

ДОЦІЛЬНІ НАПРЯМКИ УДОСКОНАЛЕННЯ ДЕРЖАВНОГО РЕГУЛЮВАННЯ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

Показано недостатню спроможність запропонованої на сьогоднішній день моделі двосторонніх договорів та доведено недоцільність створення системи управління національним ринком електроенергії на базі ринкових методів керування. Обґрунтовано доцільність трансформації існуючої моделі ОРЕ у модель гарантування інвестицій у потужність. Показано, що впровадження цієї моделі в Україні не потребує значних організаційних трансформацій, а передбачає лише певні зміни у повноваженнях та обов'язках регулюючих органів і суб'єктів господарювання. Для реалізації запропонованої моделі ринку наведено зміни, що необхідно внести до законодавчих актів України.

Ключові слова: ринок електроенергії, регулювання, моделі ринку електроенергії, ціна, ефективність.

У період 2010 – 2012 рр. в Інституті загальної енергетики НАН України в межах цільової програми наукових досліджень НАН України «Науково-технічні та економічні проблеми забезпечення спільної роботи Об'єднаної енергетичної системи України з об'єднанням енергосистем європейських країн («Об'єднання»)» була виконана наукова робота «Визначення доцільної структури та організації діяльності національного ринку електроенергії з урахуванням об'єднання енергосистем України та європейських країн». Під час її виконання з системних позицій були досліджені різні моделі організації ринку електричної енергії, визначена доцільна структура та організація діяльності національного ринку електроенергії з урахуванням вже наявного досвіду їх реалізації у світі.

Для оцінки ефективності певної моделі регулювання необхідно визначити, які задачі повинна вирішувати відповідна система управління ринком електроенергії. Система регулювання діяльності в електроенергетиці забезпечує вирішення двох основних задач.

1. Можливість надійного покриття потреб споживачів з урахуванням особливостей робо-

ти об'єднаних електроенергетичних систем (ОЕС).

2. Економічно обґрунтована мінімізація цін на електроенергію для споживачів.

Гарантоване вирішення цих задач можливо забезпечити лише при централізованому управлінні розвитком та функціонуванням ОЕС на плановій основі, що входить в пряме, фундаментальне протиріччя з принципами ринкового регулювання. Адже ринкове регулювання передбачає прийняття окремими суб'єктами ринку децентралізованих рішень в умовах конкурентного середовища відносно доцільності інвестицій, прийнятих для них рівнів цін на продукцію, яку виробники прагнуть максимізувати, а споживачі, навпаки, мінімізувати, обсягів виробництва та споживання тощо. Звісно, забезпечити надійну і тим більш ефективну роботу ОЕС, яка за своєю природою потребує централізованого керування, на основі децентралізованих керуючих впливів та децентралізованих рішень окремих суб'єктів ринку, принципово неможливо. Тому всі спроби створити життєздатну систему управління національним ринком електроенергії на базі ринкових методів керування заздалегідь приречені на провал, що ілюструє практика країн, зокрема Європейського Союзу (ЄС), які запровадили ринкові механізми регулювання діяль-

ності в електроенергетиці, на досвід яких посиляються в Україні, обґрунтовуючи необхідність подальшої лібералізації ринку електроенергетики в країні.

Те, що спроби створити ринкову систему регулювання діяльності в електроенергетиці в ЄС провалилися, підтверджує і зміст останньої директиви ЄС стосовно питань регулювання в електроенергетиці, зокрема, Директива 2009/72/ЄС [1]. У ній визнано, що на сьогодні так і не вдалося сформувати ефективну систему управління централізованими системами електропостачання на базі ринкових механізмів, здатну без зовнішнього впливу ефективно розподіляти існуючі ресурси (виконувати диспетчеризацію генераторів) та продукувати завчасні та адекватні сигнали для інвестування в нові потужності різного типу. Значні фінансові ризики за відсутності гарантій збуту електроенергії і прийнятної для власників рівня цін на неї зумовлюють той факт, що сьогодні в ЄС приватні інвестиції і комерційні кредити направляються лише у розвиток відновлювальних джерел виробництва електроенергії (ВДВЕ), що зумовлено наданням їм значної преференції – гарантії збуту та рівнів цін. При цьому надання преференції ВДВЕ, які бурхливо розвиваються в країнах ЄС, зумовлює різке ускладнення ситуації з управлінням роботою їх енергосистем і зумовлює виникнення значних проблем паралельної роботи вітряних електростанцій (ВЕС), які становлять основну частку потужностей ВДВЕ, з атомними електростанціями (АЕС). Саме це стає головною причиною відмови від розвитку атомної енергетики та подальшого функціонування існуючих АЕС в окремих країнах ЄС, зокрема Німеччині, хоча це веде до колосальних фінансових збитків цих країн.

Для вирішення проблем, які є в електроенергетиці країн ЄС, Директива 2009/72/ЄС передбачає два шляхи.

Перший зобов'язує країни-члени сприяти розвитку децентралізованих систем енергопостачання на базі інтелектуальних мереж, що по суті входить у пряме протиріччя зі створенням єдиного ліберального ринку електроенергії, яке ставилось на меті при запровадженні ринкових механізмів регулювання в електроенергетиці країн ЄС. Тобто, саме неможливість вирішити проблеми ефективності розвитку і функціонування централізованих систем, до

яких належать ОЕС, за відсутності координації в діяльності суб'єктів ринку електроенергії стає головною причиною доцільності впровадження децентралізованих систем електропостачання з централізованим керуванням їх роботою з використанням технології Smart Grid. Фактично, здійснюється спроба за рахунок інтелектуалізації споживачів, мереж та виробництва електроенергії повернути в межах невеликих збалансованих систем електропостачання централізовану керуваність їх розвитку та функціонування. Перехід до такої моделі електрозабезпечення потребує величезних інвестицій і на сьогодні, враховуючи кризовий стан економіки багатьох країн ЄС, є мало реальним у масових масштабах навіть в Євросоюзі, не кажучи вже про Україну.

Іншим напрямком вирішення проблем ринкового регулювання діяльності в електроенергетиці є задекларована в Директиві 2009/72/ЄС можливість використання системним оператором механізму «гарантування інвестицій в потужність» для впровадження генеруючих потужностей, які необхідні для надійного покриття потреб споживачів в електроенергії. Це потенційно може забезпечити формування збалансованої структури генеруючих потужностей, але приватні інвестиції у них будуть доцільними лише за наявності таких механізмів, які мінімізують ризики інвестиційних проєктів. Застосування механізму «гарантування інвестицій в потужність» можливо лише за умови, коли системний оператор буде мати можливість виконувати відповідні зобов'язання, що можливо лише при його безпосередньому впливі на роботу генерації при покритті графіків навантаження. Тому забезпечити реалізацію цього механізму при ДДБР практично неможливо внаслідок специфіки цієї моделі організації ринку електроенергії. Саме цим можна пояснити те, що в проєктах Закону «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» [2] (далі – Закон), на основі якого передбачається перехід до моделі ДДБР в Україні, та Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. [3] немає жодної конкретики стосовно того, як буде забезпечуватись в умовах моделі ДДБР збалансованість розвитку структури генеруючих потужностей ОЕС країни для забезпечення надійного покриття потреб споживачів в електроенергії.

Запровадження механізму «гарантування

інвестицій», по суті, є поверненням до централізованого керування розвитком та функціонуванням електроенергетики. Але необхідність «маскування» цього, бо декларується, що така модель все ж є ринковою, зумовлює дуже складну організаційну структуру при значно вищих видатках на підтримку діяльності ринку електроенергії, ніж при прямому введенні моделі регулювання, що забезпечує централізоване управління електроенергетичним комплексом країни.

Поряд з цим, сама специфіка ціноутворення при ринкових моделях регулювання діяльності в електроенергетиці зумовлює обов'язковий економічний програш споживачів при запровадженні будь-якої з них, а при впровадженні моделі ДДБР значні збитки може нести й генерація, які вона, звісно, буде перекладати на споживача через збільшення ціни електроенергії. Ця теза була теоретично обґрунтована в процесі досліджень, що докладно описано в [4].

Модель ДДБР теоретично може усунути проблему економічно необґрунтованої ціни на основну частку електроенергії, що виробляється в конкурентному сегменті ринку електроенергії, бо рівень цін на електроенергію визначається на основі попиту та пропозиції, при цьому поставці підлягає лише законтракована електроенергія. Але це лише теоретично, бо абсолютно точно заздалегідь визначити свій попит споживачі об'єктивно не в змозі. Разом з тим, і у виробників електроенергії можуть виникнути аварійні ситуації, коли вони не зможуть забезпечити свої зобов'язання стосовно поставок електроенергії на ринок. Для компенсації цих дисбалансів впроваджується балансуєчий ринок, ціна електроенергії на якому, по суті, є певним штрафом за «поганий» прогноз потреби в електроенергії для споживачів та «переоцінки» можливості відпуску електроенергії для виробників. Поряд з цим, ця ціна виконує певну «захисну» функцію стосовно споживачів, заявки яких через низьку ціну їх пропозицій на купівлю електроенергії не були задоволені на ринку електроенергії на «добу (годину) наперед», але які споживали в цей період електроенергію, що не була законтракована. Тому на практиці при такій моделі з'являється «переплата» відносно моделі централізованого управління функціонуванням Об'єднаної енергосистеми, зумовлена впровадженням балансуєчого ринку.

Разом з тим, при запровадженні ДДБР виникає проблема стосовно механізмів забезпечення роботи ВДВЕ на ринку електричної енергії, що стосується головним чином ВЕС та сонячних фотоелектричних електростанцій (СФЕС), які самостійно не можуть працювати на ринку двосторонніх договорів та балансуєчому ринку, а висока ціна на електроенергію, що виробляється ними, робить їх не конкурентоспроможними відносно інших типів електростанцій. У проекті означеного Закону її вирішення передбачається за рахунок створення нової структури – Фонду врегулювання вартісного дисбалансу (далі Фонд), функцією якого є перерозподіл коштів, що надходять від продажу електроенергії, між різними видами генерації. При цьому платниками (донорами) фонду є АЕС, ГЕС та ГАЕС (крім малих гідроелектростанцій), а одержувачами компенсаційних виплат (реципієнтами) – власники ТЕЦ, відновлюваних (альтернативних) джерел енергії, а також постачальники електричної енергії для споживачів, які мають право на пільгові тарифи.

При впровадженні такого механізму непрогнозованим стає рівень цін для АЕС, ГЕС та ГАЕС, адже він буде залежати від рівня виробництва електроенергії на електростанціях, що використовують ВДЕ, а можливо, і від обсягів споживання електроенергії за пільговими тарифами.

Тому при запровадженні ДДБР в Україні згідно з цим проектом Закону не доводиться говорити про рівність прав на продаж електричної енергії та добросовісну конкуренцію в умовах рівних прав та можливостей, що передбачено статтею 3 пунктами 6) та 7).

У статті 3 пункт 11) передбачається, що функціонування ринку електричної енергії здійснюється на принципах «економічно ефективного ціноутворення», але відсутнім є тлумачення цього поняття, бо енергетичні компанії зацікавлені у максимізації цін, у той час як споживачі – у їх мінімізації.

Взагалі, у представленому до Верховної Ради проекті Закону немає повних та чітких відповідей на питання стосовно механізмів трансформації діючої моделі ринку електроенергії та вирішення існуючих на сьогодні в електроенергетичному комплексі країни проблем. Значна кількість його положень з багатьох ключових питань функціонування ринку не

припускає прямого застосування, у зв'язку з чим передбачено розробку великої кількості додаткових нормативно-правових актів – правил функціонування окремих ринків, що входять до єдиного ринку електроенергії, кодексів електричних мереж та комерційного обліку, конкретних алгоритмів розрахунків тощо. Разом з тим, в Україні відсутня фундаментальна передумова навіть теоретичної доцільності впровадження ДДБР, а саме: наявність генеруючих компаній, які реально мають можливість конкурувати між собою.

Фізико-технічні особливості ВЕС та СФЕС унеможливають їх роботу на ринку двосторонніх договорів та балансуєчому ринку, можливості участі АЕС, ГАЕС, ГЕС та ТЕЦ у роботі ринку обмежуються режимними факторами, а практично всі КЕС на органічному паливі, які реально можуть працювати на балансуєчому ринку та ринку двосторонніх договорів, належать одному власнику. Монопольне становище компанії-власника КЕС на цих ринках створює значні цінові ризики для споживачів при запровадженні ДДБР.

Усе зазначене вище дозволяє зробити висновок, що трансформація існуючої в країні моделі ОРЕ в ДДБР, при будь-якій конкретній її реалізації, недоцільна, як через відсутність передумов для її впровадження в Україні (відсутність можливості реальної конкуренції між генеруючими компаніями), так і через об'єктивно притаманні цій моделі недоліки – неможливість збалансувати розвиток генеруючих потужностей, значні фінансові ризики, необгрунтоване зростання цін для споживачів тощо.

Виконані дослідження свідчать про те, що вирішення означених вище проблем ОРЕ України можна забезпечити за рахунок його трансформації у модифіковану модель ОРЕ, в якій запроваджується механізм гарантування інвестицій у потужність, що забезпечує вирішення задачі формування збалансованої структури генеруючих потужностей в ОЕС країни, та реалізується один з двох варіантів забезпечення «економічно-обгрунтованої мінімізації ціни на електроенергію» – зміна алгоритму розрахунку ціни у конкурентному сегменті ринку електроенергії, за якого приймається середня ціна по всіх КЕС, що увійшли у графік генерування електроенергії (перший варіант), або перехід до централізованої оптимізації режиму роботи

енергосистеми за критерієм мінімуму ціни на виробництво та транспортування електроенергії (другий варіант). З огляду на те, що практично всі вітчизняні КЕС мають одного власника, доцільним є другий варіант трансформації існуючої моделі ОРЕ в модифіковану модель ОРЕ, що мінімізує ризики формування власниками КЕС цінових стратегій, спрямованих на отримання надприбутків за рахунок свого монопольного становища.

Ця модель ринку електроенергії зумовлює необхідність:

1. Створення системи обгрунтування рішень з розвитку електроенергетичного комплексу країни за критерієм максимізації загальноекономічного ефекту та забезпечення їх реалізації.

2. Впровадження платежів «за потужність», які повинні покривати всі економічно-обгрунтовані умовно-постійні витрати суб'єктів ринку електроенергії, які беруть участь у забезпеченні потреб споживачів в електроенергії, з урахуванням інвестиційних витрат, прийняттого рівня прибутковості, інфляції тощо.

3. Удосконалення системи диспетчеризації, яка забезпечує мінімізацію умовно-змінних витрат суб'єктів ринку електроенергії, що беруть участь у покритті потреб споживачів в електроенергії.

Впровадження такої моделі в Україні не потребує значних організаційних трансформацій, а передбачає лише певні зміни у повноваженнях та обов'язках регулюючих органів і суб'єктів господарювання, що працюють на ринку електроенергії, а саме:

- створення відповідної нормативно-правової бази;

- розробка та впровадження методичного і програмно-інформаційного забезпечення для реалізації механізму «гарантування інвестицій у потужність»;

- розробка та впровадження методичного і програмно-інформаційного забезпечення для економічно-обгрунтованого формування почасових добових балансів виробництва-споживання електроенергії за критерієм мінімуму ціни для споживачів та максимальної загальноекономічної ефективності експорту та імпорту електроенергії.

Для впровадження механізму «гарантування інвестицій у потужність» необхідно забезпечити реалізацію такого алгоритму управління розвитком та функціонуванням ОЕС України:

1. Системний оператор – НЕК «Укренерго», разом з профільними установами НАН України, Міненерговугілля та інших, визначає доцільну до реалізації структуру генеруючих потужностей на перспективу 30–50 років з деталізацією на найближчі 10–15 років з урахуванням положень Енергетичної стратегії. Оновлення (корегування) перспективної структури та її деталізація здійснюється не рідше одного разу на три роки.

2. На основі деталізованої структури генеруючих потужностей НКРЕ, НЕК «Укренерго» та Міненерговугілля розробляють план розвитку ОЕС України і формують умови відповідних тендерів для приватних енергетичних компаній та завдання для енергетичних компаній державної форми власності.

3. НКРЕ проводить тендер з визначення приватних енергетичних компаній, які будуть реалізовувати інвестиційні проекти розвитку ОЕС України. За результатами цього тендера з енергетичними компаніями-переможцями укладаються довгострокові договори на участь у забезпеченні потреб споживачів країни електроенергією.

4. Якщо за окремими проектами не було виявлено переможців серед приватних енергетичних компаній, то такі проекти переводяться до розряду завдань енергетичних компаній державної форми власності й реалізуються ними.

5. Усі енергетичні компанії, які працюють на ринку електроенергії або участь яких в його роботі передбачається в майбутньому, після реалізації узгоджених інвестиційних проектів, укладають довгострокові договори з ДП «Енергоринок», які погоджуються з НКРЕ та НЕК «Укренерго» і в яких чітко прописуються взаємні зобов'язання, зокрема, алгоритм і формули розрахунку умовно-постійних витрат для енергетичних компаній з урахуванням інвестиційної складової та рівня прибутковості, які їм сплачуються при виконанні прийнятих на себе зобов'язань.

6. ДП «Енергоринок» заключає з усіма енергопостачальними компаніями та кваліфікованими споживачами договори на сплату «за потужність», які включають відшкодування умовно-постійних витрат генерації, компаній з транспортування та розподілу електроенергії та на загальносистемні послуги, що погоджуються з НКРЕ та НЕК «Укренерго». Крім того, у цих договорах мають бути передбачені штрафні

санкції при перевищенні споживачами заявлених максимумів потужності.

7. ДП «Енергоринок» виконує поточні розрахунки умовно-постійних витрат енергетичних компаній і визначає рівні платежів для енергопостачальних компаній та кваліфікованих споживачів «за потужність».

Для впровадження механізму «економічно-обґрунтованої мінімізації ціни на електроенергію» необхідно забезпечити реалізацію такого алгоритму управління ОЕС України:

1. Під час укладання довгострокових договорів між енергетичними компаніями та ДП «Енергоринок» в них повинні бути чітко прописані алгоритм та формули розрахунку умовно-змінних витрат енергетичних компаній, необхідних для оптимізації добового графіка навантажень з урахуванням додаткового прибутку («премії») за участь у покритті графіків навантаження.

2. При укладанні довгострокових договорів між ДП «Енергоринок» та енергопостачальними компаніями або кваліфікованими споживачами в них повинні бути чітко прописані алгоритм та формули розрахунку платежів за спожиту електроенергію з урахуванням специфіки окремих споживачів.

3. На основі фактичних даних стосовно стану та техніко-економічних показників енергоблоків та електростанцій, очікуваного рівня навантажень на наступну добу, стану основної мережі ОЕС країни тощо, НЕК «Укренерго» здійснює оптимізацію режиму генеруючих потужностей за критерієм мінімізації умовно-змінних витрат на забезпечення потреб споживачів на наступну добу.

4. НЕК «Укренерго» забезпечує покриття графіка навантажень за добу та передає до ДП «Енергоринок» необхідні для розрахунку умовно-постійних витрат за звітну добу.

5. ДП «Енергоринок» виконує поточні розрахунки умовно-змінних витрат енергетичних компаній і визначає рівні платежів для енергопостачальних компаній та кваліфікованих споживачів за електроенергію.

Звісно, алгоритм управління розвитком та функціонуванням ОЕС України та алгоритм управління ОЕС України реалізуються паралельно.

У контексті об'єднання ОЕС України з енергосистемою європейських країн важливе значення має забезпечення недискримінаційного



Загальна схема організації та функціонування моделі ринку електроенергії на основі механізму гарантування інвестицій у потужність

доступу споживачів та виробників (постачальників) з інших країн до ринку електроенергії країни. У запропонованій моделі це досягається за рахунок:

- можливості укладання довгострокових договорів між ДП «Енергоринок» та постачальниками і споживачами електроенергії з інших країн, доцільність яких визначається на етапі визначення прогнозної структури генеруючих потужностей та її деталізації на найближчі 10–15 років;

- можливості укладання короткострокових договорів між ДП «Енергоринок» та постачальниками і споживачами електроенергії з інших країн на добу наперед. Можливість та доцільність цих контрактів визначається на етапі оптимізації графіка навантажень на наступну добу.

Запропонована схема структури та організації діяльності національного ринку електроенергії (див. рисунок) забезпечує можливість ефективного управління розвитком і функціонуванням електроенергетичного комплексу країни та мінімізувати технологічні й економічні ризики як для споживачів, так і енергетичних компаній.

Для впровадження запропонованої до реалізації моделі ринку електроенергії в закон «Про електроенергетику» необхідно внести такі зміни:

1. У статті 12 доповнити перелік завдань НКРЕ контролем за обґрунтованістю рішень з розвитку електроенергетичного комплексу країни та за виконанням програм розвитку галузі.

2. У статті 14 накласти на Центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику в електроенергетичному комплексі, задачі обґрунтування рішень з розвитку електроенергетичного комплексу країни та формування відповідних програм, проведення тендерів на будівництво нових та реконструкцію існуючих об'єктів ОЕС України.

3. Доповнити статтю 14 положенням стосовно того, що за відсутності зацікавленості приватних інвесторів у реалізації заходів з розвитку ОЕС України на Центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику в електроенергетичному комплексі, покладаються обов'язки їх реалізації на базі енергетичних компаній державної

форми власності.

4. У статті 15 доповнити перелік суб'єктів господарської діяльності, що працюють на ринку електроенергії постачальниками допоміжних послуг.

Необхідно внести зміни у нормативні документи НКРЕ стосовно ліцензій для виробників електроенергії з урахуванням впровадження механізму «гарантування інвестицій у потужність» для всіх суб'єктів ринку та «економічно-обґрунтованої мінімізації ціни» для генеруючих компаній, розробити такі ліцензії для постачальників допоміжних послуг.

Також необхідно у Договорі про створення ОРЕ (далі Договір) прописати нові правила роботи ОРЕ з урахуванням впровадження механізму «гарантування інвестицій у потужність» та «економічно-обґрунтованої мінімізації ціни», а перелік суб'єктів Договору необхідно розширити суб'єктами господарювання, що надають допоміжні послуги.

Для реалізації моделі, що рекомендується, необхідні певні зміни у діяльності ДП «Енергоринок», а саме:

1. Замінити у алгоритмах формування покриття графіків навантаження цінові заявки генеруючих компаній на їх розрахунок згідно з погодженими техніко-економічними показниками енергоблоків (електростанцій), коректність яких контролює Міненерговугілля України та НКРЕ.

2. Змінити існуючий алгоритм розрахунків між споживачами та ОРЕ при впровадженні означених вище механізмів, передбачених запропонованою моделлю.

Запровадження такої моделі забезпечить можливість збалансованого розвитку електроенергетичного комплексу країни та економічно-обґрунтовану мінімізацію цін на електроенергію для споживачів.

Результати виконаних досліджень дозволяють зробити такі висновки.

Доведено, що задачі, які повинна вирішувати система управління ринком електроенергії, можуть бути розв'язані тільки при централізованому управлінні розвитком та функціонуван-

ням ОЕС на плановій основі.

Обґрунтовано доцільність трансформації існуючої моделі ОРЕ у модель гарантування інвестицій у потужність, яка дозволить вирішити задачі формування збалансованої структури генеруючих потужностей в ОЕС країни та забезпечить «економічно-обґрунтовану мінімізацію ціни на електроенергію».

Наведено перелік необхідних для введення запропонованої моделі змін до Закону України «Про електроенергетику».

1. *Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 Concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC* // Official Journal of the European Union. L 210. Volume 52. 14.08.2009.

2. *Проект Закону «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» № 10571 від 06.06.2012* // Офіційний вебсайт Верховної Ради України. — Режим доступу: http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_2?id=&pf3516=10571&skl=7.

3. *Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. від 7 червня 2012 р.* // Сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. — Режим доступу: mpe.kmu.gov.ua/fuel/doccatalog/document?id=222032.

4. *Костюковський Б.А.* Теоретичні засади аналізу ефективності моделей регулювання діяльності в електроенергетиці та оцінка наслідків впровадження ринкових моделей в Україні / Б.А. Костюковський, І.Ч. Лещенко, А.І. Спітковський, Н.І. Іваненко // Проблеми загальної енергетики. — № 4 (31). — 2012. — С. 21–28.

Надійшла до редколегії 18.06.2013

Рецензент:

Заступник директора

ІЗЕ НАН України з наукової роботи,

канд. техн. наук, ст. наук. співр.

Білодід В.Д.