

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

УДК 621.311:338.5:004.75

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2026.74.014>

КОНЦЕПЦІЯ ВНУТРІШНЬОГО КЛІРИНГУ СМАРТ-КОНТРАКТУ В АГРЕГАТОРА ЛОКАЛЬНОЇ ТОРГОВОЇ ПЛАТФОРМИ ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Є.В. Парус^{1*}, канд. техн. наук, І.В. Блінов^{1**}, чл.-кор. НАН України, В.А. Євдокімов^{2***}, докт. техн. наук

1 – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: paruseugene@gmail.com, blinovihor@gmail.com

2 – Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України,
вул. Олега Мудрака, 15, м. Київ, 02000, Україна

e-mail: ievdokimov40@gmail.com

У роботі запропоновано та науково обґрунтовано концепцію смарт-контракту для організації комерційної взаємодії учасників локального децентралізованого ринку електричної енергії. Концепція передбачає застосування технології блокчейн для автоматизації виконання торгових операцій, впровадження внутрішніх розрахункових одиниць (токенів) для обліку скомпенсованих обсягів електричної енергії та забезпечення прозорого механізму розподілу витрат і вигоди через функції агрегатора як сторони, відповідальної за баланс. Особливістю підходу є застосування стабільної (фіксованої) ціни смарт-контракту для ізоляції базових скомпенсованих обсягів від зовнішньої ринкової волатильності. Проведено імітаційне моделювання добового кейсу на основі реальних цінових індикаторів ринку «на добу наперед» (РДН) та тарифів постачальника універсальних послуг України станом на травень 2026 року. Експериментально доведено Парето-ефективність запропонованого підходу: в умовах низьких денних цін зовнішнього ринку внутрішній кліринг за ціною смарт-контракту 5 грн/кВт·год дав змогу збільшити дохід розподіленої генерації на 262% за одночасного зниження витрат споживачів на 34,26%. На основі отриманих результатів сформовано базові вимоги до перспективних адаптивних алгоритмів ціноутворення блокчейн-платформи. Бібл. 30, рис. 8, таблиця.

Ключові слова: децентралізований ринок електроенергії, смарт-контракт, блокчейн, агрегатор, токенизація, локальна енергетична спільнота, ціноутворення, Парето-ефективність.

Вступ. Активний розвиток розподіленої генерації на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), систем накопичення та мікромереж (microgrids) докорінно змінює архітектуру сучасних енергетичних систем, трансформуючи пасивних споживачів на активних учасників ринку. Такий перехід зумовлює зміну парадигми управління та потребує впровадження проактивних систем енергетичного менеджменту нового покоління на базі концепції Smart Grid для комплексної оптимізації локальних режимів [1]. Традиційні ринкові механізми, орієнтовані на велику централізовану генерацію та регламентовані диспетчерські графіки постачання, мають обмежений потенціал для забезпечення необхідної гнучкості, прозорості та економічної привабливості для локальних енергетичних спільнот. Потреба в мінімізації транзакційних витрат та автоматизації розрахунків у децентралізованих системах [2] обумовлює актуальність впровадження технологій розподіленого реєстру (блокчейн) [3] та смарт-контрактів [4].

Аналіз останніх наукових публікацій свідчить, що більшість існуючих рішень у сфері застосування блокчейну в електроенергетиці зосереджено на організації короткострокових (погодинних чи внутрішньодобових) P2P (peer-to-peer) торгових платформ [5]. Базова задача таких торгових платформ полягає в короткостроковому балансуванні енергії та загальному



підвищенні економічної ефективності нерегульованої генерації ВДЕ [6, 7]. Такі моделі характеризуються високою волатильністю цінкових сигналів, що обумовлено залежністю від змін погодних умов та профілів навантаження на короткострокових ринках електроенергії [8, 9, 10]. Додатковим дестабілізуючим чинником тут виступає складна прогнозованість впливу стохастичної генерації ВДЕ на загальну ринкову вартість електричної енергії, що потребує застосування спеціалізованих архітектур імітаційного моделювання [11]. Це створює додаткові фінансові ризики для кінцевих споживачів та активних споживачів через невизначеність майбутніх доходів і витрат [12, 13, 14]. Це зумовлює актуальність розробки математичних моделей оптимального планування графіків купівлі та продажу безпосередньо для активних споживачів з метою максимізації їхньої економічної вигоди [15].

Значна увага в сучасних дослідженнях приділяється ролі агрегатора як посередника між розподіленими енергетичними ресурсами та оптовими сегментами ринку електричної енергії [16]. Основний акцент при цьому робиться на розробленні механізмів взаємодії локальних P2P-платформ із зовнішніми ринками електроенергії, зокрема в частині узгодження балансів попиту та пропозиції, мінімізації загальних дисбалансів та забезпечення ефективної участі розподілених ресурсів у конкурентних ринкових процесах та аукціонах купівлі-продажу [17, 18, 19]. Окремим напрямом досліджень є використання агрегаторів як постачальників гнучкості для підтримки режимів роботи систем розподілу і вирішення задач управління перевантаженнями [20].

Водночас більшість сучасних блокчейн-рішень для локальних ринків електроенергії орієнтовані на автоматизацію P2P-транзакцій між активними споживачами на основі смарт-контрактів [21, 22] та реалізацію механізмів локального клірингу [23, 24]. У таких підходах агрегатором зазвичай розглядається переважно як технічний або організаційний інструмент інтеграції локального ринку із зовнішніми торговими майданчиками. Разом з тим окремі дослідження виділяють агрегатора як самостійного учасника ринку, відповідального за внутрішній кліринг і взаємодію із сегментами ринку «на добу наперед», внутрішньодобового та балансууючого ринків [25].

Аналіз наукових публікацій свідчить, що функції агрегатора в частині стабілізації цінкових умов для учасників локальної торгової платформи та забезпечення довгострокової прогнозованості фінансових результатів залишаються недостатньо дослідженими. Зокрема, у відомих роботах практично не розглядаються механізми реалізації смарт-контрактів, які б поєднували функції внутрішнього балансування попиту і пропозиції із забезпеченням фіксованих або обмежено волатильних цін для учасників локальної енергетичної спільноти.

Метою статті є розроблення та верифікація концепції смарт-контракту для локальної торгової платформи децентралізованого ринку електричної енергії, який забезпечує стабільність фінансових розрахунків для збалансованих обсягів споживання та генерації, підвищує економічну ефективність функціонування енергетичної спільноти в умовах асиметрії ринкових цін, а також визначає функціональні вимоги до механізмів внутрішнього ціноутворення та коригування контрактної ціни.

Архітектура локальної торгової платформи

Запропонована екосистема включає чотири основні групи учасників:

- виробників електричної енергії;
- споживачів електричної енергії;
- операторів установок зберігання енергії;
- агрегатора, який виконує функції сторони, відповідальної за баланс.

Агрегатор виступає оператором локальної торгової платформи та забезпечує взаємодію із зовнішнім ринком електроенергії і постачальником універсальних послуг. У межах локальної платформи відбувається погодження попиту та пропозиції між учасниками, а дефіцитні або надлишкові обсяги врегульовуються через зовнішній ринок.

Така багаторівнева структура дозволяє поєднати переваги локальної кооперації учасників із можливістю залучення зовнішніх ресурсів для підтримання енергетичного балансу.

Відповідно до зображеної на рис. 1 архітектури, а також з урахуванням гармонізованої рольової моделі ENTSO-E та систем інформаційної взаємодії учасників ринку [26], комерційні потоки між суб'єктами структуровані за трьома ключовими рівнями:

1. Рівень 1 (Ринок електроенергії): охоплює зовнішні організовані сегменти: ринок «на добу наперед» (РДН), внутрішньодобовий ринок (ВДР) та балансуючий ринок (БР). На цьому рівні здійснюється купівля/продаж електроенергії для покриття загального сальдованого профілю платформи, а також визначення обсягів та вартості небалансів для всієї агрегованої групи.



Рис. 1. Архітектура та рівні взаємодії локальної торгової платформи

2. Рівень 2 (Електропостачальник): є суб'єктом роздрібного ринку електричної енергії, який здійснює комерційне врегулювання не скомпенсованих усередині платформи обсягів попиту та пропозиції на основі публічних або індивідуальних договорів із кінцевими та активними споживачами, а також для нарахування плати за небаланси між контрактними та фактичними значеннями.

3. Рівень 3 (Агрегатор): безпосередньо управляє локальною торговою платформою та координує внутрішні фінансово-енергетичні потоки між учасниками.

Економічна взаємодія на рівні локальної платформи (Рівень 3) диференційована за трьома групами суб'єктів:

- покупці (споживачі): забезпечують баланс попиту за фіксованою ціною смарт-контракту, здійснюють платежі за некомпенсований попит за ринковими цінами зовнішніх сегментів та покривають витрати на небаланси у разі відхилення фактичного споживання від контрактного;

- продавці (ВДЕ, когенерація): отримують дохід за скомпенсовану пропозицію за ціною смарт-контракту, реалізують надлишки некомпенсованої пропозиції за ринковими цінами та несуть фінансову відповідальність за власні небаланси;

- послуги зберігання (оператори УЗЕ): залучаються до внутрішнього енергетичного арбітражу за ціною смарт-контракту, беруть участь у зовнішньому ціновому арбітражі за ринковими цінами, а також забезпечують технологічну підтримку при врегулюванні небалансів платформи, що вимагає детального оцінювання економічного ефекту та строків окупності таких систем при наданні послуг балансування [27].

Представлена на рис. 1 архітектура передбачає взаємодію агрегатора із електропостачальником, що доцільно для невеликих енергетичних спільнот. Для об'єднань із значними обсягами генерації/споживання електроенергії, або для територіально відокремлених об'єднань можлива безпосередня участь агрегатора у сегментах торгівлі електроенергією.

Концепція смарт-контракту

Основою функціонування платформи є смарт-контракт, який визначає правила торгівлі електричною енергією між учасниками та автоматизує виконання фінансових розрахунків.

Смарт-контракт реалізує три ключові принципи:

- автоматичне виконання правил торгівлі без залучення сторонніх реєстраторів;
- незмінність та прозорість обліку транзакцій завдяки використанню технології блокчейн;
- дискретний погодинний облік операцій купівлі-продажу електроенергії.

Кожна транзакція реєструється в розподіленому реєстрі, що забезпечує достовірність інформації про контрактні та фактичні обсяги енергії. Загальну логіку функціонування, а також взаємозв'язок інформаційних та фінансових потоків у межах запропонованого річного смарт-контракту показано на рис. 2.

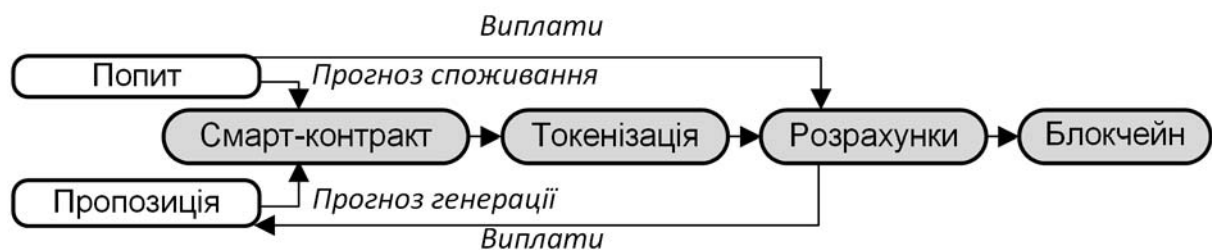


Рис. 2. Логіка функціонування та інформаційно-фінансові потоки смарт-контракту

Відповідно до наведеної блок-схеми (рис. 2), первинним етапом є формування та подача вхідних даних, а саме: прогнозу споживання (від суб'єктів попиту) та прогнозу генерації (від суб'єктів пропозиції) безпосередньо до ядра смарт-контракту. На цьому етапі в автоматичному режимі відбувається алгоритмічне погодження та кліринг погодинних графіків.

Наступний рівень передбачає токенизацію виключно скомпенсованих обсягів електричної енергії за фіксованою ціною, що дає змогу трансформувати фізичні величини (кВт·год) у внутрішні розрахункові одиниці платформи. Сформовані токени виступають основою для проведення взаєморозрахунків.

Водночас архітектура чітко розмежовує зовнішні фінансові контури: споживачі (блок «Попит») здійснюють виплати та покриття небалансів у модуль розрахунків, звідки після фінансового врегулювання спрямовуються цільові виплати на адресу виробників (блок «Пропозиція»). Фінальним етапом циклу є трансляція результатів розрахунків та фіксація транзакцій у розподіленому реєстрі (блокчейн), що гарантує незмінність даних та прозорість для всіх учасників локального ринку.

Механізм токенизації

Під механізмом токенизації у межах запропонованого підходу розуміється процес цифрової конвертації фізичних обсягів електричної енергії у внутрішні розрахункові одиниці розподіленого реєстру. Водночас один токен відповідає одиниці узгодженої електричної енергії (1 кВт·год), яка була успішно клірингована між учасниками локальної платформи. Вартість таких обсягів визначається єдиною ціною смарт-контракту. На відміну від спекулятивних криптоактивів, токени виконують виключно функцію внутрішньої розрахункової одиниці та мають безпосередню прив'язку до фізичних обсягів електричної енергії.

Такий підхід забезпечує передбачуваність витрат покупців і доходів виробників протягом усього періоду дії контракту. Графічну інтерпретацію моделі токенизації та розподілу погодинних обсягів електричної енергії в межах локальної торгової платформи представлено на рис. 3.

Як видно з наведеного добового профілю (рис. 3), запропонований підхід передбачає чітку сегментацію фізичних обсягів електричної енергії на кожному погодинному інтервалі дії смарт-контракту. Внутрішній кліринг платформи дозволяє виділити скомпенсовану пропозицію та скомпенсований попит, які взаємно покривають одне одного на інтервалах спільного функціонування генерації та споживання (переважно з 6 по 18 годину). Саме ці скомпенсовані обсяги підлягають токенизації та розраховуються за єдиною фіксованою ціною смарт-контракту, що гарантує фінансову стабільність для учасників спільноти.

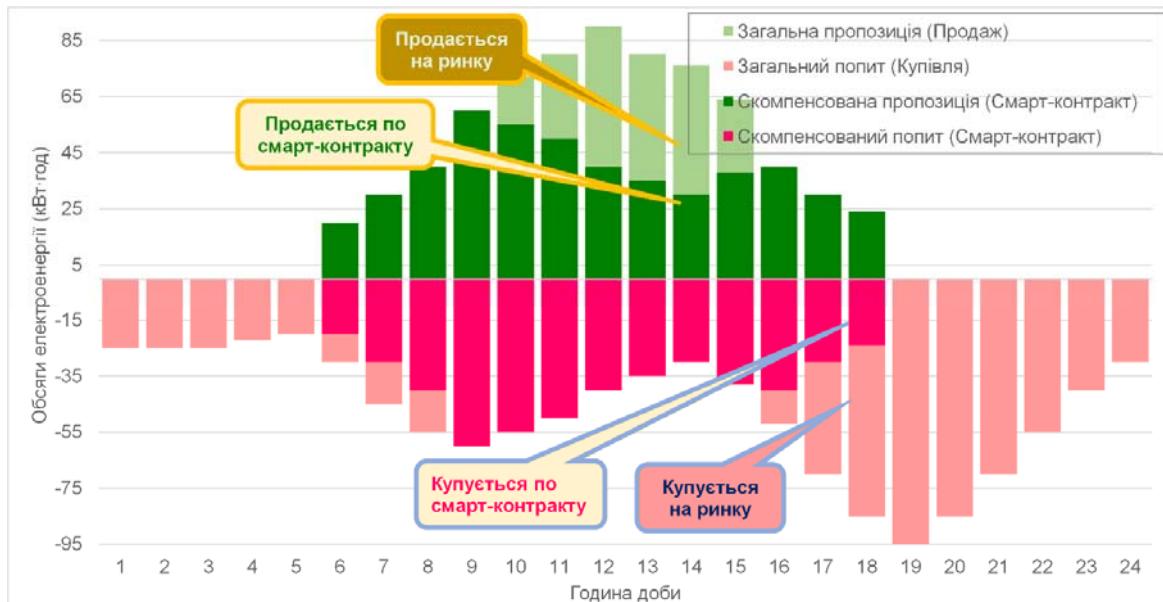


Рис. 3. Модель токенизації скомпенсованих обсягів та взаємодії з електропостачальником на добовому профілі

Усі інші обсяги, які не знайшли внутрішнього покриття через асиметрію графіків споживання та розподіленої генерації, класифікуються як некомпенсовані:

- Надлишкова (некомпенсована) генерація (години 9–14) формує профіцит платформи і реалізується на зовнішньому ринку через електропостачальника.
- Дефіцитний (некомпенсований) попит (нічні та вечірні години) формує дефіцит платформи і закуповується у електропостачальника для повного забезпечення потреб споживачів.

Таким чином, запропонований механізм смарт-контракту дозволяє ізолювати комерційні ризики для учасників платформи. Це досягається шляхом узгодження прогнозованих графіків попиту і пропозиції, де скомпенсована частина отримує фіксовану ціну смарт-контракту, чим нівелює фінансові ризики, пов'язані з волатильністю ринкових цін. Для внутрішнього клірингу ця ціна не враховує тарифи на передачу та маржу електропостачальника, а для територіально розташованих компактно енергетичних спільнот – також і тариф на розподіл. Водночас волатильні ринкові ціни з супутніми системними та мережевими платежами застосовуються виключно для некомпенсованих обсягів попиту та пропозиції, що формують сальдовані відхилення платформи.

Механізм ринкової рівноваги

У межах локальної платформи всі скомпенсовані обсяги попиту та пропозиції отримують єдину ціну смарт-контракту. У випадку виникнення дефіциту агрегатор здійснює закупівлю необхідних обсягів у електропостачальника або на організованих сегментах ринку. У разі надлишку електроенергії агрегатор реалізує невикористані обсяги.

Вартість дефіциту розподіляється між покупцями пропорційно їхньому споживанню, а вартість надлишків – між продавцями пропорційно обсягам генерації. Вартість небалансів розподіляється між учасниками, які допустили відхилення від погоджених графіків.

Запропонований механізм дає змогу відокремити стабільну частину розрахунків за смарт-контрактом від ризиків, пов'язаних із коливаннями ринкових цін. Графічну інтерпре-

тацію процесу управління ринковою рівновагою та взаємодії локальної платформи із зовнішнім ринковим середовищем показано на рис. 4.

З наведеної схеми (рис. 4) видно, що внутрішній кліринг локальної торгової платформи дозволяє чітко розділити загальні профілі учасників на скомпенсовану та некомпенсовану частини. Помаранчеві блоки на лівих діаграмах попиту та пропозиції тотожні за обсягом, що відображає паритет внутрішнього балансування. Ця частина енергії повністю ізольована від зовнішніх коливань і розраховується за фіксованою ціною смарт-контракту.

Взаємодія локальної торгової платформи із зовнішнім середовищем виникає виключно для врегулювання сальдованих залишків через електропостачальника на роздрібному ринку або шляхом участі агрегатора у відповідних сегментах ринку електроенергії. При цьому РДН в Україні залишається базовим індикатором погодинних ринкових цін, відносно якого, спираючись на чинні підходи до моделювання тарифо- та ціноутворення на роздрібному ринку [28], з урахуванням супутніх інфраструктурних тарифів та маржі постачальника визначаються кінцеві ціни купівлі і продажу енергії для споживачів та активних споживачів на роздрібному ринку (рис. 4):

1. Нескомпенсований попит (сині блоки на діаграмі споживання) трансформується у заявку на купівлю електроенергії на РДН. Як продемонстровано на правому графіку, ціна купівлі для споживачів (синя лінія) є вищою за граничну ціну РДН через додаткові платежі оператору ринку, а також операторам систем передачі і розподілу.

2. Нескомпенсована пропозиція (зелені блоки на діаграмі генерації) формує заявку на продаж надлишків енергії на РДН. Водночас ціна продажу для виробників (зелена лінія) є нижчою за ринковий індикатор (граничну ціну РДН), що відображає дисконт при реалізації некомпенсованого профіциту.

Така модель створює економічні стимули для учасників локальної спільноти: оскільки зовнішня купівля є дорожчою, а зовнішній продаж – менш вигідним, суб'єкти зацікавлені в максимальному внутрішньому вирівнюванні власних графіків та залученні установок зберігання енергії для мінімізації некомпенсованих обсягів, зниженні витрат на закупівлю зовнішнього ресурсу та підвищенні загальної готовності мікромережі до збалансованого функціонування [29].

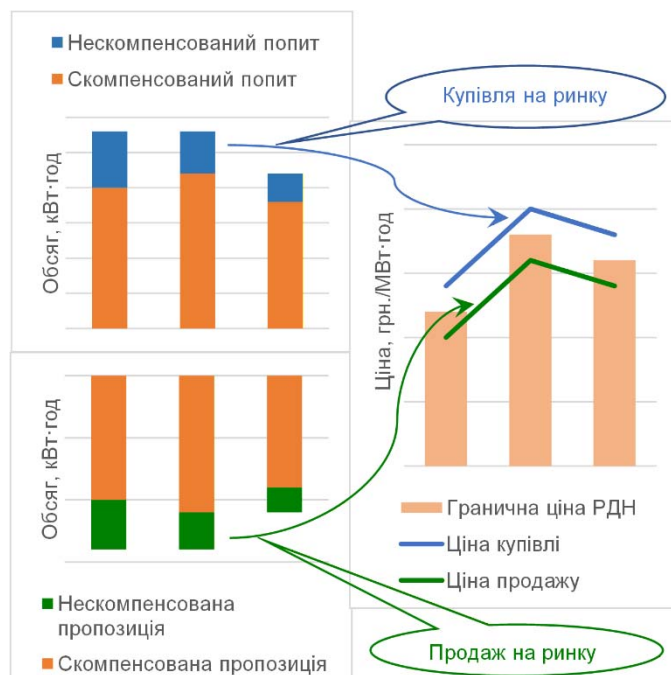


Рис. 4. Механізм балансування локального ринку та формування цінових сигналів на зовнішньому ринку

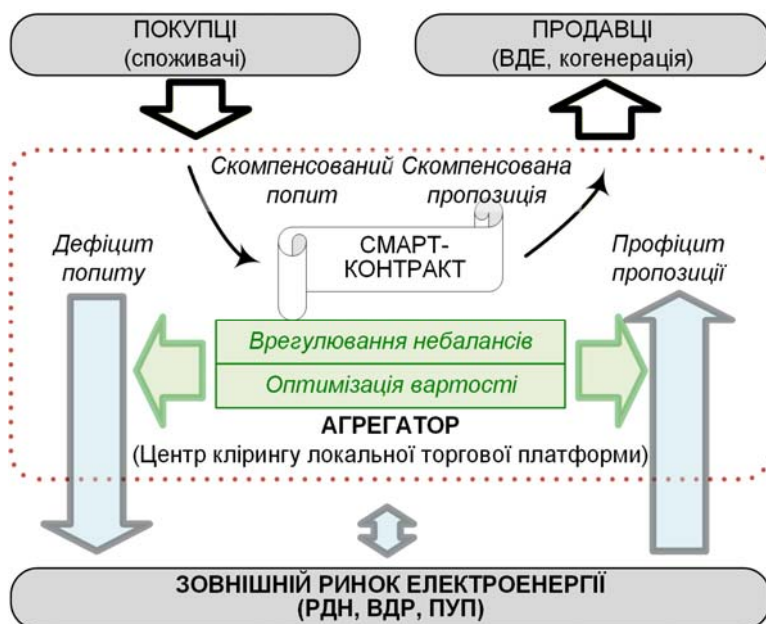


Рис. 5. Структурно-логічна схема розподілу витрат, вигоди та фінансових потоків на локальній торговій платформі

На основі описаного механізму ринкової рівноваги та взаємодії із зовнішніми сегментами ринку формується замкнена фінансова екосистема локальної торгової платформи. Представлена на рис. 5 архітектура наочно ілюструє рух виключно фінансових потоків (коштів та розрахункових зобов'язань) між учасниками ринку, де Агрегатор виступає центральним ядром управління. Процес комерційного клірингу розподіляється на два ключові рівні:

1. внутрішній контур смарт-контракту: реалізує розрахунки за скомпенсованими обсягами електроенергії. Суб'єкти попиту (споживачі) спрямовують фінансовий потік до платформи для оплати скомпенсованого попиту, тоді як суб'єкти пропозиції (ВДЕ, когенерація) отримують гарантовані виплати за скомпенсовану пропозицію за фіксованою ціною смарт-контракту;

2. зовнішній контур ринкового врегулювання: координується Агрегатором через модулі «Врегулювання небалансів» та «Оптимізація вартості» для покриття сальдованих відхилень локального ринку. У разі виникнення загального дефіциту попиту фінансові кошти спрямовуються з платформи на зовнішній ринок (РДН, ВДР, ПУП) для оплати купленої ззовні електроенергії. У випадку формування профіциту пропозиції Агрегатор забезпечує продаж надлишків, а результуючий фінансовий потік (виручка) надходить із зовнішнього ринку в локальну платформу для подальшого розподілу між виробниками.

Таким чином, Агрегатор виконує роль комерційного буфера, який ізолює базові фіксовані розрахунки всередині локальної енергетичної спільноти, перерозподіляючи зовнішні цінові ризики та витрати виключно на некомпенсовані сегменти графіків.

Приклад моделювання добового кейсу смарт-контракту

Постановка задачі експериментальних досліджень. Для демонстрації особливостей застосування висвітленої концепції смарт-контракту як основи локальної торгівельної платформи, виконано імітаційне моделювання процесів ціноутворення на локальній платформі за реальних ринкових умов України станом на 5 травня 2026 року. Вартість електроенергії розраховано для трьох сценаріїв участі на роздрібному ринку електроенергії:

а) базовий сценарій «Ціноутворення ПУП»: взаємодія з постачальником універсальних послуг по регульованим тарифам із фіксованою ціною для покупців і погодинним ціноутворенням для продавців, функції Агрегатора обмежені формуванням агрегованого попиту і агрегованої пропозиції;

б) сценарій «Ціноутворення РДН»: взаємодія з електропостачальником, тарифоутворення якого прив'язано до погодинної вартості електроенергії на РДН, функції Агрегатора обмежені формуванням агрегованого попиту і агрегованої пропозиції;

в) локалізація балансів попиту і пропозиції (сценарій «Смарт+ПУП»): Агрегатор локальної платформи здійснює внутрішній кліринг попиту і пропозиції за ціною смарт-контракту, дефіцит покриття попиту і надлишок пропозиції відповідно купуються і продаються за базовим сценарієм «Ціноутворення ПУП».

Для моделювання ціноутворення з прив'язкою до РДН обрано погодинні граничні ціни цього ринкового сегмента за 5 травня 2026 року. Для сценарію «ціноутворення ПУП» обрано тарифи постачальника універсальних послуг ТОВ «Хмельницькенергозбут», чинні у травні 2026 року, а саме:

– для купівлі електроенергії 8,98 грн/кВт·год;

– для продажу електроенергії граничні ціни РДН, але не більше за 8,98 грн/кВт·год.

Для моделювання ціноутворення смарт-контракту, за результатами попередніх пробних розрахунків, обрано ціну збалансованих попиту і пропозиції 5 грн/кВт·год, якою гарантується сумарна за добу чиста вигода і для покупців, і для продавців. Тарифи на передачу і розподіл електроенергії, а також маржа електропостачальника в розрахунках не враховані.

Розрахунки за всіма трьома сценаріям виконані з дискретизацією розрахункових періодів одну годину на добовому горизонті дії ціни смарт-контракту.

Внутрішній кліринг та токенизація скомпенсованих обсягів. На рис. 6 наведено інтегральні добові графіки агрегованого попиту і пропозиції локальної торгової платформи, а також виділено вектор внутрішнього клірингу.

Аналіз отриманих траєкторій (рис. 6) чітко ілюструє фізичний зміст процесу токенізації. У часовому діапазоні з 08:00 до 20:00 спостерігається інтенсивне перетинання графіків індивідуального споживання та розподіленої генерації ВДЕ. Заштриховані стовпчики (скомпенсований попит та пропозиція) відображають обсяг енергії, який взаємно покривається всередині локальної торгової платформи. Саме ці скомпенсовані обсяги повністю вилучаються із зовнішнього комерційного контуру та конвертуються у внутрішні розрахункові токени за стабільною ціною смарт-контракту, ізолюючи учасників від зовнішньої волатильності.

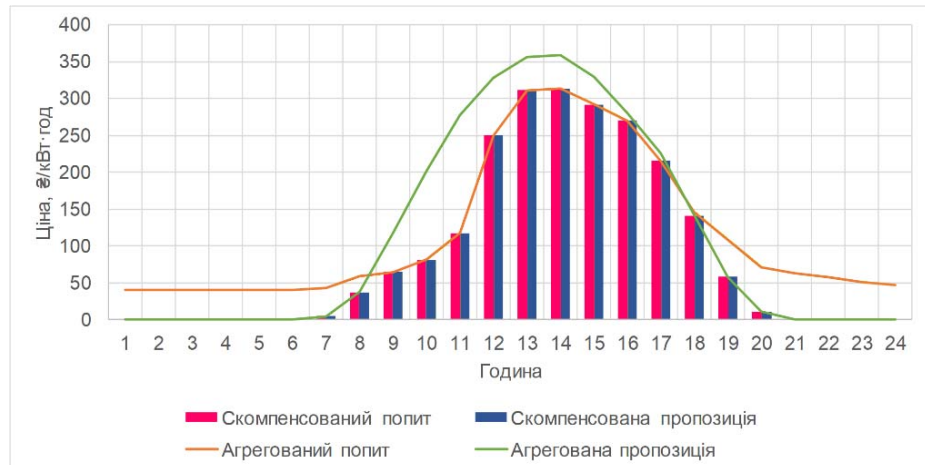


Рис. 6. Агреговані та скомпенсовані профілі попиту й пропозиції в межах локальної торгової платформи

Компенсація дефіциту (Вектор покупця). У години, коли внутрішнього профілю генерації недостатньо для покриття навантаження, Агрегатор здійснює балансування дефіциту за рахунок купівлі електроенергії у постачальника. Динаміку купівлі некомпенсованих обсягів попиту відображено на рис. 7.

Як видно з цього графіку, у денні години (09:00–17:00) обсяги зовнішньої купівлі дорівнюють нулю, оскільки локальний попит повністю задовольняється внутрішніми джерелами. Проте в ранкові та вечірні піки (особливо з 19:00 до 24:00) споживачі змушені імпортувати енергію через Агрегатора. Водночас ціна купівлі у ПУП зафіксована на рівні 8,98 грн/кВт·год, тоді як ціна РДН демонструє суттєві коливання з піковим стрибком до понад 11,00 грн/кВт·год у районі 22:00. Для інших годин доби тарифікація з прив'язкою до цін РДН більш приваблива для покупців електроенергії.

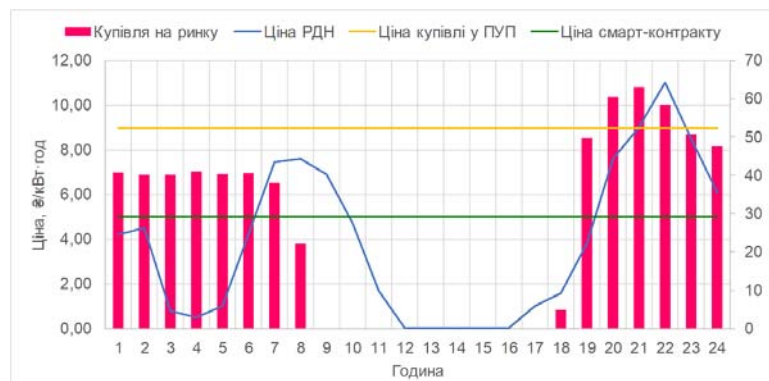


Рис. 7. Погодинний графік купівлі некомпенсованих обсягів попиту на зовнішньому ринку та порівняння цінових сигналів

Реалізація профіциту (Вектор продавця). Процес управління надлишками локальної генерації, які не знайшли внутрішнього споживача в межах платформи, зображено на рис. 8.

Надлишки генерації (рис. 8) виникають у період максимальної інсоляції (09:00–17:00), досягаючи піку обсягом понад 160

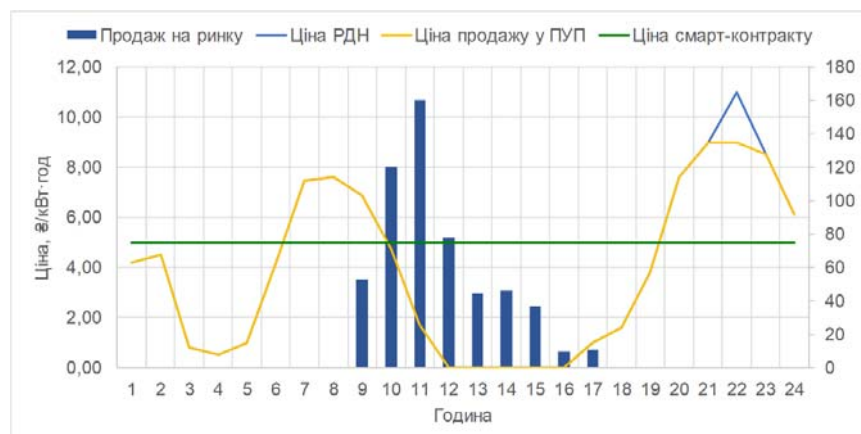


Рис. 8. Погодинний графік продажу некомпенсованих обсягів пропозиції на зовнішньому ринку та порівняння цінових сигналів

кВт·год об 11:00. Проте аналіз траєкторії ціни продажу у ПУП показує критичну системну ваду чинного ринкового ціноутворення: через масовий профіцит сонячної генерації в ОЕС України зовнішня ціна РДН та відповідна їй ціна викупу ПУП у години 12:00–16:00 падають до 0,01 грн/кВт·год. Така ціна купівлі надлишків генерації не покриває суму нарахувань за передачу і розподіл і фактично збиткова для операторів ВДЕ, які не працюють на стимулюючих «зелених» тарифах. Зазначений чинник актуалізує потребу у використанні Агрегатором моделей оптимального добового планування режимів роботи УЗЕ із застосуванням адаптивних фільтрів для відсікання фінансово нерентабельних циклів арбітражу в умовах низького ринкового спреду [30].

Сумарні показники вартості електроенергії за добу для покупців і продавців електроенергії за трьома розрахованими сценаріями зведені у таблицю.

Тип участі	Тарифні сценарії				
	ПУП	РДН		Смарт+ПУП	
	грн	грн	%	грн	%
Споживачі (купівля)	25 205,37 ₴	5 766,14 ₴	-77,12%	16 570,15 ₴	-34,26%
Виробники (продаж)	3 329,86 ₴	3 329,86 ₴	100,00%	12 057,82 ₴	262,11%

За результатами аналізу розрахунків по трьох тарифних сценаріях зроблено такі висновки:

1. *Обмеженість стимулюючого потенціалу чинного ціноутворення для ВДЕ:* Експериментально доведено, що існуючі принципи ціноутворення на зовнішніх сегментах (РДН та ПУП) станом на 2026 рік повністю втратили стимулюючу функцію щодо розвитку розподіленої генерації ВДЕ. Ситуація, за якої надлишкова денна генерація змушена експортуватися в зовнішню мережу за майже нульовою вартістю (рис. 8), максимізує терміни окупності та знижує інвестиційну привабливість об'єктів для потенційних інвесторів.

2. *Парето-ефективність смарт-контракту:* Застосування запропонованої локальної торгової платформи дозволяє обійти цей ринковий бар'єр. Завдяки токенизації скомпенсованих обсягів, енергія, яка на зовнішньому ринку коштує 0,01 грн, всередині спільноти реалізується за ціною смарт-контракту (5,00 грн/кВт·год). Це забезпечує пряме Парето-покращення: виробники отримують стабільний дохід (приріст до 262% порівняно з базовим сценарієм), а споживачі суттєво знижують витрати порівняно з регульованим тарифом електропостачальника (який затверджується Регулятором і в окремі сезони чи періоди доби може суттєво перевищувати поточну ринкову вартість збалансованої енергії).

3. *Необхідність адаптивного ціноутворення:* Значний фінансовий перекис результатів на користь продавців свідчить про доцільність переходу від статичної компромісної ціни до адаптивних моделей. Врахування структурної асиметрії попиту і пропозиції, та регулювання часток розподілу маржі між окремими учасниками локальної торгової платформи надаватиме Агрегатору гнучкий інструмент для балансування інтересів покупців і продавців залежно від динаміки розвитку конкретної локальної громади.

Слід підкреслити, що у рамках цього дослідження платежі за розподіл електричної енергії для скомпенсованих обсягів свідомо не враховувалися, що обумовлено значним розмаїттям варіантів їхнього нарахування залежно від технічних умов приєднання та умов комерційних угод. Для об'єднань споживачів та активних споживачів, які окрім індивідуальних засобів вимірювання мають спільну точку комерційного обліку на межі балансової належності (наприклад, садові чи гаражні кооперативи, мікромережі), внутрішній кліринг дозволяє повністю уникнути сплати тарифу оператору системи розподілу на внутрішньогруповий баланс, що забезпечує максимальне розширення спреду економічної вигоди для учасників. У разі ж здійснення торгівлі через загальну мережу системи розподілу обов'язкові нарахування за розподіл звужують цей спред, проте залишають потенціал для економічної оптимізації. Крім того, на роздрібному ринку України існує значна асиметрія в тарифоутворенні постачальників (зокрема, різне нарахування плати за розподіл на імпорт та експорт для активних

споживачів із установами зберігання енергії). Така варіативність умов додатково зумовлює актуальність розробки засобів оцінки доцільності зміни індивідуального ринкового статусу учасників на користь участі в локальній торговій платформі з колективними контрактними угодами.

Висновки. Запропоновано та теоретично обґрунтовано архітектуру локальної торгової платформи децентралізованого ринку електричної енергії, яка через механізм смарт-контракту та токенизацію скомпенсованих обсягів дозволяє відокремити внутрішні розрахунки енергетичної спільноти від волатильності зовнішнього ринкового середовища.

Шляхом імітаційного моделювання добового профілю на основі реальних умов функціонування ринку України станом на травень 2026 року експериментально підтверджено неефективність класичних механізмів ціноутворення ПУП та РДН для стимулювання розподіленого розвитку ВДЕ в періоди денного профіциту генерації.

Доведено, що впровадження річного смарт-контракту забезпечує виражений ефект Парето-покращення. За паритетної ціни внутрішнього клірингу 5 грн/кВт·год локальні виробники без «зеленого» тарифу збільшили чисту вигоду на 262%, а споживачі зменшили загальні витрати на закупівлю електроенергії на 34,26% порівняно з базовим сценарієм взаємодії з постачальником на добовому горизонті планування.

Визначено, що виявлена асиметрія розподілу чистої вигоди зумовлює актуальність переходу від статичного ціноутворення до адаптивних моделей. Сформульовано ключові вимоги до перспективного алгоритму ціноутворення блокчейн-платформи, серед яких пріоритетними є сезонно-профільна динамічність, гнучке керування маржинальністю та інтеграція послуг накопичувачів енергії.

Отримані результати досліджень та сформовані функціональні вимоги є науково-практичною основою для подальшої розробки математичних моделей та архітектури оптимізаційного модуля адаптивного коригування ціни смарт-контракту в децентралізованих енергетичних системах.

Роботу виконано в межах наукової роботи «Розвиток розподіленої енергетики в умовах ринку електричної енергії України з використанням технологій та систем цифровізації. Розділ 1. Організаційні та математичні моделі взаємодії учасників децентралізованого ринку електроенергії» (шифр. Цифровізація).

1. Кириленко О.В., Денисюк С.П., Блінов І.В. Енергетичний менеджмент: нові пріоритети XXI століття. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2024. № 1. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2024.297508>
2. Xia Y. Q. Xu, S. Li. Reviewing the peer-to-peer transactive energy market: Trading environment, optimization methodology, and relevant resources. *Journal of Cleaner Production*. 2023. Vol. 383. 135441. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.135441>
3. Du P., Z. Liu, B. Huang. Blockchain Based Peer-To-Peer Energy Trading Between Wind Power Producer and Prosumers in Short-Term Market. *Front. Energy Res.* 2022. Vol. 10. 923292. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.923292>
4. Sivaram T., B. Saravanan. Recent developments and challenges using blockchain techniques for peer-to-peer energy trading. *Results in Engineering*. 2024. Vol. 24. 103666. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.103666>
5. Soto E. A., L. B. Bosman, E. Wollega. Peer-to-peer energy trading: A review of the literature. *Applied Energy*. 2021. Vol. 283. 116268. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116268>
6. Esmat A., M. de Vos, Y. Ghiassi-Farrokhfal A novel decentralized platform for peer-to-peer energy trading market with blockchain technology. *Applied Energy*. 2021. Vol. 282. Part A. 116123. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116123>
7. Thukral M. K. Emergence of blockchain-technology application in peer-to-peer electrical-energy trading. *Clean Energy*. 2021. Vol. 5. Iss. 1. Pp. 104–123. DOI: <https://doi.org/10.1093/ce/zkaa033>
8. Ketterer J. C. The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Economics*. 2014. Vol. 44. Pp. 270–280. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.04.003>
9. Kyritsis E., J. Andersson, A. Serletis Electricity prices, large-scale renewable integration, and policy implications. *Energy Policy*. 2017. Vol. 101. Pp. 550–560. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.014>

10. Ziel F., R. Steinert. Electricity price forecasting using sale and purchase curves: The X-Model. *Energy Economics*. 2016. Vol. 59. Pp. 435–454. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.08.008>
11. Ivanov H., Blinov I., Parus Y. Architecture of Tools of Estimating the Influence of Renewable Sources on the Electricity Cost in Ukraine. Science and Education a New Dimension. *Natural and Technical Sciences*. 2020. No. 244. Pp. 49–52. DOI: <https://doi.org/10.31174/SEND-NT2020-244VIII30-12>
12. Tushar W., T. K. Saha, C. Yuen. Peer-to-Peer Trading in Electricity Networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2020. Vol. 11. No. 4. Pp. 3185–3200. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.2969657>
13. Sousa T., T. Soares, P. Pinson. Peer-to-peer and community-based markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 104. Pp. 367–378. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.036>
14. Soto E. A., B. Bosman, E. Wollega Peer-to-peer energy trading. *Applied Energy*. 2021. Vol. 283. 116268. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116268>
15. Блінов І. В., Парус С. В., Артемчук В. О. Модель планування роботи активного споживача на роздрібно-му ринку електричної енергії. *Технічна електродинаміка*. 2026. № 1. С. 50–61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2026.01.050>
16. Burger S., J. P. Chaves-Ávila, C. Batlle. A review of the value of aggregators in electricity systems. *Energy Reviews*. 2017. Vol. 77. Pp. 395–405. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.014>
17. Nunna H. K., S. Doolla. Multiagent-Based Distributed-Energy-Resource Management for Intelligent Microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2013. Vol. 60. Pp. 1678–1687. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIE.2012.2193857>
18. Siano P. Demand response and smart grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 30. Pp. 461–478. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>
19. Кириленко О. В., Блінов І. В., Парус С. В. Визначення результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії. *Системні дослідження в енергетиці*. 2010. № 3 (23). С. 5–12. URL: <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/395>
20. Esmat A., J. Usaola, M. Moreno. Distribution-Level Flexibility Market for Congestion Management. *Energies*. 2018. Vol. 11. 1056. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11051056>
21. Saeed N. Decentralized peer-to-peer energy trading in microgrids: Leveraging blockchain technology and smart contracts / N. Saeed, F. Wen, M. Zeshan Afzal. *Energy Reports*. 2024. Vol. 12. P. 1753–1764. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.07.053>
22. Nazir I., N. Mushtaq, H. Ishfaq. Blockchain Enabled Reserved Pricing and Privacy Preserving Model for Peer-to-Peer Energy Trading in Smart Grid. *IEEE Transactions on Consumer Electronics*. 2025. Vol. 71. No. 3. Pp. 8716–8726. DOI: <https://doi.org/10.1109/TCE.2025.3596907>
23. Nazari M. H., A. K. Biswas. Decentralized P2P Trading based on Blockchain for Retail Electricity Markets. *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. Washington, DC, USA, 2024. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGT59692.2024.10454178>
24. Tanis Z., A. Durusu, N. Altıntaş. A Comprehensive Review on Peer - to - Peer Energy Trading: Market Structure, Operational Layers, Energy Cooperatives and Multi - energy Systems. *IET Renewable Power Generation*. 2025. Vol. 19. DOI: <https://doi.org/10.1049/rpg2.70075>
25. Dong J., P. Ning, H. Zhao Decentralized peer-to-peer energy trading: A blockchain-enabled pricing paradigm. *Journal of King Saud University Computer and Information Sciences*. 2025. Vol. 37. DOI: <https://doi.org/10.1007/s44443-025-00025-2>
26. Блінов І.В., Парус С.В., Шкарупило В.В. Структура та моделі інформаційної взаємодії учасників ринку електричної енергії : монографія. Видавничий дім «УКРЛОГОС Груп», 2021. 114 с. ISBN 978-617-8037-31-4. DOI: <https://doi.org/10.36074/stmivyree-monograph.2021>
27. Парус С.В., Блінов І.В., Олефір Д.О. Оцінка економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуги балансування в ОЕС України. *Праці ІЕД НАНУ*. 2021. Вип. 60. С. 28–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028>
28. Куцан Ю.Г., Блінов І.В., Іванов Г.А. Моделювання тарифо- та ціноутворення на роздрібному ринку електричної енергії України в нових умовах функціонування. *Електронне моделювання*. 2017. Т. 39. № 5. С. 71–79. URL: <https://nasplib.isoftware.kiev.ua/handle/123456789/127524>
29. Парус С.В., Блінов І.В. Оптимізація використання доступних енергоресурсів мікромережі за умов підтримки готовності до ізолюваного режиму. *Технічна електродинаміка*. 2025. № 5. С. 56–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.05.056>
30. Havva O., Parus Y., Blinov I., Evdokimov V. Construction of a Model for Optimal Scheduling of Energy Storage Systems in the Day-Ahead Market Considering Market Strategies and Technical Constraints. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2026. Vol. 2. No. 2 (140). Pp. 94–101. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2026.355330>

CONCEPT OF INTERNAL SMART CONTRACT CLEARING FOR THE AGGREGATOR OF A LOCAL TRADING PLATFORM IN A DECENTRALIZED ELECTRICITY MARKET

Y. Parus¹, I. Blinov¹, V. Evdokimov²

1 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Beresteyskiy ave., 56, 03057, Kyiv, Ukraine

e-mail: paruseugene@gmail.com, blinovihor@gmail.com

2 – G. E. Pukhov Institute for Modelling in Energy Engineering, National Academy of Sciences of Ukraine, Olega Mudraka str., 15, Kyiv, Ukraine, 02000

e-mail: ievdokimov40@gmail.com

The paper proposes and scientifically substantiates the concept of a smart contract for organizing commercial interaction among participants in a local decentralized electricity market. The concept envisages the application of blockchain technology to automate trade execution, the introduction of internal accounting units (tokens) to account for offset electricity volumes, and the provision of a transparent cost and benefit allocation mechanism through the functions of an aggregator acting as a Balance Responsible Party (BRP). A key feature of the approach is the use of a stable (fixed) smart contract price to isolate baseline offset volumes from external market volatility. Simulation modeling of a daily case study was conducted based on real price indicators of the Day-Ahead Market (DAM) and universal service provider tariffs in Ukraine as of May 2026. The Pareto efficiency of the proposed approach has been experimentally proven: under conditions of low daytime prices in the external market, internal clearing at a smart contract price of 5 UAH/kWh made it possible to increase distributed generation revenue by 262% while simultaneously reducing consumer expenses by 34.26%. Based on the obtained results, basic requirements for prospective adaptive pricing algorithms of the blockchain platform were formulated. Ref. 30, fig. 8, table.

Keywords: decentralized electricity market, smart contract, blockchain, aggregator, tokenization, local energy community, pricing, Pareto efficiency.

1. Kyrylenko O. V., Denysiuk S. P., Blinov I. V. Energy management: new priorities of the 21st century. *Power Engineering: economics, technique, ecology*. 2024. No. 1. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2024.297508> (Ukr)
2. Xia Y. Reviewing the peer-to-peer transactive energy market: Trading environment, optimization methodology, and relevant resources. Y. Xia, Q. Xu, S. Li. *Journal of Cleaner Production*. 2023. Vol. 383. 135441. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.135441>
3. Du P. Blockchain Based Peer-To-Peer Energy Trading Between Wind Power Producer and Prosumers in Short-Term Market. P. Du, Z. Liu, B. Huang. *Front. Energy Res.* 2022. Vol. 10. 923292. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.923292>
4. Sivaram T. Recent developments and challenges using blockchain techniques for peer-to-peer energy trading. T. Sivaram, B. Saravanan. *Results in Engineering*. 2024. Vol. 24. 103666. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.103666>
5. Soto E. A. Peer-to-peer energy trading. E. A. Soto, L. B. Bosman, E. Wollega. *Applied Energy*. 2021. Vol. 283. 116268. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116268>
6. Esmat A. A novel decentralized platform for peer-to-peer energy trading market with blockchain technology. A. Esmat, M. de Vos, Y. Ghiassi-Farrokhfal. *Applied Energy*. 2021. Vol. 282. Part A. 116123. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116123>
7. Thukral M. K. Emergence of blockchain-technology application in peer-to-peer electrical-energy trading. *Clean Energy*. 2021. Vol. 5. Iss. 1. Pp. 104–123. DOI: <https://doi.org/10.1093/ce/zkaa033>
8. Ketterer J. C. The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Economics*. 2014. Vol. 44. Pp. 270–280. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.04.003>
9. Kyritsis E. Electricity prices, large-scale renewable integration, and policy implications. E. Kyritsis, J. Andersson, A. Serletis. *Energy Policy*. 2017. Vol. 101. Pp. 550–560. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.014>
10. Ziel F. Electricity price forecasting using sale and purchase curves: The X-Model. F. Ziel, R. Steinert. *Energy Economics*. 2016. Vol. 59. Pp. 435–454. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.08.008>
11. Ivanov H., Blinov I., Parus Y. Architecture of Tools of Estimating the Influence of Renewable Sources on the Electricity Cost in Ukraine. Science and Education a New Dimension. *Natural and Technical Sciences*. 2020. No. 244. Pp. 49–52. DOI: <https://doi.org/10.31174/SEND-NT2020-244VIII30-12>
12. Tushar W. Peer-to-Peer Trading in Electricity Networks. W. Tushar, T. K. Saha, C. Yuen. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2020. Vol. 11. No. 4. Pp. 3185–3200. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.2969657>
13. Sousa T. Peer-to-peer and community-based markets. T. Sousa, T. Soares, P. Pinson. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 104. Pp. 367–378. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.036>
14. Soto E. A. Peer-to-peer energy trading. E. A. Soto, L. B. Bosman, E. Wollega. *Applied Energy*. 2021. Vol. 283. 116268. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116268>

15. Blinov I. V., Parus Ye. V., Artemchuk V. O. Prosumer operation planning model in the retail electricity market. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2026. No. 1. Pp. 50–61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2026.01.050> (Ukr)
16. Burger S. A review of the value of aggregators in electricity systems. S. Burger, J. P. Chaves-Ávila, C. Batlle. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 77. Pp. 395–405. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.014>
17. Nunna H. K. Multiagent-Based Distributed-Energy-Resource Management for Intelligent Microgrids. H. K. Nunna, S. Doolla. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2013. Vol. 60. Pp. 1678–1687. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIE.2012.2193857>
18. Siano P. Demand response and smart grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 30. Pp. 461–478. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>
19. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus E.V. Determination of the results of the auction on a purchase and sale of electricity. *System Research in Energy*. 2010. No. 3 (23). Pp. 5–12. URL: <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/395> (Ukr)
20. Esmat A. Distribution-Level Flexibility Market for Congestion Management. A. Esmat, J. Usaola, M. Moreno. *Energies*. 2018. Vol. 11. 1056. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11051056>
21. Saeed N. Decentralized peer-to-peer energy trading in microgrids: Leveraging blockchain technology and smart contracts. N. Saeed, F. Wen, M. Zeshan Afzal. *Energy Reports*. 2024. Vol. 12. Pp. 1753–1764. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.07.053>
22. Nazir I. Blockchain Enabled Reserved Pricing and Privacy Preserving Model for Peer-to-Peer Energy Trading in Smart Grid. I. Nazir, N. Mushtaq, H. Ishfaq. *IEEE Transactions on Consumer Electronics*. 2025. Vol. 71. No. 3. Pp. 8716–8726. DOI: <https://doi.org/10.1109/TCE.2025.3596907>
23. Nazari M. H. Decentralized P2P Trading based on Blockchain for Retail Electricity Markets. M. H. Nazari, A. K. Biswas. *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. Washington, DC, USA, 2024. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGT59692.2024.10454178>
24. Tanis Z. A Comprehensive Review on Peer - to - Peer Energy Trading: Market Structure, Operational Layers, Energy Cooperatives and Multi - energy Systems. Z. Tanis, A. Durusu, N. Altintaş. *IET Renewable Power Generation*. 2025. Vol. 19. DOI: <https://doi.org/10.1049/rpg2.70075>
25. Dong J. Decentralized peer-to-peer energy trading: A blockchain-enabled pricing paradigm. J. Dong, P. Ning, H. Zhao. *Journal of King Saud University Computer and Information Sciences*. 2025. Vol. 37. DOI: <https://doi.org/10.1007/s44443-025-00025-2>
26. Blinov I.V., Parus Y.V., Shkarupilo V.V. Structure and models of information interaction between electricity market participants : monograph. Publishing House UKRLOGOS Group, 2021. 114 p. ISBN 978-617-8037-31-4. DOI: <https://doi.org/10.36074/stmivvyree-monograph.2021> (Ukr)
27. Parus E.V., Blinov I.V., Olefir D.O. Assessment of the economic effect of energy storage system providing the balancing services in the IPS of Ukraine. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NANU*. 2021. No. 60. Pp. 28–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028> (Ukr)
28. Kutsan Yu. H., Blinov I. V., Ivanov H. A. Modelling of tariff and price formation on retail market of electrical energy of Ukraine in new conditions of its functioning. *Electronnoe Modelirovanie*. 2017. Vol. 39. No. 5. Pp. 71–79. URL: <https://nasplib.isoftware.kiev.ua/handle/123456789/127524> (Ukr)
29. Parus Ye.V., Blinov I.V. Optimization of the use of available energy resources of the microgrid under the condition of supporting readiness for isolated mode. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2025. No. 5. Pp. 56–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.05.056> (Ukr)
30. Havva O., Parus Y., Blinov I., Evdokimov V. Construction of a Model for Optimal Scheduling of Energy Storage Systems in the Day-Ahead Market Considering Market Strategies and Technical Constraints. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2026. Vol. 2. No. 2 (140). Pp. 94–101. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2026.355330>

Надійшла: 05.08.2026

Прийнята: 20.08.2026

Submitted: 05.08.2026

Accepted: 20.02.2026