

**М. Власенко, директор відокремленого підрозділу «Науково-технічний центр» ДП НАЕК «Енергоатом»; К. Запайшиков, директор Центру взаємодії з органами державної влади та ОРЕ, радник президента ДП НАЕК «Енергоатом»:**

«Відповідно до Закону “Про електроенергетику” державна політика в електроенергетиці базується на принципах збереження цілісності та забезпечення надійного й ефективного функціонування ОЕС, державного регулювання діяльності в електроенергетиці, створення умов безпечної експлуатації об’єктів електроенергетики.

Розвиток енергетики, забезпечення функціонування ринку електроенергії України є одним з завдань і напрямів реалізації програм діяльності вищих органів державної влади. Економічні, інституційні та інші перетворення в енергетиці, а також побудова внутрішньої і зовнішньої політики в цій сфері мають ґрунтуватися винятково на положеннях законів України. Таке регулювання має бути максимально чітким і деталізованим, що дасть змогу обмежити потреби в прийнятті підзаконних нормативно-правових актів та уникнути дискримінаційного застосування законодавства.

Уряд, згідно з відповідними нормативно-правовими актами, започаткував реформування оптового ринку електроенергії (ОРЕ) України.

Означеними актами передбачено, що АЕС повинні повноцінно конкурувати на новому ринку двосторонніх договорів і балансуєчому ринку (далі – ринок ДДБР) з іншою генерацією.

До найбільш важливих чинників, що визначають місце НАЕК “Енергоатом” в електроенергетичному секторі України, необхідно віднести:

– НАЕК “Енергоатом” є найбільшим енергогенеруючим підприємством в Україні та домінує в сегменті виробництва електроенергії (частка АЕС у загальному обсязі виробництва електроенергії становить близько 50 %), тому від його сталої, безпечної та ефективної роботи залежить надійність енергозабезпечення споживачів країни;

– на цей час тариф на електроенергію АЕС є втричі меншим за оптову ринкову ціну електроенергії та за ціну електроенергії, що виробляється ТЕС. У країнах з розвинутою економікою співвідношення цін на електроенергію ТЕС та АЕС, на відміну від України, не перевищує 30 %. Подібно до цього у Росії тариф на електроенергію АЕС нижчий, ніж на електроенергію ТЕС, на 31 %. При цьому ціна на електроенергію АЕС в Україні є в 1,6 раза нижчою, ніж у Росії (за даними 2010 р.), хоча витрати на паливо російських АЕС – удвічі менші, ніж українських. Таким чином, в Україні штучне заниження тарифу на електроенергію НАЕК “Енергоатом” використовується для стримування зростання оптової ринкової та роздрібних цін.

Така політика реалізується переважно за рахунок скорочення інвестиційних програм НАЕК “Енергоатом”, унаслідок чого фінансування інвестиційних

потреб компанії здійснюється лише в мінімальному обсязі.

З урахуванням зазначеного, у процесі реформування ОРЕ ставиться завдання знайти компромісне рішення між суспільними потребами, задоволення яких здійснюється за рахунок стримування тарифу на електроенергію АЕС, та необхідністю розвитку НАЕК “Енергоатом” (враховуючи й те, що більшість енергоблоків АЕС наближаються до вичерпання проектного ресурсу та потребують реалізації вартісних заходів з подовження терміну експлуатації).

Установлені національним законодавством і міжнародними зобов’язаннями України вимоги потребують від НАЕК “Енергоатом” своєчасного проведення комплексу регламентних заходів із забезпечення безпеки експлуатації енергоблоків і поводження з відпрацьованим ядерним паливом (ВЯП), що, у свою чергу, вимагає достатнього обсягу коштів<sup>1</sup>.

Тому для функціонування НАЕК “Енергоатом” на ринку ДДБР потрібно передбачити заходи, які б попереджали ризики недоотримання та вимивання обігових коштів, у т. ч. в результаті збиткової діяльності або у випадку виникнення форс-мажорних обставин.

Упровадження дієвої системи реформування засад діяльності НАЕК “Енергоатом” на ринку ДДБР у перспективі потребує доопрацювання і прийняття рішень з цілого ряду питань – як на етапах переходу до ринку ДДБР, так і в процесі його повномасштабного функціонування. Головні питання стосуються:

- системи ціноутворення;
- управління коштами, отриманими за прямими двосторонніми договорами купівлі/продажу електроенергії;
- гарантій виконання договірних зобов’язань перед покупцями;
- системи страхування цінкових і платіжних ризиків за договорами купівлі/продажу;
- організаційно-технологічного забезпечення діяльності НАЕК “Енергоатом” у ринку ДДБР;
- впливу державної політики на функціонування ринку ДДБР.

З урахуванням розширення напрямів діяльності в НАЕК “Енергоатом” повинна бути значно посилена комерційна функція, яка ґрунтується на прогнозуванні рівня цін та обсягів виробництва електроенергії АЕС і має забезпечувати зведення до мінімуму ситуацій, що призводять до виникнення “небалансів”, упровадження системи складання комплексних графіків виконання договорів у межах всієї компанії, а також роботи із споживачами і проведення розрахунків за двосторонніми договорами. Це дасть змогу

---

<sup>1</sup> Підприємства галузі атомної енергетики мають обов’язки, зокрема, щодо здійснення заходів з поводження з радіоактивними матеріалами та ВЯП; виведення з експлуатації блоків АЕС; забезпечення норм радіаційної безпеки; соціального захисту населення, яке проживає в зонах спостереження АЕС; інших витрат, передбачених нормами чинного законодавства та міжнародними зобов’язаннями України.

мінімізувати втрати, пов'язані з необхідністю купівлі електроенергії на спотовому ринку (“ринку на добу наперед”) та/або балансуєчому ринку.

Слід врахувати, що ефективна реалізація комерційної функції НАЕК “Енергоатом” буде вимагати впровадження спеціального програмного забезпечення, створення відповідної технологічної інфраструктури (серверне, телекомунікаційне та інше обладнання) та забезпечення їх кваліфікованої експлуатації та підтримки. Інформаційна система повинна забезпечувати реалізацію таких функцій:

- прогнозування попиту на ринку ДДБР і його покриття власними виробничими потужностями шляхом укладання двосторонніх договорів з постачальниками, а також за рахунок договорів, укладених з іншими учасниками ринку;

- формування загального балансу для компанії, у т. ч. формування часткового балансу для окремого енергоблоку, станції і певних кон- трактів, зведення повного щоденного погодинного балансу для всієї балансуєчої групи;

- формування щоденних погодинних планових заявок на постачання електроенергії;

- розрахунок граничних значень прибутковості постачання в ринок ДДБР;

- щоденна робота з OPE (на першому та другому етапах реформування), з балансуєчим ринком і біржею електроенергії;

- укладання та забезпечення виконання двосторонніх договорів з постачальниками електроенергії та іншими суб'єктами ринку, зокрема за результатами аукціонів на право доступу до міждержавних електричних мереж;

- інформаційна взаємодія з автоматизованою системою комерційного обліку електроенергії НАЕК “Енергоатом”;

- поповнення бази даних інформацією з ERP-системи та інших інформаційних систем.

Реформування електроенергетики України буде тривалим і поетапним, перехід до неї повинен бути поступовим, зваженим, ретельно продуманим, таким, що враховує особливості вітчизняної енергетики.

Кінцевою метою повинно бути розроблення моделі повністю інтегрованого ринку електроенергії і допоміжних послуг. Цей ринок повинен сприяти торгівлі між Україною та її сусідами, що вимагатиме таких домовленостей на ринку, які б відповідали міжнародним стандартам та узгоджувалися з домовленостями щодо транскордонної торгівлі.

<...> Енергетична стратегія вже переглядається, що демонструє схвалення колегією Міністерства енергетики документа “Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. у галузі електроенергетики”. Документ, за базовим сценарієм розвитку енергетики України, передбачає збільшення попиту на електроенергію до 2030 р. до 283 млрд кВт-год/рік. У частині атомної генерації заплановано будівництво двох блоків на Хмельницькій АЕС (№ 3 та № 4) та

атомних блоків на нових майданчиках загальною потужністю 2 ГВт. При цьому частка АЕС у виробництві електроенергії у 2030 р. становитиме 47 %.

Позиція НАЕК «Енергоатом» полягає в тому, що ядерна енергетика потребує більш інтенсивного розвитку з метою задоволення зростаючих потреб країни в електроенергії. Для цього є такі підстави:

1) забезпечення потреб в електроенергії за умов зниження якості вугілля та підвищення собівартості його видобутку (попри заявлені значні запаси вугілля є важкодоступним, його якість знижується, у 35 % шахт видобуток здійснюється вручну через великий нахил пластів, самі пласти залягають на значній глибині);

2) необхідність планування резервних потужностей традиційної генерації (теплової; можливо, атомної) для компенсації нестабільності нетрадиційної генерації (переривчаста природа вітру та сонця);

3) необхідність підтримання на низькому рівні обсягів викидів двоокису вуглецю в довкілля в умовах збільшення потреб важкої промисловості в електроенергії;

4) наявність власних сировинних ресурсів (урану);

5) забезпечення енергетичної безпеки України: диверсифікація поставок ядерного палива та будівництва заводу з його виробництва знижує залежність від імпортової сировини (зокрема, газу);

6) перспектива збільшення споживання електроенергії населенням і житлово-комунальним сектором в умовах високого рівня цін на природний газ;

7) потенційні можливості України зі створення енергетичних потужностей на АЕС – наявність і можливість подальшого розвитку інфраструктури для будівництва та експлуатації АЕС, наявність досвіду експлуатації АЕС.

Що стосується перспектив розвитку різних видів генерації в Україні, то можна відзначити таке.

Теплова енергетика (вугільна, газова). Приблизно 14 % енергетичного обладнання перебуває в довгостроковій консервації і не може бути оперативно задіяне для покриття пікового попиту, оскільки розконсервування потребує тривалих і затратних заходів. За оцінками Світового банку, в Україні близько чверті встановлених теплових потужностей перебувають у неробочому стані.

В Україні, як і в усьому світі, швидко зростають ціни на вугілля та газ, що значно збільшує паливну складову затрат на виробництво електроенергії. Ускладнює ситуацію застаріле енергетичне обладнання, яке використовує паливо вкрай неефективно, призводячи до ще більшого зростання витрат. У середньому ККД українських енергоблоків становить близько 34 %, тоді як для європейських блоків цей показник звичайно 40 % і вище <sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Див.: Тезиси доклада президента НАК «Енергетическая компания Украины» В. Зиневича к Международному энергетическому форуму 2008 [Электронный ресурс] : сайт НАК «Енергетична компанія України». – Режим доступа: [http://www.ecu.gov.ua/ua/press/vistup.html?\\_m=publications&\\_t=rec&id=520](http://www.ecu.gov.ua/ua/press/vistup.html?_m=publications&_t=rec&id=520)

Природний газ є прийнятним ресурсом для енергогенерації, а для маневрених потужностей має очевидні переваги над іншими видами первинних енергоресурсів. Однак недостатність в Україні власних запасів газу, значне подорожчання його імпорту змусило істотно скоротити його використання для електрогенерації. Унаслідок цього законсервовано ряд блоків по 800 МВт.

Гідроенергетика. Велика гідроенергетика буде й надалі використовуватися для покриття пікових навантажень. Однак ресурс збільшення кількості ГЕС на великих ріках наблизився до межі.

Використання малої гідроенергетики буде мати локальне значення та істотно не вплине на енергобаланс у цілому. Для вирішення завдань базової генерації внесок малої гідроенергетики можна вважати несуттєвим (від 0,4 до 0,8 ГВт встановлених потужностей). Крім того, інтенсивний розвиток малої гідроенергетики в гірських районах Карпат може спричинити значний негативний вплив на екологію регіону.

Водночас Україна має значний потенціал для покриття пікового навантаження та заповнення провалів енергоспоживання, використовуючи гідроакумулюючі станції. З урахуванням планів будівництва гідроакумулюючих потужностей загальна проектна потужність становитиме 4047 МВт<sup>3</sup>.

Відновлювана енергетика. Відновлювана енергетика (за винятком великої гідроенергетики) не відіграватиме істотної ролі в задоволенні потреб великих промислових споживачів, а за умов інтенсивного розвитку спричинить певні проблеми для роботи енергосистеми України. Альтернативні види генерації, за всієї своєї привабливості, мають істотні недоліки:

- гідроенергетика: недостатність потенціалу зростання;
- вітроенергетика: переривчаста природа вітру, необхідність значного резервування потужностей; висока вартість будівництва та ціна виробленої електроенергії; негативний вплив на самопочуття людей; потреба у великих площах землі;
- сонячна енергетика: переривчаста природа та необхідність великого резервування потужностей; високі витрати і значне забруднення довкілля під час виробництва фотопанелей<sup>4</sup>;
- геотермальна: низька енергоефективність (затрати потужності на власні потреби – до 50 % і більше), високі капітальні витрати та витрати на ремонт (40

---

<sup>33</sup> Енергетична стратегія України на період до 2030 р.

<sup>4</sup> Проблемою є накопичення побічного продукту, натрійалюмофториду  $\text{NaAlF}_4$  (близько 4 т на 1 т силікону), який не знаходить повномасштабного застосування, отже, накопичується у відвалах. Докладно див.: Фторидно-гідридная технология получения поликристаллического солнечного кремния [Электронный ресурс] : сайт «Кремний. Солнечная энергетика. Нанотехнологии». – Режим доступа: <http://silicon.in.ua/content/view/107/1>; Так, річне виробництво силікону американським заводом MEMC (Monsanto Electronic Materials Company) (Пасадена), дає 10,8 тис. т названої речовини. Див.: Верховтуров Д., Кирилловский И. Грязное лицо чистой энергетики [Электронный ресурс] / Агентство политических новостей (23 мая 2007 г.). – Режим доступа: <http://www.apn.ru/publications/article17132.htm>.

% аварій на ГеоТЕС полягають у зупинці або руйнуванні турбіни через забивання солями <sup>5</sup>); негативний вплив на довкілля (виділення сірководню, отруєння ґрунтових вод, просадка ґрунту) <sup>6</sup>;

– біомаса: низька енергоефективність (для виробництва біоетанолу витрачається стільки ж або більше енергії, скільки її міститься в отриманому спирті); високі капітальні витрати на ефективні технології (20–30 тис./МВт <sup>7</sup>), виведення родючих земель з виробництва продовольства.

Атомна генерація. Частка АЕС у структурі електробалансу має залишатися в межах 50 % або дещо більше. Оптимальною є така структура генерації, у якій АЕС працюють у базовому режимі та мають певний резерв маневрених потужностей. Для покриття добових піків енергоспоживання доцільно використовувати інші види генерації: ГЕС, ГАЕС, ТЕС.

Україна має достатню кількість власного урану. Наразі власний видобуток покриває близько 30 % потреб АЕС у природному урані. Із введенням у дію найближчим часом Новокосятинівського уранового родовища потреби АЕС в урановому концентраті можуть бути задоволені на 100 %. До середини ХХІ ст. в Україні доцільно освоїти реакторні технології, які дадуть змогу використовувати енергетичний потенціал ВЯП наявних теплових реакторів і при цьому значною мірою вирішити проблему високоактивних відходів.

Отже, за висновками НАЕК “Енергоатом”, реальної альтернативи атомній генерації на найближчі 100 років не існує, тому реалізація проектів будівництва нових атомних енергоблоків сприятиме підтриманню та розвитку промислового комплексу України, підвищенню рівня її енергетичної безпеки» (*Реформування електроенергетичного сектору України: стан і перспективи (заочний круглий стіл) // Національна безпека і оборона. – 2012. – № 6. – С. 45–48).*

---

<sup>55</sup> Там само.

<sup>6</sup> Черноштан Т. Геотермальная энергия и ее практическое применение [Электронный ресурс] // Международный электротехнический журнал «Электрик». – Режим доступа: <http://www.electrician.com.ua/magazine/view246.html>.

<sup>7</sup> Вартість установки для енерготехнологічного перетворення біомаси ЕТД-1, яка виробляє обсяг біогазу, необхідний для котла потужністю до 1 МВт, становить приблизно 20–30 тис. Див.: Носач В., Складенко Е. Биоэнергетика будущего [Электронный ресурс] : портал производителей древесного угля «Углежог» (12 июля 2008 г.). – Режим доступа: [http://uglezhog.com.ua/articles/12-07-2008/bioenergetika\\_buduzhego](http://uglezhog.com.ua/articles/12-07-2008/bioenergetika_buduzhego).