичний апарат, що використовується для реалізації цих функцій. Наведено приклад результатів моделювання функцій балансуєчого ринку з урахуванням мережевих обмежень ОЕС України, здійснених імітаційною моделлю. Бібл. 6, рис. 4.

Ключові слова: балансуєчий ринок, системні обмеження, імітаційне моделювання

Вступ. У червні 2017 року в Україні вступив у дію Закон України під № 2019 “Про ринок електричної енергії” (далі – Закон) [3], яким передбачено впровадження нової лібералізованої моделі ринку електричної енергії України. Складність процесів взаємодії учасників ринку і нагальна потреба у виконанні ґрунтовного аналізу наслідків регуляторних та управлінських рішень у системі ринкових відносин, як передумова їх прийняття, обумовлюють необхідність розробки відповідних розрахункових моделей, що дають змогу виконати аналіз механізмів ціно- та тарифоутворення на різних сегментах ринку електричної енергії. Одним із сегментів лібералізованої моделі ринку електричної енергії України має стати балансуєчий ринок (БР), для якого в Законі передбачені наступні функції: вирішення системних обмежень, купівля/продаж послуг з балансування та купівля/продаж небалансів електричної енергії. На ринках електроенергії різних країн використовуються методи рішення такої задачі, які враховують особливості структури виробництва, передачі та розподілу електроенергії в енергосистемах цих країн [1]. Для вибору найбільш оптимальних для структури ОЕС України методів формування балансу між виробництвом та споживанням електроенергії із дотриманням вимог операційної безпеки режиму ОЕС України необхідно виконати дослідження із використанням засобів, які здійснюватимуть імітаційне моделювання основних функцій БР.

Метою статті є розробка математичного апарата для реалізації функцій імітаційної моделі БР (ІМБР), що дає змогу дослідити вимоги до організації цього сегмента лібералізованого ринку електро-енергії України.

Особливості побудови імітаційної моделі БР. Імітаційна модель БР призначена для аналізу наслідків функціонування БР за різних відношень між попитом/пропозицією та виробництвом/споживанням електроенергії. Аналіз має здійснюватися шляхом використання ретроспективних даних при підготовці управлінських рішень щодо організації роботи ринку електроенергії України. ІМБР має реалізовувати дві основні функції:

– функцію вирішення системних обмежень механізмами БР, яка здійснює коригування сформованого в інших сегментах ринку електроенергії балансу між попитом та пропозицією електроенергії з урахуванням системних обмежень;

– функцію врегулювання дисбалансів механізмами БР, яка має здійснювати коригування балансу між виробництвом та споживанням електроенергії з урахуванням різниці між плановим та фактичним навантаженням в ОЕС України.

Базовим принципом балансування в обох випадках має бути коригування обсягів виробництва електроенергії для повного задоволення попиту. Тому наведені вище функції слід моделювати з використанням математичного апарата одностороннього аукціону [5], де навантаження енергоагрегатів електростанцій формально подається у вигляді відповідних цінових заявок, а споживання електроенергії – вісью нееластичного попиту [2]. За необхідності враховувати в ІМБР споживачів електроенергії з суттєвими значеннями регульованого навантаження, останні подаються для моделювання аукціону у формі цінових заявок на виробництво електроенергії з відповідним коригуванням значення нееластичного попиту. Для усунення дисбалансів між попитом/пропозицією чи вироб-

ництвом/споживанням електроенергії імітаційна модель повинна використовувати наступні попередньо сформовані графіки пропозиції електроенергії:

– графік пропозицій на розвантаження, призначений для зменшення обсягів виробництва електроенергії і сформований з цінових заявок енергоагрегатів електростанцій, в яких зазначаються прийняті в інших сегментах ринку обсяги виробництва електроенергії;

– графік пропозицій на завантаження, призначений для збільшення обсягів виробництва електроенергії і сформований з цінових заявок енергоагрегатів електростанцій, в яких зазначаються вільні, не прийняті в інших сегментах ринку обсяги виробництва електроенергії.

З метою забезпечення можливості комплексного моделювання ринку електроенергії України графіки пропозицій на розвантаження та завантаження слід подавати у форматі, сумісному із форматом подання графіка пропозиції в імітаційній моделі ринку «на добу наперед» (РДН). При цьому формування множини цінових заявок для імітаційного моделювання торгів на БР має враховувати як результати торгів на ринку “на добу наперед”, так і ознаки системних обмежень, зумовлених вимогами щодо забезпечення сталої та надійної роботи ОЕС України за розрахунковий період.

При розробці ІМБР слід дотримуватись наступних вимог щодо ціноутворення: купівля/ продаж електричної енергії оператором системи передачі у постачальників послуг з балансування для вирішення небалансів має здійснюватися за маржинальною ціною, а для вирішення системних обмежень – за заявленими цінами. При цьому імітація процесу балансування має виконуватися у наступній послідовності: у першу чергу здійснюється усунення системних обмежень, а потім – усунення небалансів. Така послідовність дозволяє оператору системи передачі для усунення системних обмежень прийняти насамперед найвигідніші (найдешевші) пропозиції і таким чином “пом’якшити” вплив фінансових витрат від усунення системних обмежень на загальну вартість його діяльності (тобто на тариф оператора системи передачі).

Принцип ціноутворення на електричну енергію в заявках на розвантаження аналогічний принципу ціноутворення на ринку “на добу наперед”. При цьому рівень рентабельності в імітаційній моделі має задаватись у постановці задачі. За результатами розрахунків імітаційна модель має визначати як вартість врегулювання системних обмежень, так і вартість врегулювання небалансів виробництва та споживання електроенергії.

Особливості математичних задач моделювання функцій БР. Як зазначено вище, функції ІМБР слід реалізовувати методами ранжування, тобто реалізацією математичної моделі одностороннього аукціону. При цьому як в частині врегулювання системних обмежень, так і в частині врегулювання небалансів, ІМБР має здійснювати вибір енергоблоків окремо на розвантаження і окремо на завантаження.

Цільова функція “максимізації соціального добробуту” [5], що використовується для рішення задач зведення балансу між попитом і пропозицією чи виробництвом і споживанням електроенергії на БР, залежно від особливостей постановки задачі, може набувати наступного вигляду [2]:

$$\max \left\{ -\sum (c_{gj} \cdot V_{gj}) \right\} = \min \left\{ \sum (c_{gj} \cdot V_{gj}) \right\}, \sum V_{gj} = V_{\Sigma \text{сп}},$$

де $(c_{gj} \cdot V_{gj})$ – j -та прийнята на аукціоні цінова заявка виробника електроенергії, в якій зазначені ціна c_{gj} (грн/МВт·год) та прийнятий обсяг V_{gj} (МВт·год) пропозиції електроенергії; $V_{\Sigma \text{сп}}$ – сумарне значення споживання електроенергії, яке необхідно збалансувати.

Математична модель БР формується на основі погодинних аукціонів. Для моделювання торгів на БР попередньо формуються два графіка пропозиції електроенергії: графік цінових заявок на розвантаження та на завантаження потужностей. Перший формується із цінових пропозицій, прийнятих під час торгів на РДН. Прийняття цінових пропозицій на розвантаження призводить до зменшення обсягів виробництва електроенергії енергоблоками у порівнянні з графіками завантаження, сформованими в інших сегментах ринку електроенергії. Для компенсації прибутку, втраченого внаслідок зменшення виробництва електроенергії, в пропозиціях на розвантаження енергоагрегатів вартість електроенергії коригується за допомогою компенсаційного коефіцієнта $K_{\text{БК}}$. При розв’язанні задачі вирішення системних обмежень механізмами БР обсяги компенсацій за втрачений прибуток визначають вартість системних обмежень ОЕС України, а при розв’язанні задачі врегулювання дисбалансів механізмами БР – вартість відхилень від прогнозованих графіків навантаження. Значення вартості системних обмежень та вартості відхилень від прогнозованих графіків навантаження у свою чергу є складовими, що враховуються при розрахунках тарифу оператора системи передачі. Значення компенсаційного коефіцієнта має встано-

вловати системний регулятор. У цьому випадку вважатимемо, що компенсаційний коефіцієнт визначає долю вартості виробництва електроенергії у відносних одиницях.

Графік пропозицій на завантаження формується із цінкових пропозицій, відхилених під час торгів на РДН, і фактично є частиною графіка пропозиції, не прийнятою у цьому сегменті ринку. Так само, як і при рішенні задач розвантаження енергоагрегатів, вартість прийнятої у сегменті БР пропозиції на завантаження також враховується при розрахунках вартості системних обмежень, вартості відхилень від прогнозованих графіків навантаження та тарифу оператора системи передачі.

Розглянемо детальніше розроблений математичний апарат для розв'язання означених вище задач імітаційного моделювання БР.

Вирішення системних обмежень механізмами балансуючого ринку БР(Д-1). Моделювання процесів вирішення системних обмежень в імітаційній моделі БР мають відбуватися по зонах балансування. Основою положим принципом при цьому має бути формування списку обов'язкових для завантаження енергоблоків. Для врегулювання дисбалансу між виробництвом та споживанням електроенергії імітаційна модель має визначати обов'язкові для розвантаження енергоблоки, а саме – енергоблоки з найвищою вартістю виробництва електроенергії серед тих, що були прийняті у сегменті ринку двосторонніх договорів (РДД), а також не містять встановленої у сегменті БР ознаки обов'язкових для завантаження.

Нехай на ринок електричної енергії подано множину цінкових заявок M_{pres}^{OPE} у загальному вигляді $x_i \equiv \{C_i, V_i\} \forall x_i \in M_{pres}^{OPE}$, де C_i, V_i – визначені в цінкових заявках виробників електроенергії відповідно ціна C_i (грн/МВт·год) та обсяги V_i (МВт·год) пропозиції електроенергії. Нехай у сегменті РДД сформовано множини прийнятих $M_{acc}^{РДД}$ та відхилених $M_{rej}^{РДД}$ цінкових заявок. Обсяги пропозиції ($V_{\Sigma}^{РДД}$), прийняті в сегменті РДД, розраховуються за формулою $V_{\Sigma}^{РДД} = \sum_i V_i \forall V_i \in x_i \in M_{acc}^{РДД}$.

Для спрощення у цій статті припускаємо, що подані до участі в сегменті РДД цінкові заявки повністю приймаються або повністю відхиляються. Якщо подільна цінкова заявка приймається частково, то вона умовно розділяється на дві цінкові заявки: заявку з прийнятими обсягами та заявку з відхиленими обсягами. Таке розділення є алгоритмічно нескладною процедурою і у подальшому описі не згадуватиметься. Крім того, для спрощення, у подальшому описі не враховуємо безпосередньо укладені двосторонні договори з купівлі/продажу електроенергії (тобто вважаємо, що модель РДД сформована виключно із сегмента РДН) та резерви виробничих потужностей для надання допоміжних послуг (тобто вважаємо, що обсяги таких резервів вже враховані при формуванні цінкових заявок для сегментів РДД та БР).

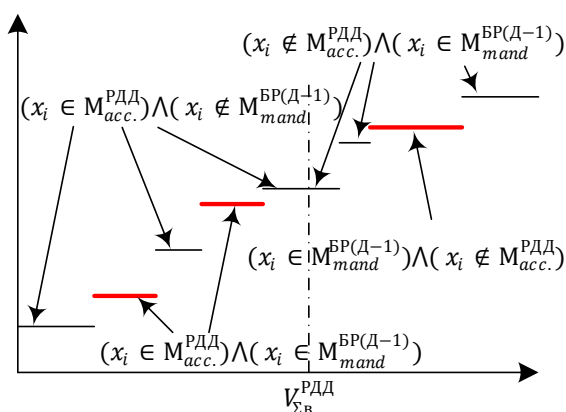


Рис. 1.

Припустимо, що за результатами аналізу режиму виділено множину цінкових заявок $M_{mand}^{БР(Д-1)}$, яку необхідно прийняти для підтримки операційної безпеки (рис.1). Якщо всі цінкові заявки з множини обов'язкових до прийняття вже прийнято в сегменті РДД $M_{mand}^{БР(Д-1)} - M_{acc}^{РДД} = \emptyset$, то результати торгів на РДД задовольняють вимогам операційної безпеки і потреба у коригуванні графіків навантажень електростанцій відсутня: $\Delta V_{\Sigma}^{БР(Д-1)} = 0$.

Якщо ж частину необхідних для прийняття за вимогою операційної безпеки цінкових заявок було відхилено в сегменті РДД $M_{mand}^{БР(Д-1)} - M_{acc}^{РДД} \neq \emptyset$, то виникає потреба у коригуванні балансу попиту та пропозиції.

У цьому випадку обсяги дисбалансу в частині БР(Д-1) розраховуються за формулою

$$\Delta V_{\Sigma}^{БР(Д-1)} = \sum_i V_i \forall V_i \in \left((x_i \in M_{mand}^{БР(Д-1)}) \wedge (x_i \notin M_{acc}^{РДД}) \right).$$

Поставлена задача коригування балансу попиту та пропозиції розв'язується наступними основними кроками:

1) приймаються обов'язкові до прийняття цінові заявки, які були відхилені у сегменті РДД,

$$M_{\text{acc}}^{\text{БР}(Д-1)} = \forall x_i | \left((x_i \in M_{\text{mand}}^{\text{БР}(Д-1)}) \wedge (x_i \notin M_{\text{acc}}^{\text{РДД}}) \right);$$

2) відхиляється частина прийнятих у сегменті РДД цінових заявок із сумарним обсягом $\Delta V_{\Sigma\text{В}}^{\text{БР}(Д-1)}$.

Відхилення прийнятих у сегменті РДД цінових заявок здійснюється як задача максимізації добробуту за умовами (рис. 2, а):

$$\sum_i (C_i \cdot V_i) \rightarrow \max, \sum_i V_i = \Delta V_{\Sigma\text{В}}^{\text{БР}(Д-1)} \forall x_i | \left((x_i \in M_{\text{acc}}^{\text{РДД}}) \wedge (x_i \notin M_{\text{mand}}^{\text{БР}(Д-1)}) \right).$$

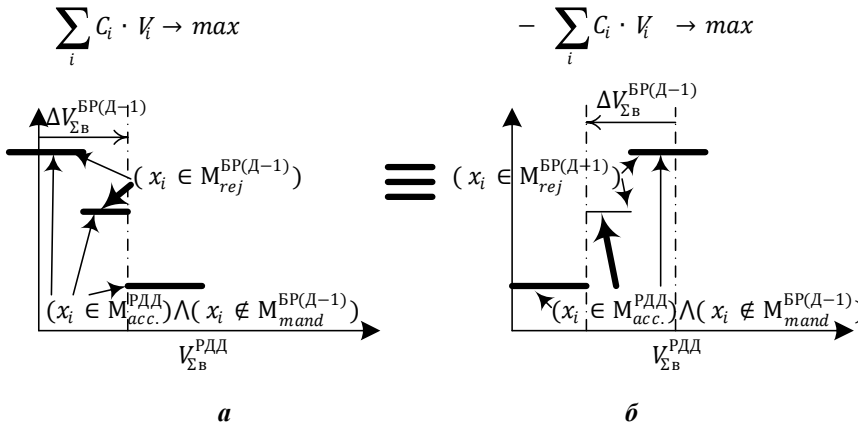


Рис. 2

У результаті формується множина відхилених на БР(Д-1) цінових заявок $M_{\text{rej}}^{\text{БР}(Д-1)}$. При цьому цінові заявки на продаж електроенергії подаються функцією попиту одностороннього аукціону (рис. 2, а). За такої постановки задачі ранжир цінових заявок будується за критерієм зменшення зазначених у заявках цін. Альтернативна постановка – коригування балансу попиту та пропозиції з ціновими пропозиціями на про-

даж електроенергії, які формують графік пропозиції одностороннього аукціону. У цьому випадку цільова функція набуває вигляду (рис. 2, б)

$$-\left(\sum_i (C_i \cdot V_i) \right) \rightarrow \max, \sum_i V_i = (V_{\Sigma\text{В}}^{\text{РДД}} - \Delta V_{\Sigma\text{В}}^{\text{БР}(Д-1)}) \forall x_i | \left((x_i \in M_{\text{acc}}^{\text{РДД}}) \wedge (x_i \notin M_{\text{mand}}^{\text{БР}(Д-1)}) \right).$$

За даної постановки задачі ранжир цінових заявок формується за критерієм зменшення зазначених у заявках цін.

Для учасників балансування, цінові пропозиції яких були прийняті на РДД, але відхилені при врегулюванні системних обмежень, нараховується компенсація у розмірі $K_{\text{БК}}$ від заявленої вартості електроенергії. Таким чином, платежі за розвантаження енергоагрегатів у сегменті БР(Д-1), які повинні враховуватися у тарифі оператора системи передачі, такі

$$B_{\text{розв.}}^{\text{БР}(Д-1)} = K_{\text{БК}} \cdot \sum_i (C_i \cdot V_i) \forall x_i | (x_i \in M_{\text{rej}}^{\text{БР}(Д-1)}).$$

Вартість електроенергії для енергоблоків, завантажених за системними обмеженнями,

$$B_{\text{зав.}}^{\text{БР}(Д-1)} = \sum_i (C_i \cdot V_i) \forall x_i | (x_i \in M_{\text{acc}}^{\text{БР}(Д-1)}).$$

Сумарна вартість вирішення системних обмежень – $B_{\text{СО}} = B_{\text{розв.}}^{\text{БР}(Д-1)} + B_{\text{зав.}}^{\text{БР}(Д-1)}$.

Якщо на БР(Д-1) запроваджено кілька зон регулювання, то першим етапом аналізу цього сегмента ринку електроенергії є розділення цінових заявок по зонах регулювання z

$$\begin{cases} M_{\text{pres}}^{\text{ОРЕ}} = \sum_z M_{\text{pres}(z)}^{\text{ОРЕ}} \forall z \in Z \\ M_{\text{acc}}^{\text{РДД}} = \sum_z M_{\text{acc}(z)}^{\text{РДД}} \forall z \in Z \\ M_{\text{mand}}^{\text{БР}(Д-1)} = \sum_z M_{\text{mand}(z)}^{\text{БР}(Д-1)} \forall z \in Z \end{cases}$$

Тоді обсяги дисбалансу окремо по кожній зоні регулювання z сегмента БР(Д-1)

$$\Delta V_{\Sigma\text{В}(z)}^{\text{БР}(Д-1)} = \sum_i V_i \forall V_i \in \left((x_{i(z)} \in M_{\text{mand}(z)}^{\text{БР}(Д-1)}) \wedge (x_{i(z)} \notin M_{\text{acc}(z)}^{\text{РДД}}) \right) \forall z \in Z.$$

Обов'язкові до прийняття цінові заявки, які були відхилені в сегменті РДД по кожній зоні регулювання z , визначаються як

$$M_{\text{acc}(z)}^{\text{БР(Д-1)}} = \forall x_{i(z)} \mid \left((x_{i(z)} \in M_{\text{mand}(z)}^{\text{БР(Д-1)}}) \wedge (x_{i(z)} \notin M_{\text{acc}(z)}^{\text{РДД}}) \right) \forall z \in Z.$$

Відхилення прийнятих у сегменті РДД обсягів завантаження енергоагрегатів електростанцій здійснюється оператором системи передачі окремо по кожній зоні регулювання

$$\left(\sum_i (C_i \cdot V_i) \rightarrow \max, \sum_i V_i = \Delta V_{\Sigma B}^{\text{БР(Д-1)}} \forall x_{i(z)} \mid \left((x_{i(z)} \in M_{\text{acc}(z)}^{\text{РДД}}) \wedge (x_{i(z)} \notin M_{\text{mand}(z)}^{\text{БР(Д-1)}}) \right) \right) \forall z \in Z.$$

Компенсаційні платежі за розвантаження енергоагрегатів у сегменті БР(Д-1), які слід враховувати у тарифі оператора системи передачі,

$$B_{\text{розв.}}^{\text{БР(Д-1)}} = K_{\text{БК}} \cdot \sum_z \left(\sum_i (C_i \cdot V_i) \forall x_{i(z)} \mid (x_{i(z)} \in M_{\text{rej}(z)}^{\text{БР(Д-1)}}) \right) \forall z \in Z.$$

Вартість електроенергії для енергоблоків, завантажених за системними обмеженнями,

$$B_{\text{зав.}}^{\text{БР(Д-1)}} = \sum_z \left(\sum_i (C_i \cdot V_i) \forall x_{i(z)} \mid (x_{i(z)} \in M_{\text{acc}(z)}^{\text{БР(Д-1)}}) \right) \forall z \in Z.$$

Врегулювання дисбалансів механізмами балансуючого ринку БР(Д). Імітаційне моделювання процесу врегулювання дисбалансів між виробництвом та споживанням, що виникли внаслідок невідповідності між значеннями прогнозованого та фактичного споживання електроенергії, здійснюється виключно шляхом використання ретроспективних даних. Результати моделювання дають змогу оцінити економічні втрати, що виникають внаслідок відхилення фактичного балансу виробництва і споживання від узгодженого на РДД та БР(Д-1) балансу попиту і пропозиції. Так само, як і при моделюванні процесу вирішення системних обмежень, врегулювання дисбалансів попередньо формуються графіки пропозицій на розвантаження та завантаження виробничих потужностей.

Множина цінових заявок на розвантаження $M_{\text{pres}}^{\text{БР(Д)-}}$ формується як множина прийнятих у сегменті РДД і не відхилених у сегменті БР(Д-1) цінових пропозицій. Додатково із цієї множини виключаються цінові пропозиції, обов'язкові за системними обмеженнями

$$M_{\text{pres}}^{\text{БР(Д)-}} = M_{\text{acc}}^{\text{РДД}} \cap \left(M_{\text{rej}}^{\text{БР(Д-1)}} \cup M_{\text{mand}}^{\text{БР(Д-1)}} \right).$$

Множину цінових пропозицій на завантаження формують множини цінових пропозицій, які не були прийняті у сегментах РДД та БР(Д-1),

$$M_{\text{pres}}^{\text{БР(Д)+}} = \left(M_{\text{pres}}^{\text{ОРЕ}} \cap \left(M_{\text{acc}}^{\text{РДД}} \cup M_{\text{mand}}^{\text{БР(Д-1)}} \right) \right) \cup M_{\text{rej}}^{\text{БР(Д-1)}}.$$

Постановка задачі на БР(Д) залежить від знака дисбалансу між виробництвом та споживанням електроенергії $\Delta V_{\Sigma B}^{\text{БР(Д)}}$. Якщо $\Delta V_{\Sigma B}^{\text{БР(Д)}} < 0$, то ставиться задача розвантаження виробничих потужностей, цінові пропозиції яких були прийняті у попередніх сегментах ринку. Тоді розв'язується задача максимізації добробуту за наступними умовами:

$$\sum_i (C_i \cdot V_i) \rightarrow \max, \sum_i V_i = \Delta V_{\Sigma B}^{\text{БР(Д)}} \forall x_i \mid x_i \in M_{\text{pres}}^{\text{БР(Д)-}}.$$

У цьому випадку формується множина прийнятих у сегменті БР(Д) цінових пропозицій на розвантаження $M_{\text{rej}}^{\text{БР(Д)-}}$, тобто відхиляються укладені в інших сегментах ринку договори на завантаження енергоагрегатів електростанцій. При цьому цінові пропозиції на продаж електроенергії фактично формують графік попиту в моделі одностороннього аукціону.

Якщо $\Delta V_{\Sigma B}^{\text{БР(Д)}} > 0$, то ставиться задача завантаження виробничих потужностей, не прийнятих на завантаження в інших сегментах ринку електричної енергії, або відхилених при урегулюванні системних обмежень

$$-\sum_i (C_i \cdot V_i) \rightarrow \max, \sum_i V_i = \Delta V_{\Sigma B}^{\text{БР(Д)}} \forall x_i \mid x_i \in M_{\text{pres}}^{\text{БР(Д)+}}.$$

За результатами рішення цієї задачі формується множина прийнятих на завантаження у сегменті БР(Д) цінових пропозицій $M_{\text{acc}}^{\text{БР(Д)+}}$. При цьому цінові пропозиції електроенергії формують графік пропозиції одностороннього аукціону.

Для учасників ринку електричної енергії, цінові пропозиції яких були прийняті на РДД чи БР(Д-1), але відхилені у сегменті БР(Д)⁻ (тобто прийняті у цьому сегменті на розвантаження), нараховується компенсація у розмірі K_{BK} від заявленої вартості електроенергії. Тоді платежі за розвантаження енергоагрегатів у сегменті БР(Д), які повинні враховуватися у тарифі оператора системи передачі, становлять $M_{розв.}^{БР(Д)-} = K_{BK} \cdot \sum_i (C_i \cdot V_i) \forall x_i | (x_i \in M_{rej}^{БР(Д)-})$.

Вартість електроенергії для енергоблоків, завантажених на БР(Д),

$$M_{зав.}^{БР(Д)+} = \sum_i (C_i \cdot V_i) \forall x_i | (x_i \in M_{acc}^{БР(Д)+}).$$

Останній вираз застосовується у тому випадку, коли вартість електроенергії, що додатково купується у сегменті БР(Д), визначається за визначеними у пропозиціях виробників цінами. Якщо на БР вартість додаткової купівлі електроенергії визначатиметься за граничними цінами, то сумарна вартість такої електроенергії розраховуватиметься як

$$M_{зав.}^{БР(Д)+} = \max(C_i) \cdot \sum_i V_i \forall x_i | (x_i \in M_{acc}^{БР(Д)+}).$$

Докладно особливості застосування цих форм ціноутворення проаналізовані у [7]. Задача вибору оптимальної форми ціноутворення для БР України вимагає додаткових досліджень і виходить за межі тематики цієї статті.

За наявності кількох зон регулювання балансування попиту та пропозиції здійснюється окремо по кожній цінній зоні. З цією метою, цінові заявки, подані для участі в БР(Д), попередньо розді-

ляються за цінними зонами
$$\begin{cases} M_{pres}^{БР(Д)-} = \sum_z M_{pres(z)}^{БР(Д)-} \forall z \in Z \\ M_{pres}^{БР(Д)+} = \sum_z M_{pres(z)}^{БР(Д)+} \forall z \in Z \end{cases}$$

Задача розвантаження задіяних в інших сегментах ринку електроенергії виробничих потужностей окремо по кожній зоні регулювання набуває наступного вигляду:

$$\left(\sum_i (C_i \cdot V_i) \rightarrow \max, \sum_i V_i = \Delta V_{\Sigma B}^{БР(Д)-} \forall x_{i(z)} | x_{i(z)} \in M_{pres(z)}^{БР(Д)-} \right) \forall z \in Z.$$

У даному випадку формується множина прийнятих на розвантаження цінних пропозицій $M_{rej}^{БР(Д)-} = \sum_z M_{rej(z)}^{БР(Д)-} \forall z \in Z$ на БР(Д). При цьому поставлена задача розв'язується шляхом використання цінних пропозицій у формі графіка попиту в моделі одностороннього аукціону.

Цільова функція задачі завантаження виробничих потужностей, не прийнятих в інших сегментах ринку електричної енергії, окремо по кожній цінній зоні набуває вигляду

$$\left(-\sum_i (C_i \cdot V_i) \rightarrow \max, \sum_i V_i = \Delta V_{\Sigma B}^{БР(Д)+} \forall x_{i(z)} | x_{i(z)} \in M_{pres(z)}^{БР(Д)+} \right) \forall z \in Z.$$

Платежі за розвантаження енергоагрегатів у сегменті БР(Д), які повинні враховуватися у тарифі оператора системи передачі, по всіх зонах балансування складають

$$M_{розв.}^{БР(Д)-} = \sum_z M_{розв.(z)}^{БР(Д)-} \forall z \in Z = \sum_z \left(K_{BK} \cdot \sum_i (C_i \cdot V_i) \forall x_{i(z)} | (x_i \in M_{rej(z)}^{БР(Д)-}) \right) \forall z \in Z.$$

Вартість електроенергії для енергоблоків, завантажених на БР(Д), по всіх зонах балансування

$$M_{зав.}^{БР(Д)+} = \sum_z M_{зав.(z)}^{БР(Д)+} \forall z \in Z = \sum_z \left(\sum_i (C_i \cdot V_i) \forall x_{i(z)} | (x_{i(z)} \in M_{acc(z)}^{БР(Д)+}) \right) \forall z \in Z.$$

Розрахунок вартості додаткової купівлі електроенергії у сегменті БР по всіх зонах балансування при визначенні вартості електроенергії за принципами граничного ціноутворення

$$M_{зав.}^{БР(Д)+} = \sum_z M_{зав.(z)}^{БР(Д)+} \forall z \in Z = \sum_z \left(\max(C_i) \cdot \sum_i V_i \forall x_{i(z)} | (x_{i(z)} \in M_{acc(z)}^{БР(Д)+}) \right) \forall z \in Z.$$

Приклад імітаційного моделювання функцій балансуєчого ринку. Описаний математичний апарат використано при програмній реалізації імітаційної моделі РДН та БР. Результати тестових

розрахунків з використанням розробленої імітаційної моделі для режиму ОЕС України на 17 год. 22 грудня 2016 року за даними ДП «НЕК «Укренерго» наведено на рис. 3 і 4.

На рис. 3 у вигляді східчастого графіка представлені подані на РДН пропозиції за ціною виробників електричної енергії, що сформовані з використанням способу, описаного в [2]. При розрахунках використовувався нееластичний за ціною попит, поданий на графіку віссю. Точка перетину осі попиту розділяє графік пропозиції на множини прийнятих та відхиленних на РДН цінових пропозицій виробників електроенергії.

Результати моделювання функцій РДН використано при формуванні множин пропозицій на завантаження та розвантаження від виробників електроенергії (рис. 4).

Так, вісь попиту, значення якого використане при імітаційному моделюванні функцій РДН, розділяє загальний графік пропозиції на прийняті у сегменті РДН цінові пропозиції (графік розвантаження на БР) та відхилені у сегменті РДН цінові пропозиції (графік завантаження на БР).

У розрахункову годину доби в ОЕС України спостерігався від'ємний небаланс електроенергії, тобто фактичне споживання електричної енергії було нижчим від запланованого більш ніж на 2 ГВт. За результатами розрахунків визначено тринадцять цінових пропозицій від учасників БР на розвантаження енергоагрегатів електростанцій для балансування фактичного та запланованого споживання електричної енергії. Прийняті пропозиції на розвантаження виділені на рис. 4 потовщеними лініями. Результати розрахунків, отримані в імітаційній моделі, узгоджуються із ретроспективною інформацією про режим ОЕС України за розрахунковий період, що свідчить про адекватність результатів, розрахованих із використанням розробленого математичного апарата.

Висновки. Викладений математичний апарат використано для реалізації імітаційної моделі конкурентних сегментів лібералізованої моделі ринку електроенергії. Тестові розрахунки засвідчили адекватність отриманих результатів. Використання імітаційної моделі БР, в якій реалізовано розроблений математичний апарат, дасть можливість підвищити ефективність управлінських рішень щодо формування остаточних правил функціонування лібералізованої моделі оптового ринку електроенергії України в окремих її сегментах. Імітаційні розрахунки в частині вирішення системних обмежень на виробництво та розподіл електричної енергії дозволять оцінити доцільність запровадження такого аналізу в сегменті РДН, визначити вартість системних обмежень на БР, а також дослідити конфігурацію зон регулювання в різних сегментах ринку. Імітаційні розрахунки в частині врегулювання дисбалансів дадуть змогу оцінити ефективність впровадження механізмів економічної

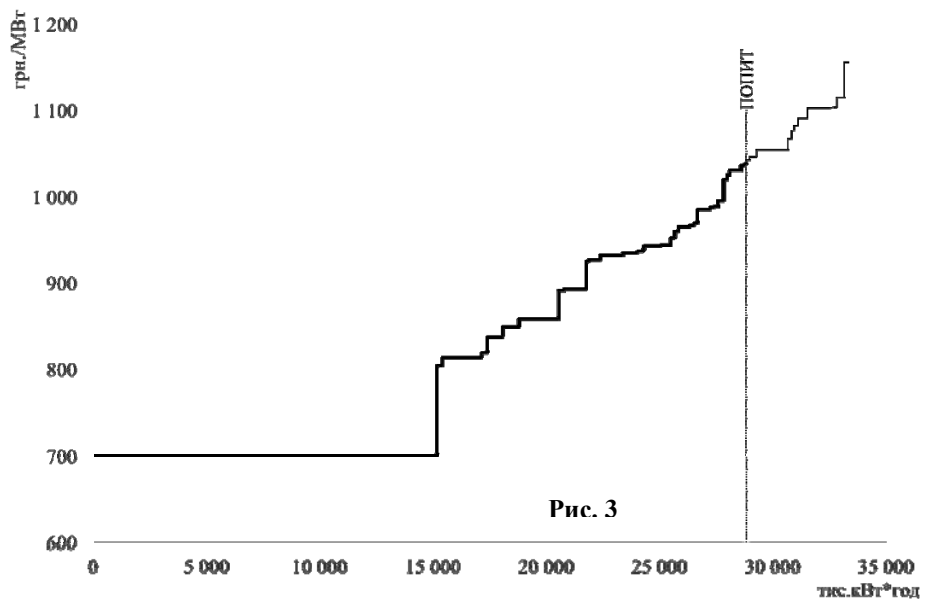


Рис. 3

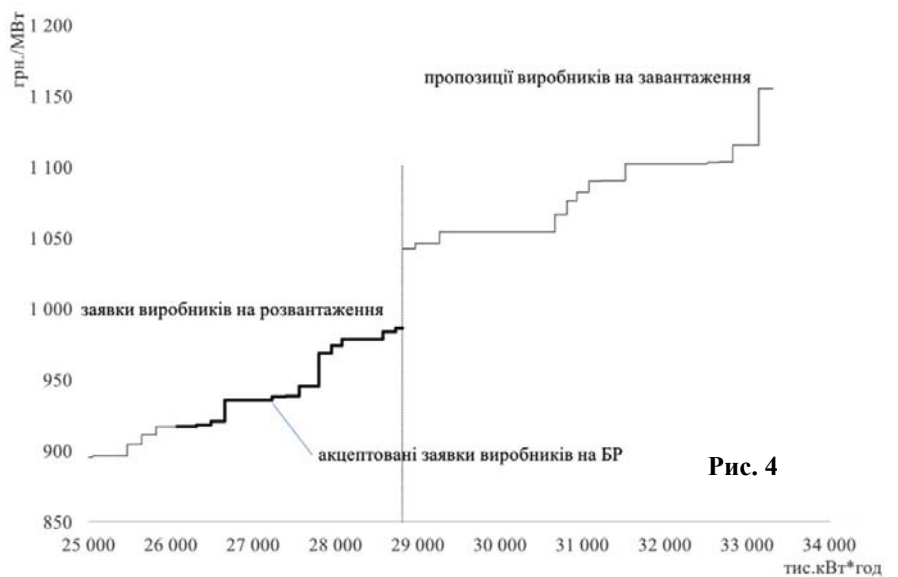


Рис. 4

відпові-дальності за точність прогнозів навантаження. Прийняття за результатами імітаційних досліджень рішень щодо правил функціонування лібералізованої моделі оптового ринку електроенергії України в частині БР дозволять зменшити, а в деяких випадках усунути додаткові необґрунтовані витрати на вирішення системних обмежень в ОЕС України. Це, у свою чергу, призводитиме до зниження загальної вартості електроенергії для кінцевого споживача та стимулюватиме виробників електроенергії підвищувати енергоефективність своєї діяльності.

1. *Блінов І.В.* Теоретичні та практичні засади функціонування конкурентного ринку електроенергії. – Київ: Наукова думка, 2015. – 215 с.
2. *Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А.* Комплексна розрахункова модель ринку на добу наперед та балансуючого ринку електроенергії України // Промелектро. – 2016. – № 4-5. – С. 8 – 12.
3. Про ринок електричної енергії. Верховна Рада України; Закон від 13.04.2017 № 2019-VIII. <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.
4. *Herve Moulin.* Fair Division and Collective Welfare. – Cambridge, Massachusetts: MIT Press, 2004. – 295 p.
5. *Klemperer, Paul.* Auctions: Theory and Practice. – Princeton University Press. 2004. – 246 p.
6. *Susan Tierney, Todd Schatzki, Rana Mukerji.* Uniform-pricing versus Pay-as-bid in Wholesale Electricity Markets. – Analysis Group and ISO New York. – 2008. – 24 p.

ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С УЧЕТОМ СИСТЕМНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ НА ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМА ОЭС УКРАИНЫ

И.В. Блиннов¹, канд.техн.наук, **Е.В.Парус¹**, канд.техн.наук, **Г.А. Иванов²**,

¹Институт электродинамики НАН Украины,

пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина,

e-mail: blinovigor81@gmail.com

²ГП «Энергорынок»,

ул. Симона Петлюры, 27, Киев, 01032, Украина.

Приведено описание основных принципов построения средств имитационного моделирования функций балансирующего рынка электроэнергетики в Украине. Определены допущения, заложенные в основу имитационной модели балансирующего рынка. Представлены основные функции имитационной модели балансирующего рынка и математический аппарат, используемый для реализации этих функций. Показан пример результатов моделирования функций балансирующего рынка с учетом сетевых ограничений ОЭС Украины, выполненных имитационной моделью. Библ. 6, рис. 4.

Ключевые слова: балансирующий рынок, системные ограничения, имитационное моделирование

IMITATION MODELING OF THE BALANCING ELECTRICITY MARKET FUNCTIONING TAKING INTO ACCOUNT SYSTEM CONSTRAINTS ON THE PARAMETERS OF THE IPS OF UKRAINE MODE

I.V. Blinov¹, Ye.V. Parus¹, H.A. Ivanov²

¹The Institute of Electrodynamics of the NAS of Ukraine,

pr. Peremogy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine,

e-mail: blinovigor81@gmail.com

²SE "Enerhorynok",

str. Symona Petliury, 27, Kyiv, 01032, Ukraine

The description of the basic principles of constructing of the means of imitation modeling of the balancing electricity market functions in Ukraine is described. The assumptions, which are base of the imitation model of the balancing market are identified. The main functions of the imitation model of the balancing market and the mathematical apparatus used for the realization of these functions are outlined. An example of the modeling results of balancing market functions, taking into account the network constraints of the IPS of Ukraine is presented. References 6, figures 4.

Key words: balancing market, system constraints, imitation modeling

1. *Blinov I.V.* Theoretical and practical principles of functioning of a competitive electricity market. – Kyiv: Naukova Dumka, 2015. – 215 p. (Ukr)
2. *Blinov I.V., Parus E.V., Ivanov G.A.* Complex calculation model of the day-ahead and balancing market of Ukraine // Promelectro – 2016. – No 4-5. – С. 8 – 12. (Ukr)
3. The Law of Ukraine "On Electricity Market". The Verkhovna Rada of Ukraine. The Law of 13.04.2017 № 2019-VIII. Available at: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>. (Ukr)
4. *Herve Moulin.* Fair Division and Collective Welfare. – Cambridge, Massachusetts: MIT Press, 2004. – 295 p.
5. *Klemperer, Paul.* Auctions: Theory and Practice. – Princeton University Press. 2004. – 246 p.
6. *Susan Tierney, Todd Schatzki, Rana Mukerji.* Uniform-pricing versus Pay-as-bid in Wholesale Electricity Markets. – Analysis Group and ISO New York. – 2008. – 24 p.

Надійшла 06.07.2017

Остаточний варіант 11.10.2017