

ЛІБЕРАЛІЗОВАНІ РИНКИ ЕНЕРГІЇ LIBERALIZED ENERGY MARKET

УДК 621.316

Г.А. Іванов, начальник департаменту гарантованого покупця
Державне підприємство «Енергоринок» Кабінету Міністрів України

ОСОБЛИВОСТІ МОДЕЛЮВАННЯ ЛІБЕРАЛІЗОВАНОГО РОЗДРІБНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

У статті наведені складові тарифів та цін у учасників діючого в Україні оптового ринку електричної енергії, а також складові тарифів і цін у учасників лібералізованого ринку електричної енергії. Надані рекомендації щодо допущень при моделюванні роздрібного ринку. За результатами попередньо проведеного моделювання, наведені графічні матеріали з зазначенням можливої частки кожної із складових кінцевої ціни у споживача. Представлений математичні формули, які були використані при моделюванні ціноутворення на роздрібному ринку.

Ключові слова: моделювання, ринок електричної енергії, роздрібний ринок електричної енергії, лібералізація, тарифоутворення.

Внутрішній ринок електроенергії, який поступово впроваджується у Європейському Співтоваристві, має мету надати реальну можливість вибору усім споживачам Європейського Союзу та створити нові можливості для розвитку бізнесу та збільшення транскордонної торгівлі задля досягнення підвищення ефективності, конкурентних цін, покращення якості обслуговування, а також для сприяння безпеці постачання і стабільності. Основна мета впровадження лібералізованого ринку електричної енергії в Україні – економічно-обґрунтовані ціни, надійне постачання з високими параметрами якості та рентабельність суб'єктів ринку. Саме ціни для споживачів є головними індикаторами «ефекту» від впровадження нової моделі ринку електричної енергії. Ці ціни най-більш важливі при прийнятті регуляторних та управлінських рішень щодо захисту інтересів споживачів електричної енергії України. Тому, для оцінки можливих наслідків від запроваджених реформ в електроенергетиці, вкрай важливим є моделювання процесів ціноутворення на роздрібному ринку, де можливе визначення рівня цін для промислових споживачів та населення. Розуміння того, що будь-які помилки в регулюванні на ринку електричної енергії будуть оплачені саме споживачем, обумовлює необхідність моделювання всіх процесів тарифо- та ціноутворення, які впливають на роздрібні ціни для споживачів.

В Україні наразі діє єдиний оптовий ринок електричної енергії. На цьому ринку всі виробники електричної енергії продають єдиному покупцю а енергопостачальники купують у єдиного покупця всю електричну енергію для подальшого постачання споживачам та для експорту. Вся електрична енергія на оптовому ринку купується по єдиній ціні – оптова ринкова ціна, яка формується оптовим постачальником за правилами ринку електричної енергії, затверджених національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – Регулятор). Ціна електричної енергії для всіх енергопостачальників в ОРЕ є однаковою та погодинною, незалежно від того, якому споживачу вона постачається. Оптова ринкова ціна, крім середньозваженої ціни купівлі електричної енергії у виробників, включає в себе і ціни послуг та надбавок, зокрема на рисунку 1 наведена структура оптової ринкової ціни з урахуванням частки кожної з них.

В оптову ціну електричної енергії включаються послуги з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними мережами (тариф на передачу, з урахуванням послуг диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, акцизний податок, дотаційні сертифікати та інше (зокрема кошторис оператора оптового ринку).

Енергопостачальники поділяються на дві групи: постачальники за регульованим тарифом (далі – ПРТ) та постачальники за не регульованим тарифом (далі – ПНТ). ПРТ здійснює господарську діяльність з постачання електричної енергії на закріпленій території, тариф якого регулюється НКРЕКП та встановлюється для двох груп споживачів: для споживачів 1 групи – усі споживачі, крім побутових; для споживачів 2 групи – побутові споживачі. ПРТ здійснює постачання електричної енергії непобутовим та побутовим споживачам за тарифами, що регулюються НКРЕКП. ПНТ здійснює постачання електричної енергії не побутовим споживачам.

Структура тарифу ПРТ на постачання електричної енергії споживачам України наведена на рисунку 2.

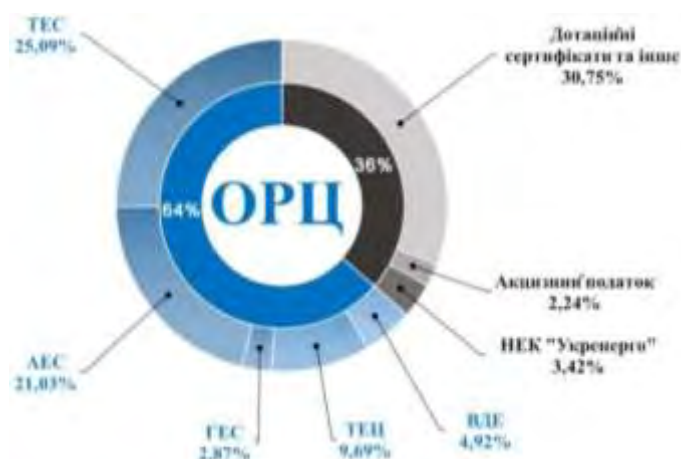


Рисунок 1 – Структура оптової ринкової ціни електричної енергії.



Рисунок 2 – Структура тарифу ПРТ з постачання електричної енергії споживачам України.

Як правило, діяльність ПРТ здійснює підприємство, яке також здійснює діяльність з розподілу електричної енергії - транспортування електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами. Тарифи на діяльність з розподілу електричної енергії також встановлюються Регулятором для кожного підприємства окремо. На Рисунку 3. наведена структура середньозваженого тарифу з розподілу електричної енергії. Найбільшу частку в структурі тарифу на розподіл займає фонд заробітної плати, а інші складові є джерелом покриття витрат на підтримання функціональності розподільчих мереж та їх розвитку. Слід зазначити, що в тарифі на розподіл включені додаткові кошти на фінансування інвестиційної програми розвитку розпо-дільчої мережі.



Рисунок 3 – Структура середньозваженого тарифу з розподілу електричної енергії.

Таким чином, в діючій моделі ринку всі ціни та тарифи ПРТ та споживачів, як на оптовому так і на роздробному ринку, встановлюються з боку держави. Тарифи на передачу, розподіл та постачання не включають в себе джерела на купівлю електричної енергії. Роздрібні тарифи у споживача є джерелом коштів для тарифів на розподіл та постачання, а також для купівлі електричної енергії в ОРЕ з урахуваннями втрат в мережах.

Ціна в договорах між ПНТ та споживачем є предметом домовленості та не регулюється з боку Регулятора. При цьому, ПНТ, як і ПРТ, купує всю електричну енергію для свої споживачів в ОРЕ, укладає договори з електророзподільним підприємством на передачу електричної енергії розподільчими мережами за тарифом встановленим Регулятором. Держава, опікуючись над правами споживачів, а саме для гарантування безперервності постачання електричної енергії, зобов'язує ПРТ та споживача мати укладений договір на постачання, не залежно від того здійснюється купівля-продаж електричної енергії між споживачем та ПНТ. Це обумовлено тим, що ПНТ з будь яких причин може зупинити постачання за договором (наприклад через банкрутство), а ПРТ автоматично починає здійснювати постачання за раніш укладеним договором та встановленим Регулятором тарифом.

Всі кошти за спожиту електричну енергію споживачі, яким постачання електричної енергії здійснює ПРТ, перераховують на банківські рахунки зі спеціальним режимом використання. В нормальних умовах, ці кошти автоматично перераховуються на поточний рахунок ПРТ, який використовує їх для розрахунків з оптовим постачальником електричної енергії. Звісно, частина коштів отриманих від споживача ПРТ залишає в себе для наповнення тарифів з розподілу та постачання. Якщо ПРТ не в повному обсязі розраховується з ОРЕ, Регулятор застосовує алгоритм перерахування коштів на поточному рахунку зі спеціальним режимом використання. Як приклад, Регулятор може встановити, що 80 % коштів споживачів направляються автоматично на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника, а 20 % на поточний рахунок ПРТ. Таким чином забезпечуються розрахунки оптового постачальника з виробниками за закуплену електричну енергію. ПНТ здійснює купівлю електричної енергії в ОРЕ тільки за передплатою. Оптовий постачальник постійно контролює наявність коштів на рахунку ПНТ, і у разі їх відсутності автоматично враховує обсяги споживання споживачем ПНТ до корисного відпуску електричної енергії відповідного ПРТ. Алгоритм руху коштів між споживачем та ПНТ встановлюється договором між ними та не регулюється з боку КНРЕКП.

Загальні підходи до моделювання роздрібного ринку після запровадження ринку двосторонніх договорів та балансууючому ринку електричної енергії в Україні.

Європейським законодавством встановлена норма, яка забороняє оператору системи розподілу здійснювати інші види господарської діяльності на ринку електричної енергії, не пов'язані з розподілом [1]. Це означає, що електророзподільні підприємства (наразі це облэнерго) повинні юридично відокремити діяльність з постачання електричної енергії. Постачання електричної енергії можуть здійснювати тільки електропостачальники або споживачі для власних потреб. Постачання електричної енергії здійснюється за нерегульованими ринковими цінами. Договір постачання електричної енергії укладається між електропостачальником та споживачем і передбачає розрахунки за фактично спожиту електричну енергію. При цьому електропостачальники на конкурентних засадах, або за рішенням Кабінету Міністрів України, можуть отримати можливість здійснювати функції постачальника універсальних послуг або функції

постачальника “останньої надії”. У випадку покладення на електропостачальника зобов’язань з надання універсальних послуг або виконання функцій постачальника “останньої надії”, постачання електричної енергії споживачам здійснюються за регульованими цінами. Постачальник універсальних послуг не має право відмовити споживачу у поставках електричної енергії та за рішенням Кабінету Міністрів України має постачати за встановленими Регулятором тарифами виключно побутовим та малим непобутовим споживачам. Крім того, постачальник універсальних послуг повинен купувати за “зеленим” тарифом електричну енергію, вироблену з енергії сонячного випромінювання та/або енергії вітру генеруючими установками приватних домогосподарств. Постачальник універсальних послуг виконує свою діяльність на закріпленій території та на якій діяльність іншого постачальника універсальних послуг забороняється. Постачальник “останньої надії” також здійснює свою діяльність на закріпленій території, але виконання своїх функцій він починає у таких випадках: банкрутство, ліквідація попереднього електропостачальника, необрання споживачем електропостачальника, зокрема – після розірвання договору з попереднім електропостачальником та інше. Постачальник “останньої надії” автоматично здійснює постачання з моменту припинення постачання надії” постачає електричну енергію споживачу протягом строку, який не може перевищувати дев’яносто днів.

Законодавством не встановлюються вимоги щодо принципів тарифоутворення при здійсненні діяльності з розподілу та не встановлюється кількість ставок для тарифів оператора системи розподілу. При моделюванні роздрібного ринку необхідно розраховувати тарифи для кожного оператора системи передачі окремо та мати можливість враховувати в ціні споживача плату за приєднану потужність. Моделювання цін у споживачів на роздрібному ринку необхідно здійснювати для кожної закріпленої території операторів системи розподілу. На першому етапі, як припущення, необхідно розраховувати з прив’язкою до закріплених територій здійснення господарської діяльності з розподілу електричної енергії (території постачання електричної енергії обленерго). Як припущення, слід вважати, що вся електрична енергія постачається постачальником універсальних послуг. Тоді ціни та тарифи з прив’язкою до закріплених територій моделюватимуться більш адекватно у відповідному регіоні України.

При моделюванні необхідно враховувати можливі фактори зміни графіку споживання внаслідок впровадження споживачами або учасниками роздрібного ринку енергоефективних та енергозберігаючих технологій. При цьому слід враховувати той факт, що ціни для споживачів повинні визначатись в кожній годині доби для оцінки можливої міграції обсягів споживання між годинами в рамках доби постачання. Крім того, важливим є визначення цін на електричну енергію у споживачів в розрізі класів напруги приєднання електроустановок та груп.

Перш за все розглянемо ціноутворення на електричну енергію в новій моделі ринку. На ринку електричної енергії п’ять сегментів, на яких учасники ринку мають можливість купувати або продавати електричну енергію. На Рисунку 4. наведений можливий сценарій перерозподілу обсягів електричної енергії між сегментами ринку, яку будуть купувати електропостачальники. Цей сценарій побудований виходячи з загальноєвропейської практики.



Рисунок 4 – Можливий сценарій перерозподілу обсягів електричної енергії між сегментами ринку електричної енергії, яку будуть купувати електропостачальники

В статті не розглядаються механізми моделювання ціноутворення на електричну енергію через те, що вони досить складні та потребують окремого вивчення, але ціна на електричну енергію є суттєвою складовою ціни на постачання електричної енергії споживачу. Моделювання ціноутворення на ринку «на добу наперед» та на балансуючому ринку висвітлено, наприклад, в [2].

У порівнянні із структурою діючого тарифу ДП “НЕК “Укренерго”, до експлуатаційних витрат додаються витрати на купівлю електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат в мережах та, відповідно, витрати оператора системи передачі на балансуєчому ринку. Крім того, у оператора системи передачі є зобов’язання укласти договір з гарантованим покупцем щодо надання компенсаційного платежу для покриття витрат при здійсненні діяльності купівлі-продажу електричної енергії за “зеленим” тарифом та здійснення функцій сторони відповідальної за баланс балансуєчої групи виробників за “зеленим” тарифом. При моделюванні складових цін на роздрібному ринку необхідно враховувати вищенаведені складові тарифу оператора системи передачі. При цьому на першому етапі не враховувати складову тарифу на покриття витрат при здійсненні функцій з надання послуг комерційного обліку, але в подальшому передбачити можливість встановлення вартості цих послуг.

Складова послуг з диспетчеризації приймається на рівні 5 % від діючого тарифу на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними мережами (цей тариф наразі включає в себе витрати на диспетчеризацію). Складова вартості вирішення системних обмежень розраховується виходячи з витрат, які виникають у оператора системи передачі при усуненні системних обмежень. До тарифу з диспетчерського (оперативно-технологічне) управління оператора системи передачі включається різниця між витратами оператора системи передачі на купівлю пропозицій учасників балансування з ознакою “роботи за вимогою” на балансуєчо-му ринку по заявленій ціні та продажу електричної енергії учасникам балансування по заявленій ціні в пропозиціях для збереження балансу попиту та пропозицій. Складова тарифу вартості допоміжних послуг на першому етапі встановлюється на рівні вартості умовно постійних витрат ТЕС в діючому оптовому ринку електричної енергії. В тарифі на диспетчерське (оперативно-технологічне) управління не враховуються витрати на виконання функцій адміністратора розрахунків та адміністратора комерційного обліку через невизначеність рівня вартості надання цих послуг, але необхідно передбачити при моделюванні можливість врахування таких витрат в тарифі диспетчерське (оперативно-технологічне) управління.

В тарифі оператора системи розподілу найбільшу частку займає складова покриття витрат при наданні послуг з передачі електричної енергії, яка встановлюється на рівні діючого тарифу на передачу місцевими (розподільчими) мережами. Друга за обсягом складова – це покриття витрат оператора системи розподілу на купівлю електричної енергії з метою компенсації витрат в розподільчих мережах, відповідно, третя складова на покриття витрат оператора системи розподілу, які він поніс виконуючи функцію сторони відповідальної за баланс. При моделюванні на першому етапі, в тарифі на розподіл не враховується складова для покриття витрат при здійсненні функцій з надання послуг комерційного обліку, але повинна бути можливість її встановлення.

Тариф на послугу з постачання електричної представлений двома складовими – це діючий середньозважений тариф ПРТ та складова з покриття витрат електропостачальника на балансуєчому ринку. Моделювати необхідно два тарифи з постачання – для першої та другої групи споживачів (для не побутових та побутових споживачів) та для кожного з діючих ПРТ в Україні.

На рисунку 5 представлена структура середньозваженої ціни постачання електричної енергії споживачу.

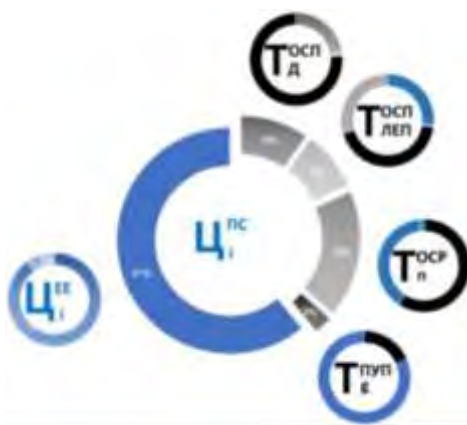


Рисунок 5 – Структура середньозваженої ціни постачання електричної енергії споживачу.

Роздрібна ціна електричної енергії для споживачів розраховується за наступною формулою, коп./кВт·год:

$$Ц_i^{PC} = Ц_i^{EE} + T_{гпуп} + T_n^{OSP} + T_D^{OSP} + T_{ЛЕП}^{OSP}$$

де:

г – група споживачів (1 – промисловість, 2 – населення);

n – клас напруги мереж, до яких підключені електроустановки споживача (1 або 2 клас);

i – година доби;

Π_i^{EE} – ціна електричної енергії на ринку, коп./кВт·год;

$T_g^{ПУП}$ – тариф на постачання електричної енергії постачальниками універсальних послуг, коп./кВт·год;

$T_n^{ОСП}$ – тариф на розподіл електричної енергії, коп./кВт·год;

$T_d^{ОСП}$ – тариф на диспетчеризацію оператора системи передачі, коп./кВт·год;

$T_{ЛЕП}^{ОСП}$ – тариф на передачу магістральними та міждержавними мережами оператора системи передачі, коп./кВт·год.

Тариф на передачу магістральними та міждержавними мережами ОСП розраховується за наступною формулою, коп./кВт·год:

$$T_{ЛЕП}^{ОСП} = \frac{D^{НЕК} \times 0,95 + D_B^{ОСП} + D_{НВ}^{ОСП} + D_{ГП}^{КП}}{W_{\Sigma i}^{КВУ} \times 100}$$

де:

$D^{НЕК}$ – реалізація (товарний відпуск у структурі тарифу НЕК “Укренерго”, тис.грн.) у структурі тарифу на передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами ДП «НЕК «Укренерго», тис.грн.;

0,95 – частка використання грошей, отриманих НЕК “Укренерго” з тарифу на передачу, для здійснення діяльності на передачу магістральними та міждержавними мережами, у.о.;

$D_B^{ОСП}$ – вартість купленої на РДН електричної енергії з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії при її передачі, тис.грн.;

$D_{НВ}^{ОСП}$ – вартість небалансів втрат електричної енергії при її передачі, тис.грн.;

$D_{ГП}^{КП}$ – величина грошових коштів, які включені до тарифу ОСП для компенсації витрат гарантованого покупця, тис.грн.;

$W_{\Sigma i}^{КВУ}$ – обсяг корисного відпуску електричної енергії всім споживачам України, тис.кВт·год.

Тариф ОСП на диспетчеризацію розраховується за наступною формулою, коп./кВт·год:

$$T_d^{ОСП} = \frac{D^{НЕК} \times 0,05 + D_{ДСО}^{ОСП} + D_{ДДП}^{ОСП}}{W_{ОЕС}^{ФАКТ} \times 100}$$

де:

0,05 – частка використання грошей, отриманих НЕК “Укренерго” з тарифу на передачу, для здійснення диспетчеризації в ОЕС України, у.о.;

$D_{ДСО}^{ОСП}$ – обсяг грошових коштів, необхідних ОСП для покриття витрат понесених ним на балансуєчому ринку в наслідок вирішення системних обмежень (різниця між витраченими коштами ОСП на завантаження блоків ТЕС для усунення системних обмежень та отриманих коштів від розвантаження блоків ТЕС для усунення системних обмежень), у.о.;

$D_{ДДП}^{ОСП}$ – обсяг грошових коштів необхідних ОСП для покриття витрат, понесених ним на ринку допоміжних послуг для закупівлі резервів потужності в ОЕС України (прийнятий на рівні, необхідному для покриття умовно постійних витрат виробників на ТЕС та обсягу грошових коштів для закупівлі допоміжних послуг у виробників електричної енергії на ТЕС – пропорційний обсягу відпуску електричної енергії на ТЕС до величини умовно-постійних витрат ТЕС), тис.грн.

Моделлю передбачається, що вирішення системних обмежень здійснюється на балансуєчому ринку, витрати оператора системи передачі внаслідок вирішення цих обмежень, покриваються з тарифу на диспетчеризацію. Наразі не визначено на якому саме сегменті будуть вирішуватися системні обмеження – на РДН або БР, але в кожному варіанті є свої переваги та недоліки, як це зазначено в [3].

Тариф на розподіл мережами n - класу напруги розраховується за наступною формулою, коп./кВт·год:

$$T_n^{ОСП} = \frac{D_n^{ОСП} + D_{nB}^{ОСП} + D_{nНВ}^{ОСП}}{W_{\Sigma i}^n \times 100}$$

де:

D_n^{OCB} – реалізація (товарний відпуск у структурі тарифу на розподіл відповідного облєнерго), тис.грн.;

D_{nB}^{OCB} – вартість купленої на РДН електричної енергії з метою компенсації технологічних втрат електричної енергії при її розподілу, тис.грн.;

D_{nHB}^{OCB} – вартість небалансів втрат електричної енергії при її розподілі, тис.грн.;

$W_{\sum i}^n$ – обсяг передачі електричної енергії мережами класу n, тис.кВт·год.

Тариф з постачання електричної енергії споживачам розраховується за наступною формулою, коп./кВт·год:

$$T_g^{ПУП} = \frac{D_g^{ПРТ} + D_{gBP}^{ПРТ}}{W_{\sum i}^{ПУП}} \times 100$$

де: $D_g^{ПРТ}$ – реалізація (товарний відпуск у структурі тарифу на постачання відповідного ПРТ), тис.грн.;

$D_{gBP}^{ПРТ}$ – витрати ПУП на балансуєчому ринку при врегулюванні небалансів електричної енергії в якості сторони відповідальної за баланс, тис.грн.;

$W_{\sum i}^{ПУП}$ – обсяг корисного відпуску електричної енергії відповідного ПРТ, тис.кВт·год.

Висновок. Таким чином, запропонована в статті модель дозволяє здійснювати розрахунки складових роздрібної ціни у споживачів електричної енергії, на підставі яких можливо оцінити наслідки від прийняття тих чи інших регуляторних або управлінських рішень. Це, в свою чергу, підвищує ефективність впровадження реформ, які пов'язані з лібералізацією ринку електричної енергії України.

Список використаної літератури

1. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. Article 9 “Unbundling of transmission systems and transmission system operators”. Available at: <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/eur124471.pdf>.

2. Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Комплексна розрахункова модель ринку на добу наперед та балансуєчому ринку електроенергії України // Промелектро. – 2016. – № 4-5. – С. 8 – 12.

3. Блінов І.В. Теоретичні та практичні засади функціонування конкурентного ринку електроенергії // Наукова думка – 2015. С. 150 – 155.

H. Ivanov, Head of Guaranteed Buyer's Department

National enterprise «Enerhorynok» of the Cabinet of Ministers of Ukraine

DETERMINATION OF REQUIREMENTS FOR MODELING OF THE LIBERALIZED RETAIL ELECTRICITY MARKET OF UKRAINE

The article presents the components of tariffs and prices for participants of the wholesale electricity market of Ukraine. The components of tariffs and prices for participants in a liberalized electricity market are presented. Recommendations for possible assumptions in the modeling of the retail market are given. Based on the results of the preliminary simulation, graphical materials that indicating the possible shares of components in the final price of the consumer are given. Mathematical equations are given. They used in pricing modeling of the retail market.

Keywords: modelling, electricity market, retail electricity market, liberalization, pricing.

References

1. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. Article 9 “Unbundling of transmission systems and transmission system operators”. Available at: <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/eur124471.pdf>.

2. Blinov I.V., Parus Ye.V., Ivanov H.A. Integrated design model for day ahead and balancing market of Ukraine // Promelektro. – 2016. – № 4-5. – P. 8 – 12.

Г.А. Иванов, Начальник департамента гарантированного покупателя
Государственное предприятие «Энергорынок» Кабинета Министров Украины

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ЛИБЕРАЛИЗОВАННОГО РОЗНИЧНОГО РЫНКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ УКРАИНЫ

В статье приведены составляющие тарифов и цен у участников действующего в Украине оптового рынка электрической энергии. Приведены составляющие тарифов и цен у участников в либерализованном рынке электрической энергии. Даны рекомендации по возможным допущениям при моделировании розничного рынка. По результатам предварительно-проведенного моделирования, приведены графические материалы с указанием возможных долей составляющих в конечной цене потребителя. Приведены математические формулы, которые использованы в моделировании ценообразования на розничном рынке.

Ключевые слова: моделирование, рынок электроэнергии, розничный рынок электроэнергии, либерализация, тарифообразование.

Надійшла 10.04.2017
Received 10.04.2017

УДК 621.316

І.В. Блінов, канд. техн. наук, старш. наук. співроб.
Інститут електродинаміки НАН України
С.Є. Танкевич, канд. техн. наук, старш. наук. співроб.
Інститут електродинаміки НАН України

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ПІДХОДИ ДО ОБ'ЄДНАННЯ УЧАСНИКІВ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Широке розповсюдження розосереджених джерел енергії та розвиток конкурентних відносин в енергетиці спонукають до пошуку нових перспективних рішень щодо керування та балансування в енергетичних системах. Такими рішеннями стають віртуальні електричні станції (ViES) та балансуєчі групи (БГ). В статті викладено результати аналізу світового досвіду створення та використання ViES та балансуєчих груп. Розглянуто основне призначення та складові ViES, а також аспекти їх функціонування в залежності від призначення. Наведено основні функції БГ та проблеми, що вони дозволяють вирішувати.

Ключові слова: Smart Grid, віртуальна електрична станція, балансуєча група, балансування електроенергії, керування в енергетиці.