

## ПЕРСПЕКТИВИ СТВОРЕННЯ І РОЗВИТКУ БАЛАНСУЮЧОГО РИНКУ ТА РИНКУ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ В ОЕС УКРАЇНИ

*Показано сучасний стан справ щодо виконання основних етапів переходу оптового ринку електричної енергії України до ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку. Розглянуто особливості та перспективи впровадження балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг в Україні.*

Відповідно до Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України, схваленої постановою Кабінету Міністрів України № 1789 від 16 листопада 2002 року, планується поетапний перехід до ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку. При цьому вже на першому перехідному етапі (згідно з Концепцією) серед інших першочергових заходів необхідно розробити правила функціонування та принципи ціноутворення на ринку допоміжних послуг, удосконалити методології ціно- та тарифоутворення на Оптовому ринку електричної енергії (ОРЕ) для атомних станцій та ГЕС, а також для НЕК «Укренерго», впровадити правила та регламенти взаємодії між суб'єктами ринку в частині збору, передачі та обробки даних, розподілу протоколів обміну даних, прийняти Кодекс електричних мереж тощо [2]. Слід відзначити, що поетапний перехід до нової моделі ринку та така кількість етапів (чотири, без урахування підетапів) і довготривалість перехідного періоду будуть апробовані тільки для української енергосистеми. Закордонний досвід свідчить про те, що майже в усіх країнах Європи перехід до нової моделі ринку електричної енергії проходив значно швидше, ніж планується в Україні, з впровадженням механізмів балансуючого ринку, енергобіржі та ринку допоміжних послуг вже на початковій стадії реформування ринку. В Україні ж планується тривалий, протягом п'яти років, перехід до нової моделі ринку електричної енергії з поступовим зростанням частки двосторонніх договорів з менш ніж 20 % від загального обсягу електроенергії, що продається/купується на ОРЕ, на першому етапі, до 100 %-го відкриття ринку на останньому етапі. При цьому ще на підготовчій стадії дехто з фахівців електроенергетичної галузі висловлює думку, що поетапний перехідний процес реформування ринку електричної енергії в Україні може затягнутися на невизначений час, а третій та четвертий етапи нової моделі ринку так і не відбудуться. Аналогічні застереження роблять і закордонні консультанти.

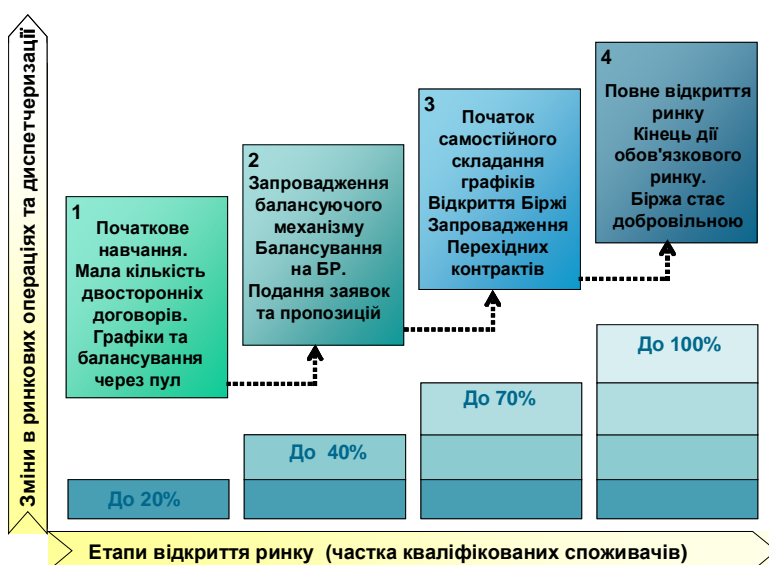
Для забезпечення консалтингової допомоги при впровадженні Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії, відповідно до спільного проекту НКРЕ та Світового банку, в Україні працюють консультанти фірми КЕМА-ЕСА. Мета роботи консультантів: вибір нової моделі ринку, розробка детальних торговельних правил кінцевої моделі та перехідних етапів, розробка відповідних змін до чинного законодавства України та типових договорів, розробка методології формування тарифів, забезпечення інструментальних засобів для імітаційного моделювання роботи нової моделі ринку, забезпечення консультативної допомоги усім учасникам майбутньої моделі ринку електричної енергії тощо.

Консультанти погодилися з наступним планом переходу до нової моделі ринку [3, 4]. На **першому етапі (початкове навчання)** буде створено умови для перших двосторонніх договорів між генеруючими компаніями та деякими кваліфікованими споживачами. Всі генеруючі компанії продовжуватимуть працювати за графіками через пул. Небаланси розв'язуватимуться також через Пул. У результаті цього пілотного етапу генеруючі компанії та постачальники кваліфікованих споживачів повинні навчитися укладати двосторонні договори, використовувати їх для обслуговування певного навантаження та визначати ціну цих договорів відносно очікуваних ринкових цін. На **другому етапі (запровадження балансуючого механізму)** планується впровадити механізм балансування в реальному часі, який спочатку може використовувати цінові заявки до пулу на добу наперед, проте згодом базувати-

меться на окремих заявках та пропозиціях, що на другому підетапі цієї стадії надходитимуть від генеруючих компаній. Небаланси розв'язуються шляхом використання механізму балансування та розраховуються за кінцевими цінами небалансу. В результаті цього вкрай важливого етапу всі учасники ринку мають усвідомити необхідність точного планування та прогнозування попиту, а також оцінити ризики, пов'язані з небалансами. **Третій етап (запровадження самостійного складання графіків)** є також важливою фазою всього процесу реформування, протягом якого буде здійснено перехід від централізованого складання графіка навантаження через Пул до системи із самостійним складанням індивідуальних графіків, де всі генератори та постачальники стають відповідальними за складання графіків на добу наперед навантаження своїх власних станцій та виконання своїх договорів. Водночас оператор ринку має створити та почати керування щоденною біржею електроенергії (Біржа), яку можуть використовувати всі учасники ринку для уточнення своєї позиції ближче до часу фізичного постачання та котра має забезпечити надійний ціновий орієнтир для укладання двосторонніх договорів. Системний оператор продовжуватиме нести відповідальність за диспетчерське керування в реальному часі з урахуванням фізичних характеристик генерувального обладнання та системних обмежень. У результаті виконання цього етапу всі учасники ринку мають привчитися до того, що самі нестимуть відповідальність за організацію та складання графіка власного виробітку, а також за операції з продажу та придбання електроенергії. Крім цього, оператор ринку перетвориться з оператора Пулу на оператора сучасної біржі електроенергії, діяльність якої з часом може бути поширена на форвардні контракти або інші похідні ринкові продукти. На останньому – **четвертому етапі (завершення роботи обов'язкового ринку)** ринок буде цілком базуватись на двосторонніх договорах, але продовжуватиме користуватись послугами біржі електроенергії, яка на цей час стане добровільною. Всі виробники та постачальники будуть сповна зазнавати ризиків небалансів, які містять у собі механізм балансування, що надаватиме суттєві цінові стимули для спонукання постачальників та виробників до мінімізації своїх небалансів. У результаті Оптовий ринок електроенергії України стане цілком конкурентним з моделлю ринку, яка переважає у континентальній Європі, і тією ж структурою, наприклад, як у Скандинавії (Норд Пул), Німеччині, Бенілюксі, Великій Британії, Польщі, Румунії, Угорщині та багатьох інших європейських країнах.

Поетапний перехід до повномасштабного ринку двосторонніх договорів та балансування представлено на рис. 1.

Завершення роботи консультантів фірми КЕМА-ЕСА планувалося на квітень 2009 року. Проте вже зараз існує затримка у наданні всім учасникам ринку остаточних документів, що стосуються нової моделі ринку електричної енергії. Відповідно затримується і початок



переходу до ринку двосторонніх договорів та балансування. Також необхідно звернути увагу на заходи, які планується виконати протягом перших двох перехідних етапів. Якщо на першому перехідному етапі виробники електричної енергії та кваліфіковані споживачі будуть залучені у процес навчання з укладання двосторонніх договорів (частка яких орієнтовно буде меншою ніж 20 % від загального обсягу електроенергії, тобто знаходиться у межах мінімального складу обладнання електростанцій), то питанню навчання роботи на балансуєчому ринку

Рис. 1

ку всіх учасників ринку, в тому числі і системного оператора, не приділяється належної уваги. Проте вже з другого етапу починає функціонувати повноцінний балансуєчий ринок. Учасники ринку будуть нести ризики, пов'язані з виникненням небалансів. План реалізації другого етапу виходить з того, що вже на першому етапі буде виконано певний обсяг робіт з впровадження відповідного програмно-апаратного забезпечення у всіх учасників ринку, налагоджено інформаційні обміни, проведено ряд тестувань, а також навчання персоналу по роботі з програмно-апаратними засобами, що відповідають за роботу балансуєчого ринку та розрахунки на ньому.

Тому НЕК «Укренерго» як системний оператор Об'єднаної енергосистеми України вважає, що для виключення затримки реформування ринку електричної енергії та впровадження повноцінної моделі ринку двосторонніх договорів і балансуєчого ринку, необхідне якнайшвидше, починаючи вже з першого етапу, впровадження елементів балансуєчого ринку і особливо ринку допоміжних послуг, та наголошує на необхідності першочергового придбання та впровадження програмно-апаратних засобів для їх функціонування, навчання персоналу тощо.

Робота ринку двосторонніх договорів і балансуєчого ринку – РДБ (див. рис. 2) планується і буде здійснюватися у декілька етапів. Виділяють чотири часові фази роботи [4]:

- Річний – цикл роботи за двосторонніми довгостроковими договорами;
- На добу наперед – надання даних системному оператору та оператору ринку (для роботи енергобіржі);
- У день здійснення диспетчеризації – диспетчеризація у режимі реального часу з використанням балансуєчого механізму та ринку допоміжних послуг;
- Після закінчення оперативного дня поставки – обчислення розрахунків і здійснення платежів.

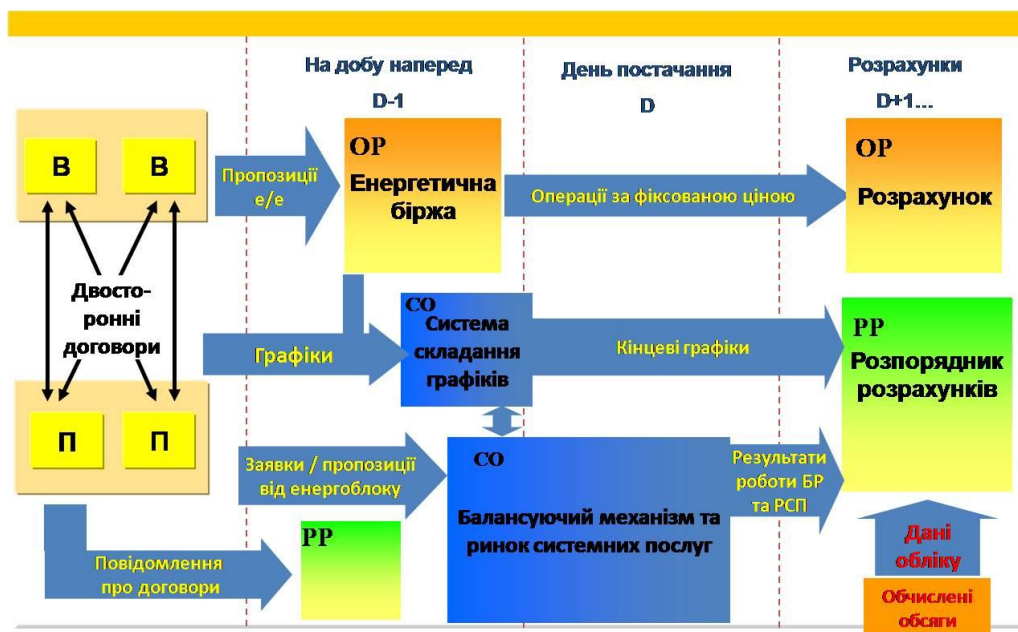


Рис. 2

Як свідчить світова практика, придбання допоміжних послуг (РДП) системним оператором у виробників цих послуг організовується заздалегідь, у недискримінаційний і прозорий спосіб. Для роботи на РДП учасник ринку повинен бути кваліфікованим (мати сертифікат, який підтверджує здатність надання відповідних допоміжних послуг), та зареєструватися як постачальник цих послуг.

На ринку допоміжних послуг розрізняють наступні послуги:

- Регулювання частоти та активної потужності (первинне, вторинне, третинне регулювання);
- Регулювання напруги та реактивної потужності;
- Забезпечення (готовність) підйому з «0» (підйом після системної аварії);
- Протиаварійна автоматика.

Для придбання допоміжних послуг може бути застосований один з наведених нижче механізмів:

- Обов'язкове надання допоміжної послуги;
- Добровільне надання допоміжної послуги;
- Придбання допоміжної послуги шляхом відкритих торгів (тендеру);
- Укладання прямого контракту за результатами закритих переговорів.

Перші два механізми, а також останній можуть діяти у випадку недостатніх обсягів допоміжних послуг, у той час як третій тип придбання допоміжних послуг може бути впроваджено лише за умов існування надлишку обсягів цих послуг, з метою організації добросовісної конкуренції серед виробників.

Повертаючись до історії розвитку ринку допоміжних послуг в ОЕС України, слід відзначити, що наприкінці 90-х років минулого століття в Україні склалася ситуація, коли більшість енергоблоків ТЕС відпрацювали свій ресурс й не могли брати участі у якісному регулюванні частоти і перетоків потужності, порушуючи вимоги українських нормативно-технічних документів, вже не кажучи про виконання більш жорстких вимог УСТЕ щодо первинного та вторинного регулювання частоти і потужності. Єдиний доступний високоманевровий резерв було сконцентровано на гідроагрегатах ГЕС. Проте й в гідроенергетиці було вкрай необхідно провести реконструкцію та модернізацію застарілого основного й допоміжного обладнання гідроагрегатів, підвищити надійність гідроспоруд, впровадити сучасні системи автоматизованого управління енергообладнанням ГЕС. Тому було виконано значний обсяг робіт у рамках I-го етапу проекту Світового банку «Реконструкція гідроелектростанцій і управління в енергосистемі України». Модернізація та налагодження нового обладнання проводилися на шести ГЕС ОЕС України (Дністровській, Київській, Кременчуцькій, Дніпродзержинській, Дніпровській та Каховській).



Рис. 3

Одночасно з реконструкцією ГЕС на верхньому рівні оперативно-диспетчерського управління – НЕК «Укренерго» – було впроваджено сучасний програмно-апаратний ком-

плекс SCADA/AGC/EMS/GCD/DTS, до складу якого входила система AGC (automatic generation control) – центральний регулятор системи автоматичного регулювання частоти і потужності (САРЧП). Після налагодження виділених каналів передачі даних між центральним регулятором і системами станційного управління, організації інформаційного обміну між ГЕС і НЕК «Укренерго» та виконання відповідних тестувань система автоматичного регулювання частоти і потужності ОЕС України була введена в постійну експлуатацію з автоматичною дією на шести гідроагрегатах Дніпровської ГЕС-1. Регулювальний діапазон САРЧП ОЕС України складає 432 МВт. Через технічні проблеми, а також відсутність економічного стимулювання участі електростанцій України в автоматичному вторинному регулюванні гідроагрегати інших ГЕС не було підключено до центрального регулятора САРЧП.

У той же час відповідно до вимог USTE в частині регулювання частоти і потужності (Operation Handbook), діапазон автоматичного вторинного регулювання в ОЕС України повинен складати не менше 1450...1500 МВт. Враховуючи той факт, що:

- гідроагрегати ГЕС ОЕС України в періоди мінімальних навантажень відключаються від мережі або переводяться в режим синхронного компенсатора (СК) і не мають в цих режимах можливості забезпечити регулювальний резерв на розвантаження;
- ГЕС є єдиним резервом потужності в енергосистемі України, що не залежить від поставок палива (особливо газу та мазуту);
- спрацювання водосховищ ГЕС має враховувати вимоги інших водокористувачів і тому ГЕС повинні по-можливості дотримуватися добового диспетчерського графіка і добових скидів води;
- енергоблоки АЕС працюють у базовому режимі з введеними в роботу регуляторами потужності, які підтримують постійне значення вихідної потужності,

існує необхідність підключення до вторинного регулювання енергоблоків ГЕС. Попередні розрахунки виявили необхідність реконструкції не менш ніж 35 енергоблоків ГЕС для подальшого їх залучення до регулювання частоти і потужності (первинного й вторинного регулювання). Проте навіть за умови виконання відповідної модернізації енергоблоків ГЕС, без економічного стимулювання електростанцій за допомогою ринку допоміжних послуг, залучити їх до регулювання частоти та потужності, а також регулювання напруги й перетоків реактивної потужності в ОЕС України буде практично неможливо.

Яким же чином може бути впроваджено ринок допоміжних послуг?

Згідно з діючими «Умовами та Правилами здійснення підприємницької діяльності з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами», затвердженими постановою НКРЕ від 11 жовтня 1996 року № 152 (далі «Умови та Правила»), тариф НЕК «Укренерго» включає:

- плату за передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами та централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління об'єднаною енергосистемою України;
- капіталовкладення в реконструкцію та перспективний розвиток магістральних та міждержавних електричних мереж, а також об'єктів, які забезпечують вирішення загальносистемних завдань централізованого диспетчерського управління;
- **фінансування допоміжних засобів\***;
- інші витрати, передбачені чинним законодавством.

Враховуючи той факт, що на поточний час РДП в ОЕС України не функціонує, в тарифі НЕК «Укренерго» не закладаються витрати на оплату допоміжних послуг. Для забезпечення функціонування ринку допоміжних послуг в ОЕС України необхідно передбачити:

---

\* Примітка: допоміжні засоби – це технічні та інші засоби та заходи для виробництва реактивної потужності і регулювання напруги, прискореного пуску, підтримання резервного режиму, компенсації ємнісних струмів тощо, необхідні для дотримання норм надійності та нормального функціонування об'єднаної енергетичної системи й оптового ринку електричної енергії. Тобто в сучасному розумінні допоміжні засоби і є допоміжними послугами.

- розробку методики ціноутворення на ринку допоміжних послуг та затвердження її в НКРЕ;
- кошти на придбання допоміжних послуг у виробників у тарифі НЕК «Укренерго».
- перегляд тарифу (системи оплати потужності) генеруючих компаній з врахуванням переміщення частини обсягів робочих потужностей з ОРЕ на РДП.

Купівля/продаж системним оператором необхідних обсягів допоміжних послуг у виробників буде виконуватися на основі укладених між ними двосторонніх договорів.

Іншим проблемним питанням, яке впливає на якнайскоріше впровадження балансуєчого ринку, є ситуація, що виникла в ОЕС України в середині 90-х років минулого століття. Вона полягає у нелогічному розділенні функцій системного оператора між двома державними підприємствами: НЕК «Укренерго» та ДП «Енергоринок». На поточний момент частину дуже важливих функцій системного оператора (СО) або НЕК «Укренерго» – вибір складу обладнання, формування добового диспетчерського графіка – виконує інше підприємство (ДП «Енергоринок»), що протирічить загальносвітовій практиці, а також діючому законодавству України, оскільки відповідно до ст.14 Закону України «Про електроенергетику» планування та ведення режиму роботи електростанцій ОЕС України є нероздільною функцією НЕК «Укренерго» (СО) [1].

Вирішення зазначених вище задач у ДП «Енергоринок» покладено на «базову» програму розрахунку оптимального режиму ОЕС України по активній потужності В-2/70 (розробки обчислювального центру Головного технічного управління по експлуатації енергосистем, Міністерства енергетики та електрифікації СРСР, м. Москва). Програму оптимізації В-2/70 було розроблено Національним диспетчерським центром (НДЦ) України та впроваджено на початку 90-х років минулого століття. Тривалий час її експлуатували технологічні служби НДЦ, і на той час вона була ефективним інструментом для аналізу і визначення локальних екстремумів (пошуку рішень, що забезпечують мінімальні витрати палива в системі). У 1996 році зазначену програму було передано до ДП «Енергоринок» та адаптовано до виконання розрахунків так званого «пулу». Проте на поточний момент зазначена програма має ряд недоліків (не вирішується задача вибору складу теплових енергоблоків на основі цінових пропозицій виробників з урахуванням станційних та мережних обмежень, розподіл навантажень між виробниками здійснюється по електростанціях, без можливості оптимізації режимів по конкретних енергоблоках цих електростанцій, не враховується заданий резерв потужності по розрахункових періодах з оптимальним його розміщенням в енергосистемі тощо), і тим більше не може бути використаною для роботи балансуєчого ринку і ринку допоміжних послуг. Тому ДП «Енергоринок» ініціювало роботи з заміни програми В-2/70 на більш сучасний модуль. Проте заміна програми В-2 на більш сучасний модуль розрахунків у системі пулу лише для вирішення поточних задач призведе до невиправданих фінансових витрат та уповільнить процес переходу до нової моделі ринку в цілому. Це також було підтверджено консультантами фірми КЕМА, які працюють у рамках Проекту технічної допомоги НКРЕ щодо впровадження концепції функціонування і розвитку ОРЕ України. Пропозиція консультантів полягає у тому, що для забезпечення функціонування ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку (РДДБ) необхідно впровадження трьох платформ: системного оператора, розпорядника розрахунків та оператора ринку (енергобіржі). З усього комплексу апаратного та програмного забезпечення, необхідного для функціонування РДДБ, у першу чергу необхідно впроваджувати підсистеми, які відносяться до платформи системного оператора: прогнозування, оголошення фізичних даних і складання графіків та розрахунки балансуєчого ринку. Крім того, починаючи з другого етапу переходу до повномасштабного ринку двосторонніх договорів та балансування, функції складання добового диспетчерського графіка та балансування як в реальному часі, так і на етапі планування графіка «на добу наперед» будуть виконувати підрозділи НЕК «Укренерго». Відповідно до міжнародної практики та логіки організації централізованого оперативного-диспетчерського управління вже зараз і на першому перехідному етапі необхідно буде забезпечити навчання персоналу НЕК «Укренерго» та персоналу учасників ринку роботі з цими програмно-технічними засобами за но-

вою схемою через системного оператора. Встановлення зазначеного вище програмно-технічного забезпечення на базі НЕК «Укренерго» дасть змогу не тільки вирішити питання функціонування балансуєчого ринку у майбутньому, але й таким чином вирішити поточні проблеми складання добового диспетчерського графіка в системі оптового ринку електроенергії.

#### **Висновки:**

1. З метою виключення затримки реформування ринку електричної енергії та досягнення кінцевої моделі ринку двосторонніх договорів і балансуєчого ринку, з урахуванням світового досвіду впровадження нових моделей ринку, необхідно скоротити термін перехідних етапів та розпочати впровадження елементів балансуєчого ринку, ринку допоміжних послуг та енергобіржі вже на початковій стадії реформування ринку.
2. Найважливішим етапом переходу до повномасштабного ринку двосторонніх договорів і балансуєчого ринку є другий перехідний етап. Враховуючи те, що починаючи з другого етапу почне функціонувати повноцінний балансуєчий ринок, на якому його учасники будуть нести ризики, пов'язані з виникненням небалансів, вже на першому етапі необхідно вжити першочергових заходів для впровадження відповідного програмно-апаратного забезпечення в усіх учасників ринку, налагодження інформаційних обмінів, проведення ряду тестувань, а також навчання персоналу по роботі з програмно-апаратними засобами, що відповідають за роботу балансуєчого ринку та розрахунки на ньому. При цьому програмно-апаратні засоби системного оператора мають бути поставлені в першу чергу для виконання ним оперативно-диспетчерських функцій у повному обсязі вже зараз, а саме складання добового диспетчерського графіка, балансування на етапі прогнозування та в режимі реального часу. Це також дасть змогу усунути існуючі проблеми експлуатації та підтримки застарілого програмного забезпечення (В-2 та інше), що використовується зараз в ДП «Енергоринок».
3. Для забезпечення функціонування ринку допоміжних послуг НЕК «Укренерго» разом з генеруючими компаніями необхідно розробити та затвердити в НКРЕ методику ціноутворення на РДП та типові двосторонні договори щодо надання допоміжних послуг, а НКРЕ внести зміни до тарифу НЕК «Укренерго» для оплати цих послуг.
4. Функціонування балансуєчого ринку та виконання розрахунків після дня поставки належним чином можливе тільки за умови належного функціонування системи телемеханіки, каналів передачі даних, а також автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії.
5. Для забезпечення конкурентного середовища на ринку допоміжних послуг та балансуєчого ринку, забезпечення якісного регулювання частоти і потужності та подальшого збільшення експорту електричної енергії в західному напрямку необхідно виконати значний обсяг робіт з модернізації морально й фізично застарілого обладнання ТЕС та завершити другий етап проекту Світового банку «Реконструкція ГЕС в ОЕС України».

*Представлено современное состояние дел по выполнению основных этапов перехода оптового рынка электрической энергии Украины к рынку двусторонних договоров и балансирующего рынка. Рассмотрены особенности и перспективы внедрения балансирующего рынка и рынка вспомогательных услуг в Украине.*

*This paper presents the current state of affairs on performance of the basic stages of reforming of the Ukrainian wholesale electricity market to the market of bilateral contracts and the balancing market.*

1. Закон України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 р. №575/97-ВР.
2. Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України, схвалена постановою КМУ від 16.11.2002 р. №1789.

3. *Левінгтон І.* «Україна – впровадження Концепції оптового ринку електроенергії (ОРЕ)» // Електропанаорама. – 2009. – № 1–3.
4. *Матеріали* науково-практичної конференції «Реформування ринку електричної енергії України – перехід до ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку» від 29.09.2008 р., м. Київ.

Надійшла 12.06.2009