

commutative resource of switches, the mathematical model of operational optimization of modes of substations has been given. References 5, figure.

Key words: substation in electrical network, technological losses of electricity, operational optimization of running mode.

Надійшла 19.10.2016

Received 19.10.2016

УДК 621.311.4

ДОСЛІДЖЕННЯ ОРГАНІЗАЦІЇ КОНКУРЕНТНОЇ МОДЕЛІ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ З УРАХУВАННЯМ МЕРЕЖЕВИХ ОБМЕЖЕНЬ В ОЕС УКРАЇНИ

І.В. Блінов¹, канд. техн. наук, **Є.В. Парус²**, канд. техн. наук, **Г.А. Іванов³**, нач. департаменту гарантованого покупця

1, 2 – Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна

3 – ДП “Енергоринок”,

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

e-mail: igorblinov@mail.ru

Висвітлено результати дослідження можливих наслідків впровадження конкурентних моделей ринку «на добу наперед» та балансуєчого ринку на оптовому ринку електроенергії України з огляду на відокремлене функціонування ОЕС та Буришинського енергоострова. Наведено основні підходи до рішення проблеми врахування обмежень на обмін електроенергією по магістральних електричних зв'язках в сегментах ринку «на добу наперед» та балансуєчого. Показано недоцільність врахування обмежень на передавання електроенергії на оптовому ринку електроенергії України виключно в сегменті балансуєчого ринку. Здійснено порівняння результатів торгів на ринку «на добу наперед» за умов проведення як спільного, так і відокремлених аукціонів для Буришинського енергоострова та іншої частини ОЕС України. Показано основні складові необґрунтованого завищення вартості електроенергії при організації спільного для Буришинського енергоострова та іншої частини ОЕС України аукціону на ринку «на добу наперед» та досліджено причини виникнення цих складових. За результатами досліджень зроблено висновок про необхідність виділення Буришинського енергоострова в окрему цінову зону. Обґрунтовано також необхідність врахування обмежень на обмін електроенергією між Буришинським енергоостровом та іншою частиною ОЕС України в сегменті міждержавної торгівлі електроенергією, оскільки неврахування таких обмежень призводитиме до дотування експортованої електроенергії за рахунок національного споживача. Бібл. 3, рис. 3.

Ключові слова: оптовий ринок електроенергії, ринок «на добу наперед», зональна модель ціноутворення.

Впровадження в Україні моделі ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку електроенергії передбачає необхідність розробки нових правил та використання відповідного програмного забезпечення для забезпечення функціонування таких конкурентних сегментів ринку електроенергії, як ринок «на добу наперед» (РДН) та балансуєчий ринок (БР) електроенергії. Однією з принципівих проблем функціонування ринку “на добу наперед” є питання про необхідність врахування технологічних обмежень, перш за все, обмежень на транспортування електроенергії. На ринках електроенергії різних країн це питання розв’язується по-різному. Існуючі сьогодні моделі організації РДН різняться між собою методами розрахунку результатів аукціону електроенергії, які можуть бути основані на вузловому або зональному ціноутворенні, а також на організації єдиного аукціону без врахування мережових обмежень.

Актуальність проблеми розробки та впровадження моделі РДН в Україні обумовлює необхідність проведення досліджень організації моделей функціонування РДН та можливого впливу на споживачів ОЕС України моделі врахування системних обмежень на РДН та балансуєчому ринку електроенергії.

Врахування на РДН мережових обмежень може бути організовано на основі вузлового чи зонального ціноутворення [3]. Кожен з цих підходів має свої переваги та недоліки. На

сьогоднішній день розроблені різні алгоритми розрахунків вузлових цін на електроенергію, проте всі ці методи базуються на моделі оптимізації режиму енергосистеми з різними ступенями деталізації параметрів прогнозованого режиму. Тобто вузлова модель врахування мережевих обмежень на РДН передбачає розв'язання задачі оптимізації балансу активної потужності в енергосистемі з урахуванням заявок та пропозицій учасників ринку та втрат на передачу електричної енергії [2]. На противагу цьому, зональна модель ціноутворення передбачає організацію аукціонів щодо купівлі-продажу електроенергії та врахування мережевих обмежень без розрахунків оптимального режиму енергосистеми [1], але дає змогу врахувати основні мережеві обмеження для зменшення обсягів торгів на БР, що априорі дозволяє зменшити вартість електричної енергії для споживачів.

Один з найпростіших підходів – ігнорування обмежень на транспортування електроенергії. Так, у багатьох країнах Європи, де на РДБ реалізовано суто фінансовий механізм балансування попиту та пропозиції на електроенергію – біржові торги, питання мережевих обмежень розглядається виключно в сегменті БР. Виробники електроенергії подають на БР цінові пропозиції, які містять пропозиції як щодо завантаження виробничих потужностей, так і щодо зменшення визначеного в інших сегментах ринку рівня навантаження виробничих потужностей. Очевидною перевагою такого підходу є простота його реалізації. Одночасно неврахування мережевих обмежень у сегменті РДН має низку недоліків. Так, коригування графіків навантажень, визначених у сегментах ринку двосторонніх договорів та на РДН, призводить до зниження рівня адекватності цінових показників, отриманих у цих сегментах РДБ. Крім того, виробники електроенергії добровільно погоджуються на зменшення рівня навантаження виробничих потужностей лише за умови збереження запланованого рівня прибутку. Врахування компенсацій втраченої вигоди в цінових пропозиціях “на розвантаження” на БР призводить до необґрунтованого завищення вартості електроенергії для споживачів та виникнення виплат виробникам електроенергії за фактично невикористану електроенергію. Тому такий підхід до врахування мережевих обмежень в енергосистемі прийнятний, у першу чергу, для енергосистем з “сильними зв'язками”, де проблема обмежень на транспортування електроенергії виникає досить рідко. У той же час для ОЕС України, для якої характерні високий рівень складності мережевих зв'язків та суттєвий вплив на режимні показники технологічних обмежень (наприклад, за умовами статичної стійкості), неврахування мережевих обмежень на РДН призведе до неадекватності результатів торгів, отриманих у цьому сегменті ринку, та до зниження практичної цінності РДН у цілому.

Однією з основних проблем з точки зору наявності мережевих обмежень в Україні є наявність Бурштинського енергоострова, який не має електричних зв'язків з об'єднаною енергетичною системою (ОЕС) України та працює у синхронному режимі з європейською мережею ENTSO-E. Електрична енергія, яка переважно виробляється Бурштинською ТЕС, має високу собівартість виробництва через транспортні витрати на доставку вугілля. Ця електрична енергія з відносно високою ціною не може бути реалізована ні на ринку двосторонніх договорів, ні на РДН, а тому потрібно буде вирішувати питання електрозабезпечення споживачів острова через механізми розв'язання системних обмежень на балансуєчому ринку. Значимо, що в діючій моделі ринку “єдиного покупця” формується єдина оптова ринкова ціна, яка враховує всі затрати виробників ізольованих зон з високою ціною собівартості та соціалізується серед усіх споживачів країни.

За наявності двох або більше електроізольованих зон та необхідності вирішення системних обмежень механізмами балансуєчого ринку важливим питанням є оцінка впливу додаткового фінансового навантаження такого механізму на споживачів всіх зон. Для наочності представимо пропозицію електроенергії у вигляді лінійного графіка, а попит – обмеженням на обсяги торгів.

Розглянемо питання в хронологічному порядку роботи сегментів ринку. Уявімо, що на ринку двосторонніх договорів та ринку «на добу наперед» через високу ціну електричної енергії не були законтраговані пропозиції виробників Бурштинського енергоострова (рис. 1) Таким чином, для підтримання балансу виробництва та споживання в цій зоні з використанням економічних стимулів на балансуєчому ринку, системним оператором будуть акцепто-

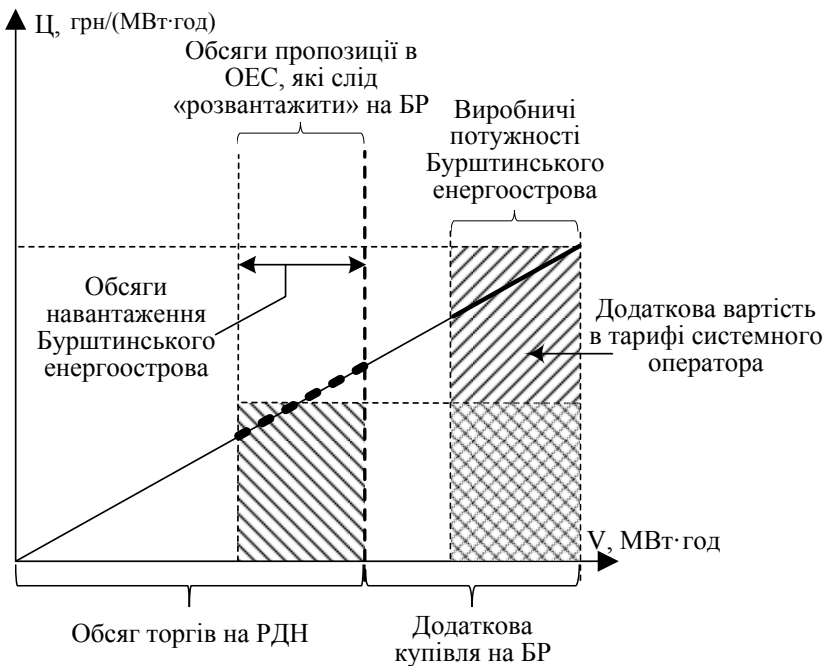


Рис. 1

низькою ціною створюють дефіцит коштів та вимагатимуть включення до тарифу системного оператора джерела покриття цього дефіциту.

Обсяг коштів, які мають бути враховані в тарифі системного оператора, визначається за такою формулою:

$$V_{\text{ТСО}} = \sum_{i=1}^i (\Pi_3^i \times O_3^i - \Pi_p^i \times O_p^i),$$

де Π_3^i – ціна заявки виробника на завантаження, грн/МВт·год; O_3^i – обсяг заявки виробника на завантаження, грн/МВт·год; Π_p^i – ціна заявки виробника на розвантаження, грн/МВт·год; O_p^i – обсяг заявки виробника на розвантаження, грн/МВт·год; i – кількість акцептованих заявок системним оператором на усунення системних обмежень.

Збільшення тарифу системного оператора збільшить ціну у споживачів обох зон. За рахунок тарифу системного оператора витрати на усунення системних обмежень будуть рівномірно соціалізовані серед споживачів країни. У виробників, які знаходяться в зоні з примусовим на балансуєчому ринку акцептом пропозиції за заявленою ціною на завантаження, зникають стимули для участі на конкурентному ринку через наявність механізму покриття вартості електричної енергії як “витрати +”. Це спотворює ситуацію, коли споживачі всіх зон сплачують тариф системного оператора та частково покривають неконкурентні ціни виробників у іншій зоні. Крім того, при наявності експорту з датованої зони отримуємо ситуацію, коли низька ціна на конкурентному внутрішньому ринку електричної енергії не покриває всі витрати виробників датованої зони, але є привабливою для експорту.

Наведені міркування стосуються виключно обсягу фактичного дотування енергоагрегатів Бурштинської ТЕС. Проте неврахування технологічних обмежень на обмін електроенергією між Бурштинським енергоостровом та іншою частиною ОЕС України спричиняє негативний вплив на ОРЕ України в цілому, що додатково призводить до ще більшого завищення вартості електроенергії. Розглянемо детальніше основні складові такого завищення (рис. 2).

З рис. 2 видно, що спільний аукціон для Бурштинського енергоострова та ОЕС України створює такі негативні наслідки:

– додаткові витрати від завищення ціни на РДН внаслідок залучення виробничих потужностей в частині ОЕС України умовно на покриття попиту енергоострова (заштрихована область 1 на рис.2);

– додаткові витрати на БР, що виникають внаслідок розвантаження енергоблоків в ОЕС України, які були залучені на РДН на покриття попиту енергоострова, але фактично не

вані пропозиції виробників цієї зони. Системний оператор купить у виробників електричну енергію за заявленою ціною (Π_3), яка апіорі є вищою за ціну ринку ($\Pi_{\text{РДН}}$). Для збереження балансу виробництва та споживання в ОЕС України системний оператор на балансуєчому ринку акцептує заявки на продаж електричної енергії виробникам у іншій зоні за заявленими цінами на розвантаження (Π_p), які будуть нижче ринкових. Таким чином, купівля електричної енергії системним оператором на балансуєчому ринку з метою усунення системних обмежень за високою ціною та продаж за

спроможні здійснити таке покриття (заштрихована область 2 на рис. 2);

– завищення ціни на БР України внаслідок залучення виробничих потужностей для покриття навантаження Бурштинського енергоострова (заштрихована область 3 на рис. 2). Слід зазначити, що таке завищення цін виникатиме у випадку маржинального ціноутворення на БР, а не при прийнятті пропозицій щодо балансування за заявленою виробниками ціною;

– підвищення загальної вартості електроенергії внаслідок використання дорогих потужностей Бурштинської ТЕС.

Зрозуміло, що така ситуація буде нівелювати низку переваг конкурентної моделі РДДБ України, зокрема щодо прозорості ціноутворення, правильності визначення цінових сигналів та визначення напрямків інвестування у розвиток електричних станцій та мереж.

Одним із найпростіших способів вирішення проблеми необґрунтованого завищення вартості електроенергії для споживача вбачається обов'язковий продаж електричної енергії на єдиному аукціоні РДН виробників енергоострова та покриття збитків з тарифу системного оператора. Розглянемо деякі можливі наслідки впровадження такого підходу (рис. 3).

Для реалізації рішення про обов'язковий продаж електроенергії виробниками Бурштинського енергоострова додатково слід визначитись з обсягами такого продажу:

а) обов'язкова участь на РДН всіх доступних виробничих потужностей Бурштинського енергоострова;

б) обов'язкова участь на РДН виробничих потужностей Бурштинського енергоострова в обсягах, необхідних для покриття попиту енергоострова.

Бурштинський енергоострів є профіцитним регіоном, причому частина виробленої електроенергії спрямовується на експорт до країн ENTSO-E. Оскільки обсяги експорту на даний момент визначаються дво-

сторонніми договорами, то для аналізу стану на РДН України експортну складову Бурштинського енергоострова в наведеному дослідженні не враховано. Тоді баланс попиту та пропозиції в цій зоні складатимуть доступне виробництво Бурштинської ТЕС, сумарний попит Бурштинського енергоострова та обсяги електроенергії, якими Бурштинська ТЕС може покрити навантаження ОЕС України

$$\Delta V_{\text{попОЕС}} : V_{\text{ЗБТО}} = V_{\text{ЗБТО}} + \Delta V_{\text{попОЕС}}$$

Обов'язкові для продажу обсяги пропозиції електроенергії на аукціоні зазвичай подаються пропозиціями з нульовою чи навіть від'ємною

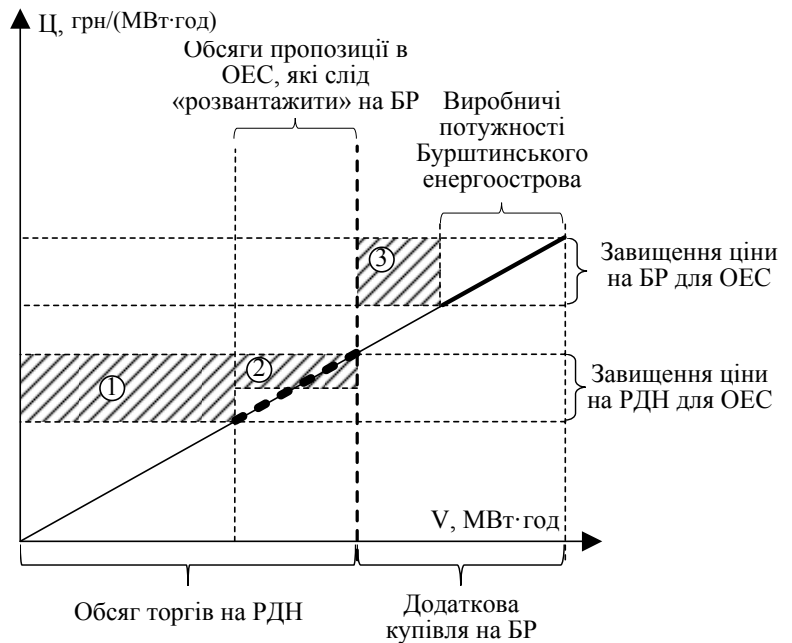


Рис. 2

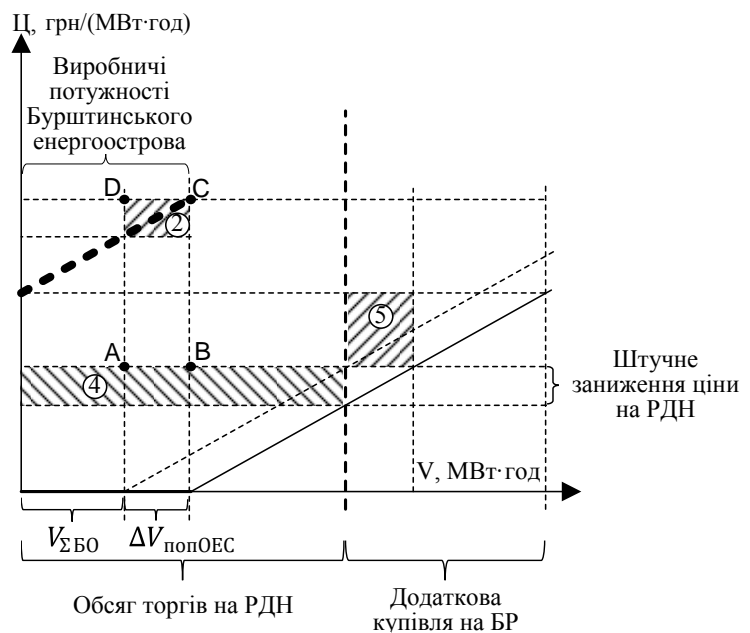


Рис. 3

ціною (див. рис. 3). В результаті обсяги цінової заявки Бурштинської ТЕС $V_{\Sigma \text{БТЕС}}$ витіснятимуть пропозицію інших ТЕС, що призводитиме до штучного заниження ціни на РДН. Проте зниження вартості електроенергії, що виникає внаслідок штучного заниження ціни на РДН (заштрихована область 4 на рис. 3), частково чи повністю нівелюється завищеною вартістю електроенергії Бурштинської ТЕС понад мінімально необхідних для покриття попиту енергоострова (площа чотирикутника ABCD область 4 на рис. 3). Цієї складової завищення вартості електроенергії можливо уникнути, якщо в сегменті БР розвантажити енергоагрегати Бурштинської ТЕС в обсягах $\Delta V_{\text{полОЕС}}$ та додатково залучити більш дешеві виробничі потужності. Проте і в цьому випадку виникають додаткові витрати, що призводять до необґрунтованого завищення вартості електроенергії:

- витрати, пов'язані з розвантаженням частини потужностей Бурштинської ТЕС (заштрихована область 2 на рис.3);
- додаткові залучення виробничих потужностей за граничною ціною БР, а не РДН (заштрихована область 5 на рис. 3).

Уникнути наведених вище додаткових складових вартості електроенергії можливо шляхом визначення обов'язкових обсягів продажу електроенергії енергоагрегатами Бурштинської ТЕС на рівні прогнозованого попиту енергоострова. У цьому випадку на РДН фактично буде запроваджено розділення РДН на зони за попитом на електроенергію. При цьому додаткове відокремлення процедур балансування Бурштинського енергоострова в сегменті БР (для уникнення необґрунтованого завищення граничної ціни в частині БР в ОЕС України) призведе до фактичного запровадження зональної моделі ціноутворення.

Реалізація зональної моделі ціноутворення в сегментах РДН та БР дає змогу уникнути необґрунтованого завищення вартості електроенергії в межах України, але при цьому зберігається можливість додаткових втрат у процесі подальшої інтеграції ОЕС України з енергосистемами країн ENTSO-E та об'єднання ринків електроенергії країн Європи та України. Дійсно, за умов формально єдиного ринку РДН в Україні будь-який учасник ринку має можливість здійснити експорт електроенергії. Проте без модернізації електричних мереж та інших електростанцій фактичне постачання електроенергії до країн ENTSO-E здійснюватиме Бурштинська ТЕС з більш високою вартістю виробництва. І врахування такої різниці вартості електроенергії в тарифі системного оператора призведе до прихованого дотування експорту за рахунок власного споживача.

Найбільш очевидним шляхом розв'язання наведених у статті проблем є повноцінне виділення Бурштинського енергоострова в окрему цінову зону. Запровадження зонального ціноутворення на ОРЕ України не вимагає суттєвих фінансових та організаційних затрат. При цьому зональна модель ціноутворення дасть змогу уникнути необґрунтованого завищення цін як на РДН, так і на балансуєчому ринку. Недоліком такого підходу є встановлення різних цін на електроенергію для різних регіонів України. Однак цей фактор можливо компенсувати шляхом додаткового розрахунку єдиної оптової ціни на електроенергію вже після формування графіка покриття навантаження (на кшталт єдиної національної ціни для споживачів італійського оптового ринку електроенергії). При цьому частково зберігатиметься приховане дотування дорогих виробничих потужностей Бурштинської ТЕС, але не виникатимуть додаткові платежі, пов'язані з необґрунтованим завищенням цін та розвантаженням енергоагрегатів, що не спроможні покрити навантаження Бурштинського енергоострова.

Таким чином, проведені дослідження організації конкурентної моделі ринку електроенергії України з урахуванням мережевих обмежень між Бурштинським енергоостровом та іншою частиною ОЕС України показали доцільність запровадження в Україні зональної моделі ціноутворення в сегменті ринку «на добу наперед». Запровадження такої моделі забезпечує прозоре ціноутворення в сегменті РДН, створення однакових умов для конкуренції для виробників електричної енергії в усіх зонах, зменшення вартості вирішення системних обмежень в тарифі системного оператора, зменшення фінансового навантаження на споживачів електроенергії, а також стимулюватиме модернізацію електричних мереж та станцій в Україні. Останнє, перш за все, пов'язано з подальшим розвитком запропонованого підходу в

частині зменшення рівня цін на електроенергію в Бурштинському енергоострові за рахунок його розширення шляхом введення додаткових потужностей з іншої частини ОЕС України або запровадження об'єднаного РДН між Бурштинським енергоостровом та країнами Європи, що є першим етапом входження України до загальноєвропейського ринку електроенергії.

1. *Блінов І.В., Парус С.В.* Дослідження принципів побудови функцій чистого експорту при сполученні ринків електроенергії // Пр. Інституту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2015. – Вип. 40. – С. 60–66.
2. *Блінов І.В., Парус С.В., Самков О.В.* Аспекти врахування технологічних обмежень учасників біржі електроенергії// Тези доповідей III Міжнародної науково-практичної конференції «Інформаційні технології, системний аналіз і моделювання соціоекологоекономічних систем». – 2011. – С. 34–40.
3. *Holmberg P., Lazarczyk E.* Congestion management in electricity networks: Nodal, zonal and discriminatory pricing. Technical report, Research Institute of Industrial Economics (IFN) (2012).

УДК 621.311.4

І.В. Блінов¹, канд. техн. наук, **Е.В. Парус²**, канд. техн. наук, **Г.А. Іванов³**, нач. департаменту гарантованого покупця

1, 2 – Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна

3 – ГП «Енергорынок»,

ул. Симона Петлюри, 27, Київ, Україна

Исследование организации конкурентной модели рынка электроэнергии Украины с учетом сетевых ограничений в ОЭС Украины

Рассмотрены результаты исследования возможных последствий внедрения конкурентных моделей рынка «на сутки вперед» и балансирующего рынка на оптовом рынке электроэнергии Украины в условиях раздельного функционирования ОЭС и Бурштинского энергоострова. Приведены основные подходы к решению проблемы учета ограничений на обмен электроэнергией по магистральным электрическим связям в сегментах рынка «на сутки вперед» и балансирующего рынка. Показана нецелесообразность учета ограничений на передачу электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии Украины исключительно в сегменте балансирующего рынка. Проведено сравнение результатов торгов на рынке «на сутки вперед» в условиях проведения как общего, так и раздельных аукционов для Бурштинского энергоострова и остальной части ОЭС Украины. Показаны основные составляющие необоснованного завышения стоимости электроэнергии при организации общего для Бурштинского энергоострова и остальной части ОЭС Украины аукциона на рынке «на сутки вперед» и исследованы причины появления этих составляющих. По результатам исследований сделан вывод о необходимости выделения Бурштинского энергоострова в отдельную ценовую зону. Обоснована необходимость учета ограничений на обмен электроэнергией между Бурштинским энергоостровом и остальной частью ОЭС Украины в сегменте межгосударственной торговли электроэнергией, поскольку отсутствие учета таких ограничений приведет к дотированию экспортируемой электроэнергии за счет национального потребителя. Библи. 3, рис. 3.

Ключевые слова: оптовый рынок электроэнергии, рынок «на сутки вперед», зональная модель ценообразования.

I. Blinov¹, Ye. Parus², H. Ivanov³

1, 2 – Institute of Electrodynamics of National Academy Sciences of Ukraine,

Peremohy, 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine

3 – SE «Energorynok»,

S. Petliury, 27, Kyiv, Ukraine

Research of competitive model of electricity market of Ukraine taking into account network constraints in IPS Ukraine

The purpose of the article is to highlight the results of the study the possible consequences of the implementation of the competitive models of "day-ahead" market and the balancing market in the wholesale electricity market of Ukraine in the conditions of the IPS and Burshtyn energy island separate operation. The article presents the main approaches to the problem taking into account the restrictions on the electric power exchange by the main electrical connections in the "day-ahead" market segments and the balancing market. Unreasonableness account restrictions on the transmission of electricity on the wholesale electricity market of Ukraine exclusively for balancing market segment are shown. A comparison of the results of trades on the "day-ahead" market in terms of both general and separate auctions for Burshtyn energy island and the rest of the IPS of Ukraine is performed. The basic components of unjustified overvaluation of electricity cost during the general auction organization on the "day-ahead" market for Burshtyn energy island and the rest of the IPS Ukrainian are shown. Also we investigated the causes of these components appearance. According to the research we concluded that it is a need to allocate Burshtyn energy island as a separate pricing area. Additionally, the article proves the need to account restrictions on the electric power exchange between the Burshtyn energy island and the rest of the IPS in Ukraine in the interstate electricity trading segment. The lack of accounting of such restrictions would lead to subsidies for export of electricity by the national consumer. References 3, figures 3.

Key words: power exchange market, day-ahead market, zonal pricing model.

Надійшла 08.11.2016

Received 08.11.2016