



ІНФОРМАЦІЙНО-АНАЛІТИЧНА РОБОТА

КОНКУРС НА БУДІВНИЦТВО НОВОЇ ГЕНЕРУЮЧОЇ ПОТУЖНОСТІ

механізм підтримки згідно з постановою КМУ № 677 від 10.07.2019 (редакція 2026 року)

АТ «ОПЕРАТОР РИНКУ»
ЛИПЕНЬ 2026

ЗМІСТ

Анотація.....	3
Вступ Резюме для інвестора.....	4
Розділ 1. Правові та регуляторні умови	5
1.1. Нормативно-регуляторні засади.....	5
1.2. Умови конкурсу та участі	6
1.3. Механізм конкурсу та порядок дій учасника.....	8
1.4. Статус переможця та договір з НЕК «Укренерго»	10
1.5. Модель підтримки: гранична ціна та ринкова премія	10
1.6. Обов'язки інвестора та наслідки невиконання.....	12
Розділ 2. Інженерний захист другого рівня та безпековий профіль	14
2.1. Що таке інженерний захист	14
2.2. Вартість інженерного захисту	15
2.3. Строки будівництва і 20-місячне вікно	15
2.4. Безпековий профіль конкурсних лотів	16
2.5. Чи є мала генерація пріоритетною ціллю	16
2.6. Висновки	17
Розділ 3. Розрахунок та економіка проекту	18
3.1. Вхідні дані.....	18
3.2. Розрахунок собівартості.....	18
3.3. Сценарій роботи та дохідність проекту	20
3.4. Сценарій без доплати НЕК «Укренерго».....	21
3.5. Компенсація відсутньої доплати за рахунок вищої зимової ціни	21
3.6. Чутливість проекту до підвищення ціни газу на 20%.....	22
3.7. Сценарна оцінка обсягу підтримки та тарифного навантаження	23
3.8. Сценарій збільшення CAPEX та вартості газу на 20%	24
3.9. Сценарій збільшення CAPEX та вартості газу на 50%	25
3.10. Висновки	25
Розділ 4. Ризики проекту та можливість їх вирішення.....	26
4.1. Газове приєднання та паливна логістика.....	26
4.2. Паливний і ціновий ризик	26
4.3. Джерело та достатність коштів для виплати премії.....	26
4.4. Доступ до фінансування.....	26
4.5. Регуляторний ризик	27
4.6. Правовий ризик і соціальний спротив.....	27
4.7. Репутаційний аспект	27
4.8. Зведена матриця ризиків.....	28
4.9. Висновки	28
Загальний висновок	29
Перелік скорочень і використаних джерел	30
Перелік скорочень	30
Список використаних джерел	30

АНОТАЦІЯ

В рамках даної інформаційно-аналітичної роботи проведено оцінку інвестиційної доцільності участі в конкурсі на будівництво нової генеруючої потужності в Україні. Метою цієї роботи є надання потенційному інвестору комплексного розуміння економічної доцільності, інвестиційної привабливості, механізму державної підтримки, ключових регуляторних вимог та ризиків реалізації проєкту з будівництва нових генеруючих потужностей.

При проведенні дослідження було проаналізовано регуляторні умови конкурсу, вимоги до учасників і генеруючих об'єктів, економічні, паливні, фінансові та безпекові чинники, очікувану дохідність, строк окупності, чутливість фінансової моделі до зміни ринкових цін на електроенергію та газ, а також модель підтримки через ринкову премію. За цим механізмом інвестор отримує додаткову компенсацію у пікові години, якщо ринкова ціна електроенергії є нижчою за конкурсну ставку, що створює для інвестора додатковий захист від зниження ринкових цін і підвищує прогнозованість доходів у перші роки експлуатації об'єкта.

Інформаційно-аналітична робота надає структуровану основу для прийняття рішення щодо участі в конкурсі, підготовки конкурсної пропозиції, визначення передумов, які необхідно перевірити до подання заявки, а також оцінки ризиків інвестора.

Окремо виділено критичні передумови успішної реалізації проєкту, а саме: підтвердження можливості газового приєднання, дотримання строків будівництва, виконання вимог щодо інженерного захисту, фінансову стійкість моделі, а також оцінку платоспроможності механізму підтримки.

Таким чином, ця робота дозволяє інвестору не лише оцінити потенційну прибутковість участі в конкурсі, а й сформулювати практичний план дій для підготовки заявки на участь та управління ризиками на етапі реалізації.

Розрахункова частина інформаційно-аналітичної роботи була підготовлена із застосуванням моделі штучного інтелекту, зокрема для структурування вихідних даних, побудови сценаріїв та виконання фінансово-економічних розрахунків. Водночас усі ключові припущення, методологічні підходи, розрахункові результати та аналітичні висновки були перевірені, доопрацьовані й валідовані аналітичним відділом АТ «Оператор ринку».

Висновки, оцінки, сценарні припущення та аналітичні судження, щодо яких у тексті не наведено прямого посилання на нормативно-правовий акт, офіційні статистичні дані або інше відкрите джерело, є власною експертною думкою та припущеннями фахівців АТ «Оператор ринку», сформованими на основі професійного досвіду, доступних ринкових даних і результатів аналітичного моделювання.

ВСТУП | РЕЗЮМЕ ДЛЯ ІНВЕСТОРА

Вдруге від початку повномасштабного вторгнення проводиться конкурс на будівництво нових генеруючих потужностей на 1505 МВт для покриття дефіциту маневрової потужності в пікові години (далі — конкурс). Попри паливну кризу, ракетно-дронові атаки на енергосистему та регуляторну невизначеність, участь у конкурсі для підготовленого інвестора залишається економічно обґрунтованою. Водночас механізм підтримки є доцільним і не створює надмірного навантаження на тариф на передачу електроенергії.

У 2026 році оголошено другий етап конкурсу відповідно до:

- Порядку проведення конкурсу, затвердженого постановою КМУ № 677 від 10.07.2019 (далі – Порядок),
- Умов проведення конкурсу, визначених розпорядженням КМУ № 488-р від 22.05.2026 зі змінами (далі – Умови).

Передбачено будівництво 1505 МВт потужності у чотирьох регіональних лотах:

- Київ, Київська та Чернігівська області — 250 МВт;
- Сумська, Харківська та Полтавська області — 872 МВт;
- Дніпропетровська область — 283 МВт;
- Одеська область — 100 МВт.

Переможець конкурсу укладає договір з оператором системи передачі України (далі — НЕК «Укренерго», ОСП) і протягом 5 років отримує плату за послугу із забезпечення розвитку генеруючої потужності (далі — плата за послугу, ринкова премія) — доплату до доходу від продажу на ринку електричної енергії в пікові години (2127 годин на рік) у межах власної конкурсної ставки, обмеженої граничною ціною 27,92 євроцента/кВт·год з ПДВ [4].

Виробник продає електроенергію на РДН, ВДР та/або за двосторонніми договорами. На обсяг, проданий і відпущений у пікові години, нараховується ринкова премія як різниця між ставкою плати за послугу та ринковою ціною відповідно до п. 78 Порядку [2]. Отже, що нижча ринкова ціна, то вища премія.

Для моделювання роботи газопоршневої установки потужністю 10 МВт використано фактичні ринкові дані за квітень 2025 — березень 2026 року та ставку плати за послугу на рівні 99% від граничної — 27,64 євроцента/кВт·год з ПДВ. Базовий сценарій передбачає продаж електроенергії на РДН та отримання ринкової премії. Додатково проведено стрес-тести за таких умов:

- відсутність ринкової премії;
- відсутність ринкової премії, але з підвищенням пікових цін взимку;
- зростання ціни газу на 20%;
- зростання CAPEX до 1200 €/кВт·год та ціни газу на 20%;
- зростання CAPEX до 1200 €/кВт·год та ціни газу на 50%.

Альтернативний сценарій передбачає роботу установки з базовим навантаженням 5 МВт і генерацію додаткових 5 МВт у пікові години, визначені договором з ОСП. Базовий обсяг продається за двосторонніми договорами, додатковий — на РДН. Протягом доби також подаються заявки на балансуєчий ринок на розвантаження в межах доступної потужності. Підтримка нараховується на обсяг виробленої та проданої електроенергії, що відповідає умовам, зазначеним в Порядку.

За результатами моделювання оцінюється окупність проекту з урахуванням постійних і змінних витрат, а також ризиків, здатних погіршити його економічні показники.

РОЗДІЛ 1. ПРАВОВІ ТА РЕГУЛЯТОРНІ УМОВИ

Загальні засади конкурсу на будівництво нової генеруючої потужності регулюються ст. 29 Закону України «Про ринок електричної енергії» (далі — Закон). Порядок, затверджений постановою КМУ № 677 від 10.07.2019 року визначає процедуру проведення конкурсу, можливі стимули для учасників та механізм здійснення платежів. Умови проведення конкурсу, визначені розпорядженням КМУ № 488-р від 22.05.2026 року, описують конкретні строки подачі конкурсних пропозицій, технічні вимоги, обсяг запропонованої потужності з розподіленням на регіональні лоти, а також встановлюють граничну ставку плати за послугу.

1.1. Нормативно-регуляторні засади

Конкурс на будівництво генеруючої потужності та виконання заходів з управління попитом проводиться у випадку, якщо для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію наявних генеруючих потужностей недостатньо:

«Якщо для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію наявних генеруючих потужностей [...] недостатньо, для забезпечення безпеки постачання електричної енергії застосовуються конкурсні процедури на будівництво генеруючої потужності, установок зберігання енергії та на виконання заходів з управління попитом» (ч. 1 ст.29 Закону [1]).

Рішення про проведення конкурсу, порядок проведення конкурсу та його умови ухвалює Кабінет Міністрів України:

«Рішення про проведення конкурсу [...] умови проведення такого конкурсу приймаються Кабінетом Міністрів України за поданням центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі» (ч. 2 ст. 29 Закону [1]).

Порядок проведення конкурсів затверджується Кабінетом Міністрів України [...]» (ч. 7 ст. 29 Закону [1]).

Зокрема, конкурс може проводитися за регіональними лотами, що є одним з критеріїв відбору учасників конкурсу:

«Критерії можуть передбачати визначення окремих областей (регіонів) для будівництва об'єктів електроенергетики» (п.3 ч. 7 ст. 29 Закону [1]).

«2²) лот — частина обсягу необхідної генеруючої потужності та/або заходів з управління попитом, яка передбачена для розподілу на конкурсі» (пп. 2² п. 3 Порядку [2]).

Строк подання пропозицій — не більше трьох місяців з дня початку конкурсу (днем початку є конкурсу наступний день після оприлюднення конкурсної документації):

«Інформація та умови проведення конкурсів на будівництво генеруючої потужності, установок зберігання енергії та на виконання заходів з управління попитом оприлюднюються [...] не пізніше як за три місяці до дня завершення подання конкурсних пропозицій. [...]» (ч. 4 ст. 29 Закону [1]).

Перевірку поданих учасниками конкурсу документів, допущення учасників до конкурсу, визначення переможця здійснює конкурсна комісія:

«Конкурсна комісія відповідно до покладених на неї завдань:

1) приймає, реєструє та перевіряє документи, подані учасниками конкурсу, на відповідність вимогам конкурсної документації;

2) проводить кваліфікаційний відбір учасників конкурсу та визначає кваліфікованих учасників, допущених для участі у другому етапі конкурсу;

3) визначає переможця (переможців) з числа кваліфікованих учасників шляхом відбору кращої цінової пропозиції відповідно до умов, визначених Порядком проведення конкурсу на будівництво генеруючої потужності та виконання заходів з управління

попитом, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 10 липня 2019 р. № 677;

4) приймає рішення про визнання конкурсу таким, що не відбувся;

5) забезпечує відкритість конкурсного відбору;

6) здійснює інші функції, передбачені зазначеним Порядком» (ч.7 Положення про комісію з проведення Конкурсу [2]).

Конкурсна комісія утворюється протягом 30 календарних днів з дати прийняття рішення Кабінету Міністрів України про проведення конкурсу (ч. 10 Порядку [2]).

1.2. Умови конкурсу та участі

Умови конкурсу оголошено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 22 травня 2026 р. № 488-р. Загальний обсяг — 1505 МВт маневрових потужностей (п. 2 Умов [4]), розподілених за регіональними лотами (п. 3 Умов [4]):

- лот 1 (м. Київ, Київська та Чернігівська області) — 250 МВт;
- лот 2 (Сумська, Харківська та Полтавська області) — 872 МВт;
- лот 3 (Дніпропетровська область) — 283 МВт;
- лот 4 (Одеська область) — 100 МВт.

Гранична ринкова премія становить 27,92 євроцента/кВт·год з ПДВ. Строк нарахування ринкової премії — 5 років починаючи з місяця, в якому було введено генеруючі потужності в експлуатацію (п. 4 Умов [4]).

Вимоги до об'єкта електроенергетики наступні (п. 5 – 8 Умов [4]):

- Максимальний строк введення об'єкта в експлуатацію — 20 місяців від дня підписання договору з НЕК «Укренерго» ;
- Мінімальна встановлена потужність об'єкта — 10 МВт, а максимальна — не більше потужності відповідного регіонального лота;
- Мінімальний строк експлуатації — 20 років або 100 000 годин;
- Генеруюча одиниця, точка приєднання якої має напругу 110 кВ та більше, або потужність понад 75 МВт (тип D), повинна відповідати технічним вимогам для генеруючих одиниць типу D, які викладені у Кодексі системи передачі (далі — КСП). Інші генеруючі одиниці мають задовольняти вимоги для генеруючих одиниць типу С;
- Генеруючі одиниці повинні мати можливість виконувати пуск та зупинку два рази на день з максимальним допустимим часом простою між пуском і зупинкою — 2 години;
- Мінімальний діапазон регулювання — 50% від встановленої потужності;
- Час повної активації із зупиненого стану — 30 хв від моменту отримання команди;
- Час гарантованої безперервної роботи — 16 годин;
- Можливість здійснення пуску за відсутності напруги у зовнішній мережі;
- Передбачати облаштування 2 рівня інженерного захисту.

У різні місяці протягом календарного року визначаються різні часові інтервали (години) за роботу в яких нараховується ринкова премія (табл. 2) (п. 9 Умов).

Для участі у конкурсі учасник зобов'язаний надати НЕК «Укренерго» гарантійне забезпечення участі у конкурсі. Розмір гарантійного забезпечення участі у конкурсі — 5 000 євро за 1 МВт встановленої потужності. Це гарантійне забезпечення повертається учасникам конкурсу протягом 5 робочих днів з дня укладання договору переможця конкурсу з НЕК «Укренерго» або протягом 5 робочих днів з дня оприлюднення рішення щодо визнання конкурсу таким, що не відбувся або у разі відхилення конкурсної пропозиції учасника (п. 25-27 Порядку [2]).

Таблиця 1

Умови конкурсу		
Параметр	Значення	Джерело
Інструмент підтримки	Плата за послугу із забезпечення розвитку генеруючої потужності (відшкодування частини витрат) за механізмом ринкової премії	ст. 29 Закону [1]; пп. 6 п. 3 Порядку [2]; конкурсна документація [6]
Стеля ставки (гранична ціна)	27,92 євроцента / кВт·год з ПДВ	п. 4 розпор. КМУ № 488-р [4]; пп. 2 п. 3 Порядку [2]
Строк підтримки	5 років, починаючи з місяця введення в експлуатацію	п. 4 розпор. КМУ № 488-р [4]; ч. 6 ст. 29 Закону [1]
Коли виникає премія	у визначені пікові години, коли розрахункова ціна ринку нижча за конкурсну ставку	п. 78 Порядку [2]; п. 9 розпор. КМУ № 488-р [4]
Валюта і курс	євро; оплата у гривні за курсом НБУ на день, що передує дню оплати	п. 2.2 Типового договору [6]
Платник	НЕК «Укренерго» (оператор системи передачі)	абз. 5 ч. 6, ч. 8 ст. 29 Закону [1]
Розрахунок плати	встановлюється у порядку, затвердженому КМУ (п. 78 Порядку)	абз. 8 ч. 6 ст. 29 Закону [1]; п. 78 Порядку [2]
Періодичність виплат	щомісяця за актом надання послуг	п. 2.4–2.6 Типового договору [6]
Часові інтервали (пікові години)	7 год/добу взимку, 5 год/добу влітку; разом 2127 год/рік	п. 9 розпор. КМУ № 488-р [4]
Розрахунок премії	погодинно: обсяг × (ставка – розрахункова ціна ринку); якщо різниця від’ємна — 0	п. 78 Порядку [2] (див. Розділ 1.5)

Таблиця 2

Часові інтервали, протягом яких учасник конкурсу набуває право на підтримку

Місяць	Часові інтервали	Годин на добу	Днів	Годин на рік
Січень, лютий, березень, листопад, грудень	8:00–10:59 і 16:00–19:59	7	151	1057
Квітень, травень, вересень, жовтень	8:00–9:59 і 18:00–20:59	5	122	610
Червень, липень, серпень	7:00–8:59 і 19:00–21:59	5	92	460
РАЗОМ	X	5,83	365	2127

Після подачі конкурсної пропозиції суб’єкт господарювання автоматично стає учасником конкурсу. Конкурсна пропозиція подається українською мовою, повинна

відповідати вимогам конкурсної документації та містити, зокрема, цінову пропозицію в євроцентах за 1 кВт·год з двома знаками після коми (п 34, 36, 37 Порядку [2]).

Також у складі конкурсної пропозиції учасник подає:

«1) інформацію, яка надається за підписом учасника конкурсу, що свідчить про відсутність надання підтримки та/або компенсацій витрат, пов'язаних із будівництвом, реконструкцією, модернізацією, ремонтом та/або експлуатацією електроустановок об'єкта електроенергетики, заявленого для участі в конкурсі;

2) підготовлену документацію, склад та зміст якої відповідають вимогам конкурсної документації» (п 39 Порядку [2]). Зокрема, інформацію та документи щодо структури власності, органів управління, уповноважених осіб і пов'язаних з учасником конкурсу осіб (п. 18 Порядку [2]).

Конкурсна пропозиція подається:

«[...] у двох опечатаних конвертах (контейнерах, коробках), в одному з яких міститься кваліфікаційна частина пропозиції (прошиті, крім банківської гарантії, яка не прошивається, та пронумеровані документи за підписом уповноваженої особи учасника, що підтверджують відповідність учасника кваліфікаційним вимогам до учасника конкурсу і його конкурсної пропозиції, включаючи технічну частину, гарантійне забезпечення учасника конкурсу), а в другому - цінова пропозиція (прошиті та пронумеровані документи за підписом уповноваженої особи учасника конкурсу)

Обидва конверти (контейнери, коробки) запечатуються в одному великому конверті (контейнері, коробці), який повинен бути підписаний уповноваженою особою, визначеною відповідно до конкурсної документації» (п. 43-44 Порядку [2]).

1.3. Механізм конкурсу та порядок дій учасника

Конкурс має складатися з двох етапів:

- на першому етапі перевіряється відповідність учасника вимогам (кваліфікація),
- на другому етапі— визначається переможець за ціною (серед тих, хто пройшов перший етап) (п. 33 Порядку [2]).

Ключові процедурні терміни в рамках конкурсу наведено на рис. 1.1. Більшість із них — обов'язкові терміни виконання дій конкурсної комісії та ОСП (на них інвестор орієнтується, плануючи власні дії), і лише строк подання та строк введення в експлуатацію — це дедлайни самого інвестора.

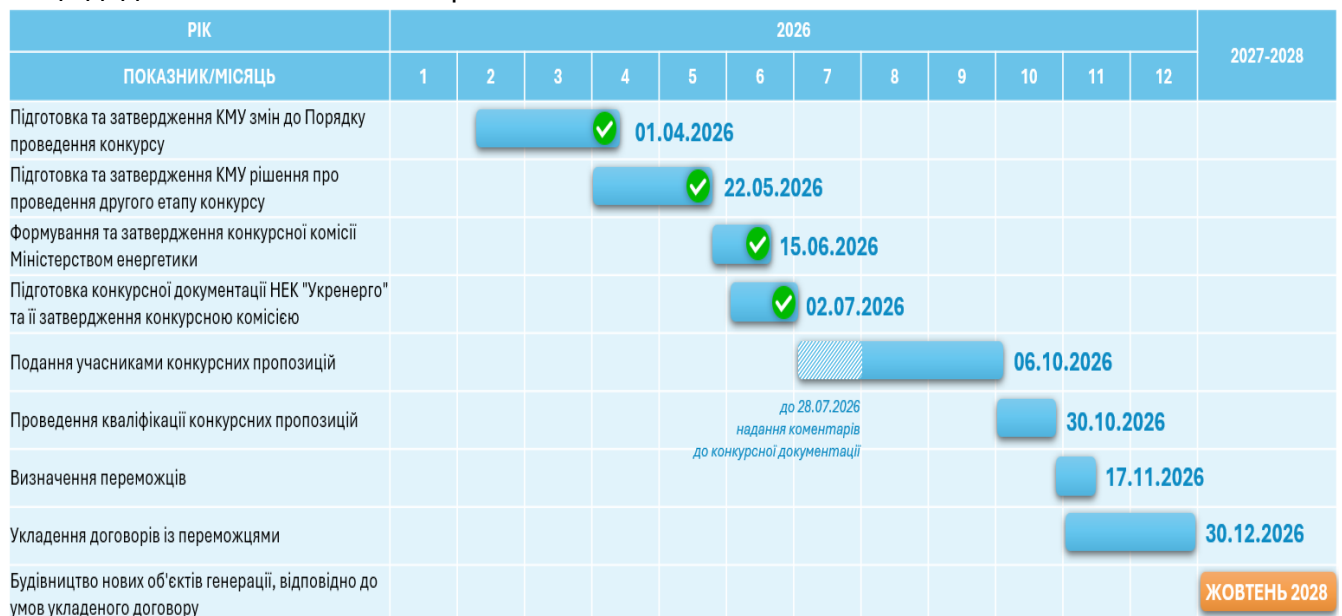


Рис. 1.1. Таймлайн конкурсу

Отже, в разі помилки на етапі кваліфікації (неповний пакет, невідповідність технічним вимогам Кодексу системи передачі, відсутнє гарантійне забезпечення) учасник вибуває з конкурсу не залежно від запропонованої ціни. На рисунку 1.2. наведено алгоритм дій для участі у конкурсі.

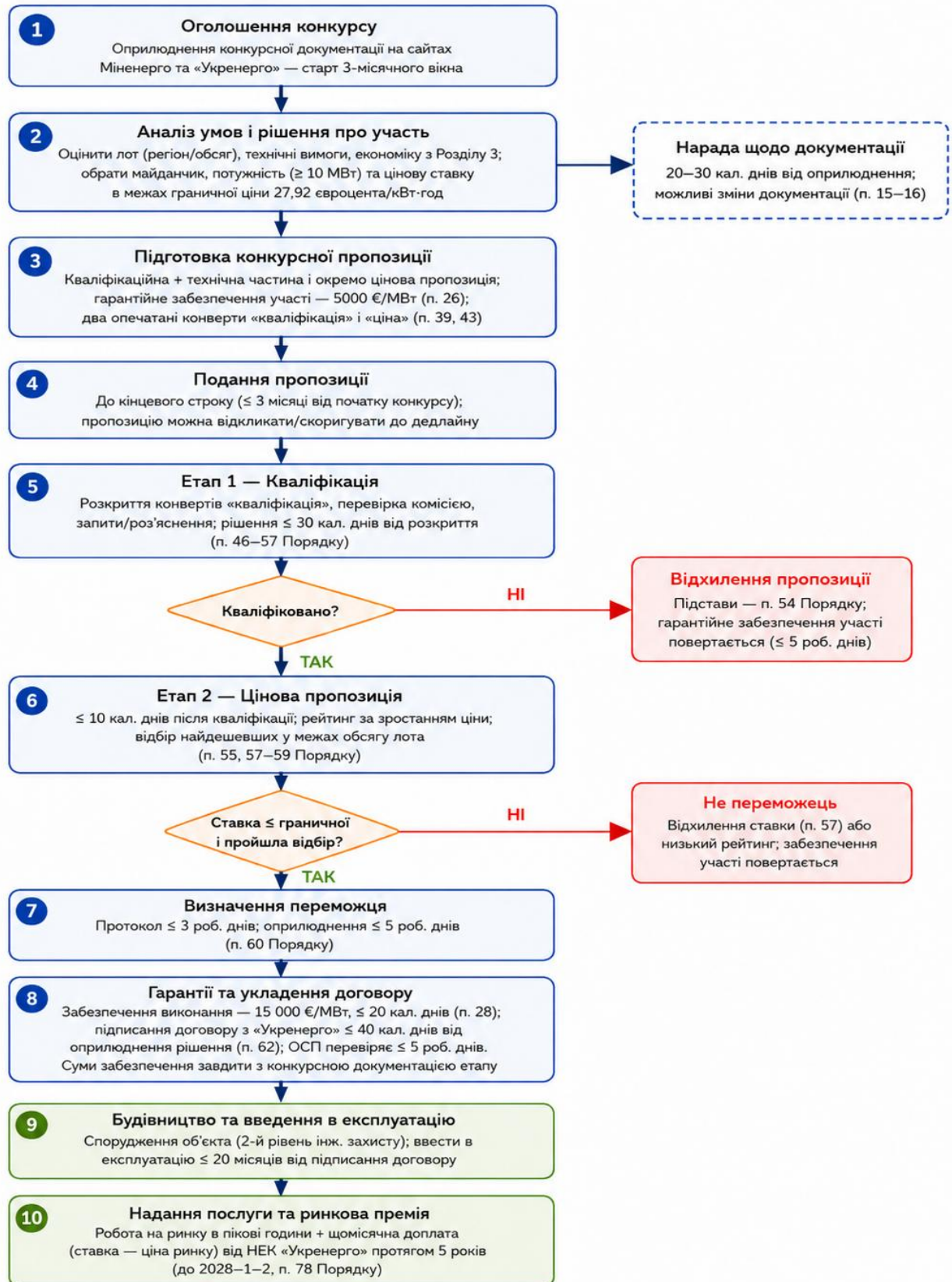


Рис.1.2. Алгоритм дій для участі у конкурсі на будівництво нових генеруючих потужностей

1.4. Статус переможця та договір з НЕК «Укренерго»

Переможцем конкурсу стає учасник із найнижчою ціною пропозицією (вартістю за 1 кВт·год) серед кваліфікованих учасників. Договір укладається з ОСП, який купує послугу, виплачує ринкову премію і контролює виконання зобов'язань. Закон прямо покладає придбання послуги та моніторинг на ОСП:

«У разі застосування як стимулу плати за послугу із забезпечення розвитку генеруючої потужності придбання такої послуги здійснюється оператором системи передачі» (абз. 5 ч. 6 ст. 29 Закону [1]).

«Моніторинг виконання інвестором зобов'язань щодо забезпечення розвитку генеруючої потужності, визначених за результатами конкурсу, здійснюється оператором системи передачі» (ч. 8 ст. 29 Закону) [1].

Предмет договору — ввести в експлуатацію високоманеврову електростанцію і надавати послугу із забезпечення розвитку генеруючої потужності. Типовий договір про надання послуг із забезпечення розвитку генеруючої потужності (далі — Договір) формулює це так: [6]

«Постачальник зобов'язується здійснити введення в експлуатацію високоманеврової електростанції [...] встановленою потужністю ____ МВт [...] із швидким пуском/зупиненням [...] та надати Послуги із забезпечення розвитку генеруючої потужності [...] Замовнику, а Замовник зобов'язується прийняти та оплатити надані Послуги» (п. 1.1 Договору [6]).

Обсяг, на який укладається договір, Порядок визначає через поняття «доступна потужність»:

«2¹) доступна потужність — дозволена (договірна) потужність відпуску електричної енергії генеруючої одиниці (кВт), щодо якої укладено договір про надання послуги із забезпечення розвитку генеруючої потужності» (пп. 2¹ п. 3 Порядку [2]).

Умовою укладення договору є надання гарантійного забезпечення виконання зобов'язань, що становить еквівалент 15 000 євро за 1 МВт потужності, з якою учасника визнано переможцем (п. 28 Порядку [2]); забезпечення надається у вигляді банківської гарантії банку з кредитним рейтингом не нижче «uaA» за національною або «A-» за міжнародною шкалою, або грошового внеску на рахунок ОСП.

1.5. Модель підтримки: гранична ціна та ринкова премія

Плату за послугу із забезпечення розвитку генеруючої потужності здійснюється за механізмом ринкової премії: інвестор продає електроенергію на ринку за ринковою ціною, а держава, в особі ОСП, сплачує ринкову премію лише тоді, коли розрахункова ціна ринку в пікові години нижча ніж ставка плати за послугу. Якщо розрахункова ціна ринку дорівнює ставці або вища — ринкова премія не сплачується.

Ставка плати за послугу, яка визначається в рамках конкурсу обмежується граничною ціною, яку встановлює Кабінет Міністрів України:

«2) гранична ціна — встановлена Кабінетом Міністрів України максимальна можлива ціна за 1 кВт·год електроенергії з урахуванням податку на додану вартість, в межах якої учасник конкурсу може подати свою цінову пропозицію» (пп. 2 п. 3 Порядку [2]).

Граничну ціну розраховує не конкурсна комісія, а Регулятор (НКРЕКП), за формулою п. 6 Порядку, яку у явному вигляді можна записати так:

$$PM = PDAM \times (1 + 2 \cdot AR / 100)$$

де *PM* — гранична ціна (євроцент за 1 кВт·год);

PDAM — середньозважена ціна електричної енергії на ринку «на добу наперед» за попередні 12 місяців у пікові часові інтервали (визначені умовами конкурсу), переведена в євроцент/кВт·год за середнім офіційним курсом гривні до євро НБУ за відповідний місяць;

AR — облікова ставка Національного банку на день, що передує дню звернення Міненерго до Регулятора (у відсотках).

Методика оцінки граничної ціни з ринкових даних:

- Крок 1. Відібрати погодинні ціни РДН лише у пікові години (за сезонним переліком п. 9 Умов; за попередні 12 місяців).
- Крок 2. Обчислити *PDAM* як середньозважену ціну РДН у ці години (зважування — за обсягами; за відсутності погодинних обсягів використовується обґрунтоване наближення, що зазначається окремо).
- Крок 3. Перевести *PDAM* у євроцент/кВт·год за середнім курсом НБУ грн/євро відповідного місяця.
- Крок 4. Застосувати множник $(1 + 2 \cdot AR/100)$ за обліковою ставкою НБУ.

Робоча оцінка (власний розрахунок на основі наданих погодинних цін та обсягів РДН за 2025–2026 рр.). Прийняті припущення: пікові години — за п. 9 Умов; *PDAM* — середньозважена за фактичними погодинними обсягами торгів ціна РДН у пікові години; базове вікно — 12 місяців: квітень 2025 – березень 2026; облікова ставка НБУ $AR = 15\%$; курс — 50,45 грн/€ (НБУ, квітень 2026). Важлива методична деталь: ціни РДН котируються без ПДВ, тоді як гранична ціна за п. 4 Умов визначена «з урахуванням податку на додану вартість», тому *PDAM* приводиться до бази з ПДВ множенням на 1,2 [8; 11; 12].

Розрахунок базового сценарію:

$PDAM(\text{зв.}) = 9\,065 \times 1,2 = 10\,877 \text{ грн/МВт·год (з ПДВ)} = 21,56 \text{ євроцента/кВт·год}$

$PM = 21,56 \times (1 + 2 \cdot 15 / 100) = 21,56 \times 1,30 \approx 28,0 \text{ євроцента/кВт·год}$ — відхилення від офіційних 27,92 становить лише +0,4%.

Після укладання відповідного договору з ОСП та введення об'єкта електроенергетики в експлуатацію виробник може продавати вироблену електроенергію за ДД, на РДН та ВДР, а також зобов'язаний щогодини подавати пропозиції на балансуючому ринку (далі — БР) та/або ринку допоміжних послуг (далі — РДП) на всю доступну потужність, що є підтвердженням надання послуги та є підставою для виплати ринкової премії.

Виплата ринкової премії номінується в євро, але фактично виплачується у гривні за курсом НБУ, відповідно до механізму описаному в Договорі.

Ринкова премія нараховується на обсяг електроенергії, що водночас відпущений об'єктом генерації та проданий на РДН, ВДР або за ДД у пікові часові інтервали, у межах доступної (договірної) потужності:

«послуга із забезпечення розвитку генеруючої потужності придбавається за обсяг електричної енергії, відпущеної на об'єкті електроенергетики, щодо якого учасник конкурсу набув право на підтримку, та проданої за двосторонніми договорами, на ринку «на добу наперед», на внутрішньодобовому ринку у кожному часовому інтервалі (розрахунковому періоді) [...], який не перевищує обсяг електричної енергії, що може бути відпущений відповідним об'єктом електроенергетики згідно з доступною потужністю електрогенеруючого обладнання, зазначеною в договорі» (пп. 3 п. 78 Порядку [2]).

Загальна вартість наданої послуги у розрахунковому місяці обчислюється наступним чином.

«Якщо розрахунок платежу за послугу із забезпечення розвитку генеруючої потужності за відповідну годину має від'ємне значення, у такому разі плата за таку послугу за цю годину дорівнює 0» (пп. 3 п. 78 Порядку [2]).

Тобто:

$$\begin{cases} \text{Premium} = \sum_{i=1} (W_i \cdot (MPR - CMP_i)) & \text{при } MPR > CMP_i \\ \text{Premium} = 0 & \text{при } MPR \leq CMP_i \end{cases}$$

де i — індекс пікового розрахункового періоду (часового інтервалу/години);

W — обсяг відпущеної та проданої електричної енергії, МВт · год;

MPR — ставка ринкової премії, визначена за результатами конкурсу, грн/МВт · год;

CMP — розрахункова ціна ринку, грн/МВт · год.

Розрахункова ціна ринку, відповідно до пп. 4 п. 78 Порядку [2], визначається як:

$$\begin{cases} CMP_i = \frac{\sum_{i=1} (PDAM_i^j \cdot WDAM_i^j) + \sum_{i=1} (PDAM_i^{j-1} \cdot WDAM_i^{j-1})}{\sum_{i=1} WDAM_i^j + \sum_{i=1} WDAM_i^{j-1}} & \text{при } I_{DAM} > I_{BCM} \\ CMP_i = \frac{\sum_{i=1} (PDAM_i^j \cdot WDAM_i^j) + \sum_{i=1} (PDAM_i^{j-1} \cdot WDAM_i^{j-1})}{\sum_{i=1} WDAM_i^j + \sum_{i=1} WDAM_i^{j-1}} \cdot \frac{I_{BCM}}{I_{DAM}} & \text{при } I_{DAM} < I_{BCM} \end{cases}$$

де j — індекс розрахункового місяця;

$PDAM$ — ціна, що склалась за результатами торгів на РДН, грн/ МВт · год;

$WDAM$ — обсяг торгів на РДН, грн/ МВт · год;

I_{DAM} — середньозважене значення індексів базового навантаження на РДН для розрахункового місяця M та $M-1$, грн/ МВт · год;

I_{BCM} — середньозважене значення індексів базового навантаження на РДД для розрахункового місяця M та $M-1$, грн/ МВт · год.

В результаті можна стверджувати, що конкурсна ставка є гарантованою нижньою межею доходу на нову потужність у пікові години протягом строку підтримки. Чим нижча запропонована ставка, тим вищий шанс перемогти, але тим менший гарантований дохід.

1.6. **Обов'язки інвестора та наслідки невиконання**

Право на підтримку виникає лише за виконання зобов'язань щодо об'єкта і строків.

Для другого етапу ці вимоги конкретизовані дослівно в Умовах проведення конкурсу (додаток до розпорядження КМУ № 488-р):

«Мінімальна встановлена потужність об'єкта електроенергетики становить 10 МВт, максимальна встановлена потужність об'єкта електроенергетики — не більше, ніж пропозиція щодо відповідного регіонального лота» (п. 6 Умов, розпорядження КМУ від 22.05.2026 № 488-р).

«Максимально граничний строк введення в експлуатацію об'єкта електроенергетики становить 20 місяців з дня підписання договору оператором системи передачі з переможцем (переможцями) конкурсу» (п. 5 Умов, розпорядження КМУ № 488-р).

«Мінімальний строк гарантованої (проектної) експлуатації обладнання генеруючої одиниці становить не менше 20 років (або 100000 годин напрацювання)» (п. 7 Умов).

Серед основних технічних вимог (п. 8 Умов) — другий рівень інженерного захисту: «будівництво генеруючої потужності повинне передбачати облаштування другого рівня інженерного захисту...»; активація з зупиненого стану — не більше 30 хвилин; діапазон регулювання — не менше 50% встановленої потужності; пуск/зупинення не менше двох разів на добу. Склад зобов'язань інвестора деталізує Типовий договір.

Невиконання зобов'язань із будівництва тягне стягнення гарантійного забезпечення; передбачено й зупинення виплат та заборону подвійних стимулів:

«стягнути гарантійне забезпечення в повному обсязі у разі підтвердження невиконання або виконання не в повному обсязі зобов'язань Постачальника послуг щодо зобов'язань з будівництва генеруючої одиниці» (пп. 2 п. 3.4 Типового договору) [6].

«У разі отримання Постачальником послуг інших стимулів у вигляді надання державної допомоги [...] плата за Послугу з моменту отримання такої допомоги не здійснюється або повертається Замовнику» (п. 5.3 Типового договору) [6].

Таблиця 3

Обов'язки та санкції

Обов'язок / умова	Зміст	Наслідок невиконання / джерело
Мінімальна потужність	10 МВт (максимум — не більше обсягу відповідного регіонального лота)	недопуск/невідповідність; п. 6 розпор. КМУ № 488-р [4]
Інженерний захист	обов'язковий другий рівень інженерного захисту критичних елементів об'єкта	невиконання →стягнення гарант. забезпечення [4]; п. 3.1 договору [6]
Строк введення	20 місяців з дня підписання договору з ОСП	п. 5 розпор. КМУ № 488-р [4]; пп. 4 п. 8 Порядку [2]
Ресурс обладнання	не менше 20 років (або 100000 годин напрацювання)	п. 7 розпор. КМУ № 488-р [4]
Технічні вимоги	тип D (тип C для одиниць ≥ 10 МВт); активація ≤ 30 хв; діапазон $\geq 50\%$; ≥ 2 пуски/добу	п. 8 розпор. КМУ № 488-р [4]
Гарантійне забезпечення	участь — 5000 €/МВт (п. 26); виконання зобов'язань — 15 000 €/МВт (п. 28); банк. гарантія рейтинг $\geq$ «uaA»/«A-» або грошовий внесок	стягується при невиконанні будівництва; п. 26, 28 Порядку [2]; пп. 2 п. 3.4 договору [6]
Діяльність на ринку	подавати пропозиції на балансуєчому ринку / ринку допоміжних послуг на усю доступну потужність щогодини	без підтвердження факту послуги виплата не здійснюється; п. 1.2, 2.4 договору [6]
Заборона подвійних стимулів	отримання іншої державної допомоги	плата за послугу припиняється/ повертається; п.5.3 договору [6]

РОЗДІЛ 2. ІНЖЕНЕРНИЙ ЗАХИСТ ДРУГОГО РІВНЯ ТА БЕЗПЕКОВИЙ ПРОФІЛЬ

Другий рівень інженерного захисту — єдина вимога конкурсу, що не має аналогів у практиці будівництва генерації до 2022 року. В даному розділі розглянуто особливості другого рівня захисту, його орієнтовна вартість та терміни реалізації.

2.1. Що таке інженерний захист

Поняття першого/другого/третього рівнів інженерного захисту і його особливості викладені в державній програмі захисту енергооб'єктів 2023–2026 років. За даними, наведеними у відкритих джерелах [23], особливості рівнів інженерного захисту наступні:

перший рівень — габіони (конструкції зі сталевих сіток із заповненням піщано-гравійною сумішшю), які захищають обладнання від уламків, але не від прямого влучання;

другий рівень — залізобетонні споруди («саркофаги») над критичними елементами об'єкта, доповнені антидроновими сітками, що захищають від прямого влучання ударних БПЛА типу «Shahed» та уламків ракет;

третій рівень — капітальні протиракетні укриття, які зводяться за спеціальними проєктами для критичних елементів енергосистеми, наприклад вузлових підстанцій системи передачі.

Три рівні інженерного захисту енергетичних об'єктів

(практика захисту енергооб'єктів 2023–2026; для учасника конкурсу обов'язковий другий рівень)

 РІВЕНЬ 1 — Габіони	 РІВЕНЬ 2 — Залізобетонні споруди	 РІВЕНЬ 3 — Протиракетні укриття
база (вимога 1-го етапу конкурсу)	ОБОВ'ЯЗКОВО за п. 8 Умов № 488-р	не вимагається умовами конкурсу
 Від чого захищає уламки ракет і БПЛА; непрямі влучання	 Від чого захищає пряме влучання ударних БПЛА типу «Шхед», уламки ракет; фіксовано понад 20 витриманих ударів по одній споруді	 Від чого захищає прямі влучання ракет (включно з балістикою — за проєктом)
 Конструкція зварні сітки зі сталевих дротів, заповнення піщано-гравійною сумішшю (9/1, щебінь фракції 5–10 мм); висота — максимально перекриває генеруючу одиницю	 Конструкція П-подібні залізобетонні споруди («саркофаги») над критичними елементами; проходи — габіони або лего-блоки; ззовні — металеві балки із сітками для підризу дрона за кілька метрів до стіни	 Конструкція капітальні захисні споруди за спеціальними проєктами
 Орієнтовна вартість одиниці млн грн на елемент обладнання	 Орієнтовна вартість типові контракти Укренерго: 69–89 млн грн за споруду (окремі — до 162 млн грн); менше 3 млн дол. за об'єкт	 Орієнтовна вартість ≈100 млн грн на 1 об'єкт
 Обмеження не захищає від прямого влучання «шхеда»; ефективність вичерпана зі зміною тактики атак	 Для об'єкта 10 МВт укриття генеруючих одиниць, підвищувального трансформатора та РУ приєднання	 Застосування найбільш вузлові підстанції магістральної мережі; для малої розподіленої генерації економічно недоцільний

Рис.2.1. Узагальнена схема рівнів інженерного захисту (на основі публічних даних)

Конструкція другого рівня. За описом дослідників державних закупівель, типова споруда інженерного захисту другого рівня — це П-подібна залізобетонна конструкція над критичним елементом; технологічні проходи захищаються габіонами або «лего-блоками» (залізобетонними блоками з пазами). Зовнішній захист забезпечує металева конструкція з балок і сіток, при контакті з якими дрон детонує не завдаючи шкоди бетонним конструкціям. Проєктні рішення для державних замовників затверджуються за участю профільної структури Генштабу і не підлягають оприлюдненню.

2.2. Вартість інженерного захисту

Публічного типового кошторису захисту другого рівня для ГПУ потужністю 10 МВт немає. Конструктивні рішення залежать від майданчика, компонування обладнання та визначеного проектом рівня загроз.

Публічні орієнтири 2023-2026 років: [19]

- перша хвиля споруд «Укренерго» - близько 69 млн грн за об'єкт, переважно будівельні роботи;
- друга хвиля - близько 89 млн грн, включно з електромонтажними роботами;
- складні майданчики - до 96-162 млн грн;
- програма захисту приблизно 250 регіональних енергооб'єктів у 2026 році - у середньому близько 97 млн грн за об'єкт.

Прямо переносити ці показники на об'єкт 10 МВт некоректно. Споруди «Укренерго» переважно призначені для великих автотрансформаторів магістральних підстанцій 330-750 кВ. Контейнерні ГПУ та трансформатор 10-12 МВА мають значно менші габарити.

За компактного компонування декілька модулів можуть розміщуватися під однією спорудою, а трансформатор і розподільчий пристрій - під суміжним захистом. Крім того, захисна конструкція частково заміщує звичайну будівлю машинного залу, тому чисте збільшення CAPEX може бути меншим за повну вартість споруди.

Таблиця 4

Оцінка вартості захисту для об'єкта 10 МВт

Сценарій	Вартість захисту	Вплив на CAPEX	Проста окупність
Базовий, проєктне припущення	60-100 млн грн / 1,2-2,0 млн євро	+16-26%	2,9-3,2 року
Консервативний, проєктне припущення	до 150 млн грн / близько 3,0 млн євро	близько +40%	близько 3,5 року

Примітка. Розрахунок базується на початковому CAPEX близько 7,5 млн євро та EBITDA близько 2,97 млн євро на рік. Наведені суми є проєктними припущеннями, а не кошторисом будівництва.

Для фінансової моделі конкурсної заявки доцільно використовувати консервативний бюджет до 150 млн грн. Після вибору майданчика та підготовки ескізного проєкту його необхідно уточнити.

2.3. Строки будівництва і 20-місячне вікно

Державні програми захисту десятків енергооб'єктів тривали від декількох місяців до двох років. Однак ці строки включали паралельну роботу на великій кількості майданчиків, повторні обстріли, пошкодження вже зведених конструкцій та складну логістику.

Захист не повинен реалізовуватися як окремий етап після завершення станції. Його необхідно включити у технічну концепцію конкурсної пропозиції, проєктну документацію, EPC-контракт і загальний графік постачання та будівництва.

Бетонні роботи можуть виконуватися одночасно з підготовкою майданчика, фундаментами, монтажем допоміжних систем і постачанням основного обладнання.

Тому за належного планування захист не стає критичною затримкою. Для ГПУ критичними зазвичай залишаються постачання генеруючих модулів і трансформатора, а також виконання робіт із приєднання до мережі.

Основні календарні ризики:

1. Дефіцит підрядників і будівельних ресурсів. Через одночасне виконання державних програм захисту підрядника доцільно залучати разом з ЕРС-підрядником на початку 20-місячного періоду.

2. Узгодження монтажної послідовності. Трансформатор та інше великогабаритне обладнання необхідно завести всередину споруди до остаточного закриття монтажних прорізів. Графіки постачання обладнання і бетонних робіт мають бути синхронізовані ще на стадії проектування.

2.4. Безпековий профіль конкурсних лотів

Станом на першу половину 2026 року жоден із конкурсних лотів не можна вважати повністю безпечним. Вони охоплюють регіони з найбільшим дефіцитом потужності, який значною мірою сформувався внаслідок ударів по генерації та мережах. Водночас характер загроз суттєво відрізняється.

Таблиця 5

Узагальнений безпековий профіль лотів

Лот	Оцінка ризику	Основні особливості
Лот 1: Київ, Київська та Чернігівська області	Змішаний	Київ має відносно краще протиповітряне прикриття, але залишається пріоритетною ціллю масованих атак. Чернігівщина зазнає регулярних локальних ударів як прикордонний регіон.
Лот 2: Сумська, Харківська та Полтавська області	Найвищий	Сумщина і Харківщина мають найвищу інтенсивність точкових ударів по енергетичній інфраструктурі. Полтавщина віддаленіша від кордону, однак у регіоні зосереджені важливі об'єкти газовидобутку.
Лот 3: Дніпропетровська область	Високий	Регулярні атаки на генерацію та розподільчі мережі, ризик екстрених відключень і поступове наближення бойових дій до східної частини області.
Лот 4: Одеська область	Високий мережевий	Регіон віддалений від фронту, але систематично зазнає ударів із морського напрямку. Обмежена власна генерація підсилює наслідки пошкодження підстанцій і ліній передачі.

Це ранжування не є одночасно ранжуванням інвестиційної привабливості. У регіонах із найбільшими пошкодженнями зазвичай вищий дефіцит потужності, більша системна потреба в маневровій генерації.

Тому вибір конкретного майданчика всередині області може бути важливішим за формальний вибір лота.

2.5. Чи є мала генерація пріоритетною ціллю

Стратегічні атаки на енергосистему переважно спрямовані на об'єкти, ураження яких має максимальний системний ефект:

- великі ТЕС і ТЕЦ;
- гідроелектростанції;

- магістральні підстанції 330-750 кВ;
- газовидобувну і газотранспортну інфраструктуру;
- підстанції видачі потужності АЕС;
- мережеві вузли, через які передається імпортована електроенергія.

Окремий об'єкт потужністю 10 МВт не може спричинити порівнянний системний ефект. Його втрата впливає переважно на локальний баланс, а не на роботу енергосистеми країни.

Розосереджена мережа об'єктів потужністю 10-20 МВт також складніша для одночасного виведення з ладу, ніж одна велика електростанція. Ураження одного модуля ГПУ зазвичай означає втрату лише частини потужності об'єкта, а не всієї генерації.

Проте ризик не є нульовим. Мала електростанція може стати локальною ціллю, якщо вона:

- розміщена у прикордонному або прифронтовому районі;
- забезпечує помітну частину живлення міста чи критичної інфраструктури;
- розташована поруч із великою підстанцією, ТЕЦ, газовим об'єктом або іншою очевидною ціллю;
- є єдиним видимим джерелом резервного живлення важливого споживача.

2.6. Висновки

Вимога другого рівня інженерного захисту — не бюрократична надбудова, а відповідь держави на реальний профіль загроз, підтверджений практикою: залізобетонні укриття довели здатність витримувати десятки влучань дронів. Для проєкту 10 МВт захист коштує орієнтовно 1,2–3,0 млн €, будується за 3–6 місяців паралельно з основними роботами і вписується у 20-місячне вікно введення. Безпековий профіль регіонів різний — від практично щоденних точкових ударів у прикордонні лота 2 до мережевих ризиків Одещини, — але мала розподілена генерація не є пріоритетною ціллю стратегічних кампаній, а грамотний вибір майданчика плюс обов'язковий захист зводять залишковий ризик до рівня, який покривається ціною ставки в межах коридору Розділу 4 і страхуванням. Безпековий фактор має впливати на вибір лота й майданчика, але не скасовує загального висновку наведеного в даній аналітичній роботі про доцільність участі.

РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК ТА ЕКОНОМІКА ПРОЄКТУ

У цьому розділі оцінено економічну ефективність нової газової генерації, що працює переважно в години надання підтримки. Визначено собівартість виробництва електроенергії та фактичну дохідність проєкту з урахуванням ринкової премії.

Розглядається проєкт ГПУ встановленою потужністю 10 МВт, збудованої для роботи в межах механізму підтримки. Базовий сценарій передбачає перемогу інвестора в конкурсі з ціною пропозицією на рівні 99% граничної ціни — 27,64 євроцента/кВт·год з ПДВ.

Розрахунки виконано за погодинними даними РДН та ДД за 04.2025–03.2026 [8–10].

Розрахунки базуються на історичних даних і мають орієнтовний характер. Фактичні показники залежатимуть від майбутніх цін на електроенергію і природний газ, а також валютного курсу. Механізм підтримки передбачає, що за нижчих ринкових цін розмір премії зростає, а за високих — зменшується. Окупність і грошові потоки розраховуються **без ПДВ**, а значення з ПДВ наведені лише для порівняння з конкурсною граничною ціною.

3.1. Вхідні дані

Таблиця 6

Вхідні дані для розрахунку

Параметр	Одиниця виміру	Значення	Примітка
Встановлена потужність ГПУ	МВт	10	
Конкурсна цінова пропозиція	грн/МВт·год без ПДВ	11 621	99% граничної ціни; 13 945 грн/МВт·год з ПДВ
Розрахунковий період		04.2025–03.2026	Для визначення розрахункової ціни ринку $СМР_i$ для квітня 2025 ураховано березень 2025 року
Середня ринкова ціна природного газу з транспортуванням	грн/тис. м ³ без ПДВ	21 474	
Нижча теплота згоряння природного газу (LHV)	МВт·год/тис. м ³	9,31	Еквівалентно 33,5 ГДж/тис. м ³
ККД нетто ГПУ	%	42	
Змінні операційні витрати ГПУ	грн/МВт·год	504,50	Перераховано за курсом 50,45 грн/євро
Умовно-постійні витрати ГПУ	грн/МВт·рік	1 261 250	Перераховано з 25 євро/кВт·рік
Капітальні витрати (CAPEX) «під ключ»*	грн/МВт	37 837 500	Діапазон: 30 270 000–50 450 000 грн/МВт
Вартість капіталу (WACC)	% річних	12	Розрахунок у євро
Пікові години підтримки	год/рік	2 127	
Додаткові суміжні години роботи	год від пікового періоду	±3	За умови, що ціна РДН перевищує повну собівартість виробництва
Обмінний курс	грн/євро	50,45	

*Орієнтир 750 €/кВт CAPEX «під ключ» охоплює основне обладнання, монтаж і стандартне електричне приєднання, але не включає підключення до системи газопостачання. Вартість і строки газового приєднання суттєво залежать від характеристик майданчика та можуть істотно збільшити бюджет і тривалість реалізації проєкту. Тому доступ до газової інфраструктури та отримання технічних умов мають бути підтверджені до формування фінансової моделі. Також CAPEX не включає інженерний захист другого рівня, специфічні майданчикові роботи, резерв на затримки, відсотки під час будівництва та оборотний капітал. Тому показник окупності слід читати як операційний скринінг, а не як повну інвестиційну оцінку [15; 16]

3.2. Розрахунок собівартості

Розрахунок виконується послідовно: спочатку визначається питома собівартість виробництва електричної енергії, потім — погодинний розмір премії (плати за послугу), після чого формуються сукупний дохід, операційний фінансовий результат і показники дохідності проекту. Усі ціни та вартості в євро надалі конвертуються в гривневий еквівалент за ставкою НБУ на момент розрахунку. Показники доцільно відображати одночасно в євро та гривнях, оскільки конкурсна ціна встановлюється в євро, тоді як подальші фінансові розрахунки й оцінка економіки проекту здійснюються у гривні.

Питома витрата газу:

$$g = 1\,000 / (LHV \times \eta), \text{ м}^3/\text{МВт}\cdot\text{год},$$

де LHV — нижча теплота згоряння, кВт·год/м³;

η — нетто-ККД.

Паливна собівартість:

$$\text{Спаливо} = P_{\text{газ}} \times g / 1\,000, \text{ євро}/\text{МВт}\cdot\text{год},$$

де $P_{\text{газ}}$ — ціна газу, євро/1 000 м³.

Операційна та повна собівартість визначаються за формулами:

$$\text{Соперац} = \text{Спаливо} + \text{Озмін} + \text{Fпост} / H$$

$$\text{Сповна} = \text{Соперац} + \text{CAPEX} \times \text{CRF}(r,n) / H$$

де Озмін — змінні витрати, євро/МВт·год;

Fпост — умовно-постійні витрати, євро/МВт на рік;

CAPEX — капітальні витрати, євро/МВт;

$\text{CRF}(r,n)$ — коефіцієнт повернення капіталу;

r — ставка дисконтування за період;

n — кількість періодів;

$H = 2\,127$ годин роботи на рік.

$$\text{CRF}(r,n) = r \times (1 + r)^n / ((1 + r)^n - 1).$$

Якщо Fпост і CAPEX задані загальною сумою для всього проекту, їх ділять на річний обсяг виробництва: 10 МВт × 2 127 год = 21 270 МВт·год.

Премія нараховується погодинно лише у пікові години:

$$\text{Премія}_h = V_h \times \max(0; B - RP_h), \text{ євро},$$

де V_h — виробництво, МВт·год;

B — ставка інвестора, євро/МВт·год;

RP_h — розрахункова ціна ринку, євро/МВт·год. Якщо $RP_h \geq B$, премія дорівнює нулю.

Розрахункова ціна ринку визначається за даними розрахункового та попереднього місяців (детально зазначено в п.1.5).

Таблиця 7

Собівартість виробництва електроенергії ГПУ, євро

Складова	без ПДВ	з ПДВ
Питома витрата газу, м ³ /МВт·год	256,0	
Ставка ПДВ	20%	
Паливна складова, євро/МВт·год	108,90	130,68
Змінні O&M, євро/МВт·год	10,00	12,00
Умовно-постійні витрати, євро/МВт·год	11,80	14,16
Операційна собівартість (cash), євро/МВт·год	130,70	156,84
Повна собівартість, євро/МВт·год	193,10	231,72
Гранична ціна, євро/МВт·год	232,70	279,24

Разом операційна собівартість — 13,07 євроцента/кВт·год без ПДВ (15,68 євроцента/кВт·год з ПДВ; $\approx 6\,594$ грн/МВт·год без ПДВ). Паливо формує $\approx 83\%$ касових витрат.

Таблиця 8

Собівартість виробництва електроенергії ГПУ, грн

Складова	без ПДВ	з ПДВ
Питома витрата газу, м ³ /МВт·год	256,0	
Обмінний курс, грн/євро	50,45	
Ставка ПДВ	20%	
Паливна складова, грн/МВт·год	5 495,09	6 594,11
Змінні О&М, грн/МВт·год	504,60	605,52
Умовно-постійні витрати, грн/МВт·год	595,43	714,51
Операційна собівартість (cash), грн/МВт·год	6 595,12	7 914,15
Повна собівартість, грн/МВт·год	9 743,83	11 692,59
Гранична ціна, грн/МВт·год	11 742,04	14 090,45

3.3. Сценарій роботи та дохідність проекту

Дохід проекту формується з:

1. виручки від продажу електроенергії на РДН за фактичними погодинними цінами;
2. ринкової премії НЕК «Укренерго», яка виплачується у пікові години, якщо конкурсна ціна перевищує розрахункову ринкову ціну.

Собівартість розраховано за ринковою ціною природного газу. Пільгова ціна газу в межах ПСО не враховується, оскільки пункт 5.3 Типового договору забороняє поєднання цього механізму підтримки з іншими формами державної допомоги.

За погодинною симуляцією за фактичними даними вікна НКРЕКП станція 10 МВт відпрацьовує 2127 пікових годин і додатково 510 сусідніх годин (де ціна РДН покриває повну собівартість) — разом 2637 годин на рік. Результат — у таблиці 9. Найважливіше: переважну частину доходу (≈ 79%) дає продаж на ринку, і лише ≈ 21% — премія від НЕК «Укренерго».

Таблиця 9

Дохідність проекту 10 МВт за вікно НКРЕКП (ставка 99% стелі)

Показник	Значення (проект 10 МВт)
Пікові години / робочі години на рік	2127 / 2637 (+510 сусідніх)
Обсяг продажу електроенергії	≈ 26 370 МВт·год/рік
Дохід з ринку (продаж на РДН)	≈ 254,8 млн грн (79% доходу)
Дохід від НЕК «Укренерго» (премія)	≈ 67,7 млн грн (21% доходу)
Разом дохід	≈ 322,5 млн грн
Змінні витрати (паливо + О&М)	≈ 160,1 млн грн
Умовно-постійні витрати	≈ 12,6 млн грн
EBITDA	≈ 149,8 млн грн ≈ 2,97 млн €/рік
CAPEX (750 €/кВт)	7,5 млн €
Проста окупність	≈ 2,5 року

Середній дохід у пікову годину (ринок + премія) становить ≈ 11 935 грн/МВт·год — практично рівний ставці (11 621 грн/МВт·год без ПДВ), що підтверджує коректність механізму: премія добирає різницю до конкурсної ставки, коли ринок нижчий. Висока

розрахункова дохідність (окупність $\approx 2,5$ року) відображає поєднання високої стелі ціни з відносно дешевою модульною ГПУ; вона чутлива до припущень (CAPEX, ціна газу, фактичні ціни ринку) — див. п. 3.4.

3.4. Сценарій без доплати НЕК «Укренерго»

Окремо доцільно оцінити економічні показники проекту за умови повної відсутності ринкової премії. Такий сценарій можливий, зокрема, якщо відповідні витрати не будуть передбачені в тарифі НЕК «Укренерго», а станція отримуватиме дохід виключно від продажу електричної енергії на ринку. Цей сценарій є консервативним стрес-тестом і дає змогу визначити запас фінансової стійкості проекту без державної підтримки — лише за рахунок реалізації електроенергії в пікові години.

У базовому сценарії, за конкурсної ставки на рівні 99% граничної ціни, ринкова премія становить близько 21% сукупного доходу проекту. Для станції потужністю 10 МВт це відповідає приблизно 1,34 млн євро, або 67,7 млн грн на рік.

Оскільки отримання премії не потребує додаткових операційних витрат, її скасування зменшує EBITDA проекту на аналогічну суму — з приблизно 2,97 млн євро до 1,63 млн євро на рік. При цьому ринковий дохід у розмірі близько 5,05 млн євро на рік та операційні витрати залишаються незмінними.

Таблиця 10

Економіка проекту 10 МВт: базовий сценарій проти сценарію без доплати НЕК

Показник	База (ставка 99%, з премією)	Без доплати НЕК
Дохід з ринку (РДН), млн €/рік	5,05	5,05
Доплата НЕК (премія), млн €/рік	1,34	0
Разом дохід, млн €/рік	6,39	5,05
EBITDA, млн €/рік	$\approx 2,97$	$\approx 1,63$
EBITDA-маржа	$\approx 46\%$	$\approx 32\%$
Проста окупність (CAPEX 750 €/кВт)	$\approx 2,5$ року	$\approx 4,6$ року
Покриття CAPEX за 5 років	$\approx 198\%$	$\approx 108\%$

Навіть за повної відсутності виплат з боку НЕК «Укренерго» проект зберігає операційну прибутковість. Очікувана EBITDA становить близько 1,63 млн євро на рік, EBITDA-маржа — близько 32%, а простий строк окупності збільшується з 2,5 до 4,6 року.

За цінових умов розрахункового періоду проект здатний окупитися виключно за рахунок ринкового доходу та протягом п'яти років забезпечити покриття близько 108% первинних капітальних витрат. Таким чином, ринкова премія не є критичною умовою фінансової життєздатності проекту, але підвищує інвестиційну привабливість.

3.5. Компенсація відсутньої доплати за рахунок вищої зимової ціни

Окремо оцінено, наскільки мала б зрости ринкова ціна електроенергії взимку — з початку грудня до кінця лютого, — щоб компенсувати проекту відсутність доплати від НЕК «Укренерго».

Розрахунок є узагальненим і не передбачає погодинного перемодельовання. Річна сума втраченої доплати розподіляється на прогнозний обсяг продажу електроенергії протягом зимових місяців. Для проекту потужністю 10 МВт зимовий період включає близько 918 годин роботи, протягом яких станція може реалізувати приблизно 9 180 МВт-год електроенергії. Середня ринкова ціна у відповідні години становить близько 11 400 грн/МВт-год без ПДВ.

Таблиця 11

Потрібний приріст зимової ціни для компенсації відсутньої доплати

Показник	Значення у гривнях	Значення у євро
Втрачена річна доплата для проекту	67,7 млн грн	1,34 млн євро
Кількість годин роботи взимку	918 год	
Зимовий обсяг продажу електроенергії	9 180 МВт·год	
Середня зимова ринкова ціна без ПДВ	11 400 грн/МВт·год	226 євро/МВт·год
Необхідний приріст зимової ціни	7 400 грн/МВт·год	146 євро/МВт·год
Необхідний рівень зимової ціни	18 800 грн/МВт·год	372 євро/МВт·год
Необхідне зростання ціни	65%	
Зимова частка річної доплати	близько 20%	
	13,5 млн грн	0,27 млн євро
Приріст ціни для компенсації лише зимової частки доплати	близько 13%	
	1 480 грн/МВт·год	29 євро/МВт·год

Отже, щоб повністю компенсувати відсутність річної доплати лише за рахунок зимових продажів, середня ціна електроенергії у години роботи станції мала б зрости приблизно на 65% — з 11,4 до 18,8 тис. грн/МВт·год. Це означає збільшення ціни приблизно у 1,65 рази. Якщо компенсувати лише ту частину доплати, яка припадає безпосередньо на зимові місяці — близько 20% річної суми, — достатнім було б зростання зимової ціни приблизно на 13%.

Таким чином, повна заміна доплати виключно вищими зимовими цінами потребувала б значного зростання ринкової ціни. Це свідчить, що цільова доплата є більш прогнозованим механізмом підтримки окупності проекту. Водночас розрахунок не враховує можливу зміну режиму роботи станції, обсягів виробництва та розміру самої доплати внаслідок зростання ринкових цін.

3.6. Чутливість проекту до підвищення ціни газу на 20%

Паливо є основною змінною складовою витрат пікової газової генерації. Тому для оцінки стійкості проекту розглянуто сценарій підвищення ціни газу на 20% за незмінності інших вихідних параметрів.

Зростання ціни газу безпосередньо впливає на собівартість виробництва та операційну маржу станції. У межах цього сценарію річна доплата НЕК «Укренерго» прийнята на базовому рівні, оскільки її розмір у моделі не залежить безпосередньо від вартості газу.

Таблиця 12

Вплив підвищення ціни газу на 20% на показники проекту

Показник	Од. вим.	База, €	Газ +20%, €	База, грн	Газ +20%, грн
Операційна собівартість	МВт·год	157	182	7 920,65	9 181,90
Повна собівартість (з CAPEX)	МВт·год	232	257	11 704,40	12 964,65
Гранична ціна (стеля)	МВт·год	279,2		14 084,64	
Премія НЕК	млн/рік	1,34		67,7	
Робочі години	год/рік	2 637	2 561	2 637	2 561
EBITDA	млн/рік	2,97	2,36	149,84	119,06
Проста окупність	років	2,5	3,2	2,5	3,2

Таблиця 13

Питомі фінансово-економічні показники у розрахунку на 1 кВт встановленої потужності

Показник	Од. вим.	База, євроцент	Газ +20%, євроцент	База, грн	Газ +20%, грн
Гранична ціна (стеля)	за кВт·год	27,92		14,08	
Премія НЕК	за кВт·год	5,08	5,23	2,56	2,64
EBITDA	за кВт·год	11,26	9,21	5,68	4,65
Робочі години	год/рік	2 637	2 561	2 637	2 561
Проста окупність	років	2,5	3,2	2,5	3,2

Примітка. Премію НЕК та EBITDA перераховано у розрахунку на 1 кВт·год виробленої електроенергії шляхом ділення відповідних річних питомих показників на кількість робочих годин у відповідному сценарії.

Підвищення ціни газу на 20% збільшує операційну собівартість приблизно на 1 261,25 грн/МВт·год, або на 15,9%. Повна собівартість зростає до 12 964,65 грн/МВт·год, але залишається нижчою за граничну ціну — близько 14 084,64 грн/МВт·год.

EBITDA знижується на 20,5%, а проста окупність збільшується з 2,5 до 3,2 року. Кількість робочих годин скорочується на 2,9%, оскільки за вищої собівартості частина годин із нижчими ринковими цінами стає економічно недоцільною для роботи.

Отже, за розглянутого сценарію проект зберігає економічну доцільність у межах моделі та окупається протягом п'ятирічного періоду підтримки. Водночас суттєве скорочення запасу між повною собівартістю та граничною ціною свідчить про високу чутливість проекту до подальшого зростання вартості газу.

3.7. Сценарна оцінка обсягу підтримки та тарифного навантаження

Оскільки премія компенсує позитивну різницю між конкурсною ставкою та розрахунковою ринковою ціною, сукупний дохід проекту є менш чутливим до зниження цін на РДН, ніж його ринкова складова. У таблиці 14 наведено результати моделювання за умови зниження цін РДН на 20% і 30% відносно фактичного розрахункового періоду.

Таблиця 14

Чутливість дохідності проекту 10 МВт до рівня ринкової ціни

Рівень ринку	Дохід з ринку, РДН, млн грн	Премія, млн грн	Частка премії в доході	EBITDA, млн €
Факт (вікно НКРЕКП)	254,8	67,7	21,00%	2,97
Ринок –20%	192,1	99,5	34,10%	2,52
Ринок –30%	160,5	117,9	42,40%	2,36

У сценаріях зі зниженням цін модель повторно визначає кількість економічно доцільних годин роботи. Тому зміна ринкової виручки не є прямо пропорційною зміні рівня цін РДН. За сценарію зниження цін РДН на 30% ринкова виручка скорочується на 37%, тоді як абсолютний розмір премії зростає на 74%. Частка премії в сукупному доході при цьому збільшується з 21,0% до 42,4%. EBITDA зменшується на 20,5% — із 2,97 до 2,36 млн євро, а простий строк окупності зростає орієнтовно з 2,5 до 3,2 року.

Отже, механізм премії частково стабілізує фінансові результати проекту за несприятливої ринкової кон'юнктури. Водночас найбільший вплив на собівартість зберігає ціна природного газу, оскільки паливна складова становить близько 83% операційних витрат. Валютний ефект також є лише частковим: конкурсна ставка номінована в євро, однак ринкова ціна газу може змінюватися разом із валютним курсом.

Для оцінки потенційного тарифного навантаження результати моделювання одного проекту масштабовано на заявлений обсяг конкурсу — 1 505 МВт [17].

Орієнтовна річна потреба в коштах на підтримку всього обсягу конкурсу

Показник	Значення
Заявлений обсяг конкурсу	1505 МВт
Премія на 1 МВт (ставка 99%)	≈ 6,77 млн грн/рік
Сумарна потреба на 1505 МВт	≈ 10,19 млрд грн/рік (≈ 202 млн €)
Частка підтримки в тарифі на передачу	≈ 13,7% (≈ +102 грн/МВт·год)

Чутливість оцінки насамперед визначається конкурсною ставкою та рівнем ринкових цін. За базової ставки на рівні 99% граничної ціни орієнтовна річна потреба в коштах для підтримки 1 505 МВт становить 10,19 млрд грн. За ставки 100% потреба зростає приблизно до 10,49 млрд грн, тоді як за ставок 90% і 80% знижується відповідно до 7,65 млрд грн і 5,09 млрд грн.

За зниження цін РДН на 20% річна потреба в підтримці всього обсягу конкурсу зростає приблизно до 14,97 млрд грн, а за зниження на 30% — до 17,74 млрд грн. Отже, механізм підтримки може становити суттєву, але не домінуючу складову необхідного доходу НЕК «Укренерго». Водночас за несприятливої ринкової кон'юнктури навантаження на тариф помітно збільшується, тому наведені показники мають розглядатися як сценарні оцінки.

Повна річна потреба у фінансуванні виникне лише після введення в експлуатацію всього заявленого обсягу потужності, орієнтовно з 2028 року. До цього моменту виплати зростатимуть поступово відповідно до фактично введених потужностей.

3.8. Сценарій збільшення CAPEX та вартості газу на 20%

Зважаючи на економічну нестабільність та можливе подорожчання обладнання й робіт, оцінимо фінансові показники проекту за більш затратним сценарієм:

1. закладеному CAPEX на рівні 1200 €/кВт (з урахуванням вартості інженерного захисту та інших витрат, але все ще без вартості газового приєднання);
2. збільшення вартості газу на 20%, порівняно з базовим сценарієм.

Таблиця 16

Дохідність проекту 10 МВт при CAPEX до 1200 €/кВт та вартості газу на 20%

Показник	Значення (проект 10 МВт)
Пікових годин / робочих годин на рік	2127 / 2488 (+310 сусідніх)
Обсяг продажу електроенергії	≈ 24 880 МВт·год/рік
Дохід з ринку (продаж на РДН)	≈ 238,5 млн грн (77,9 % доходу)
Дохід від НЕК «Укренерго» (премія)	≈ 67,7 млн грн (22,1 % доходу)
Разом дохід	≈ 306,3 млн грн
Змінні витрати (паливо + O&M)	≈ 177,8 млн грн
Умовно-постійні витрати	≈ 12,6 млн грн
EBITDA	≈ 115,9 млн грн ≈ 2,29 млн €/рік
CAPEX (1200 €/кВт)	12 млн €
Проста окупність	≈ 5,23 року

Зростання витратної частини має суттєвий вплив на підсумковий фінансовий результат проекту: простий термін окупності зростає понад удвічі. Навіть за таких умов майже весь час окупності буде діяти підтримка. Це свідчить про високу стійкість проекту: навіть у разі реалізації консервативного сценарію інвестиції будуть повністю повернуті ще під час надання державної підтримки. Відповідно, після закінчення пільгового періоду об'єкт матиме достатній часовий ресурс у межах терміну експлуатації для генерації значного прибутку вже за стандартних ринкових умов.

3.9. Сценарій збільшення CAPEX та вартості газу на 50%

З огляду на ризики нестабільного постачання та транспортування газу в умовах складної макроекономічної ситуації доцільно оцінити стійкість проекту за стресовим сценарієм. У межах розрахунку закладено підвищення капітальних витрат (CAPEX) до 1200 €/кВт із одночасним підвищенням вартості газу на 50%, в порівнянні із базовим сценарієм.

Таблиця 17

Дохідність проекту 10 МВт при CAPEX до 1200 €/кВт та вартості газу на 50 %

Показник	Значення (проект 10 МВт)
Пікових годин / робочих годин на рік	2127 / 2381 (+254 сусідніх)
Обсяг продажу електроенергії	≈ 23 810 МВт·год/рік
Дохід з ринку (продаж на РДН)	≈ 223,9 млн грн (76,8 % доходу)
Дохід від НЕК «Укренерго» (премія)	≈ 67,7 млн грн (23,2 % доходу)
Разом дохід	≈ 291,7 млн грн
Змінні витрати (паливо + O&M)	≈ 208,6 млн грн
Умовно-постійні витрати	≈ 12,6 млн грн
EBITDA	≈ 70,4 млн грн ≈ 1,39 млн €/рік
CAPEX (1200 €/кВт)	12 млн €
Проста окупність	≈ 8,59 року

Згідно з результатами моделювання, комбінований вплив зростання CAPEX та 50-відсоткового подорожчання газу призводить до збільшення строку окупності більш ніж утричі, порівняно з базовим сценарієм. Таким чином наявні підвищені інвестиційні ризики: протягом 5-річного періоду гарантованої фінансової підтримки проект покриває лише близько 58% капітальних витрат, що робить його подальшу окупність чутливою до ринкової кон'юнктури.

Водночас, навіть за такого суттєвого подовження строку повернення капіталу, 20-річний термін експлуатації об'єкта залишає достатній часовий ресурс для генерації прибутку за умови сприятливої кон'юнктури на ринку.

3.10. Висновки

За результатами моделювання на історичних даних за квітень 2025— березень 2026 проект ГПУ потужністю 10 МВт є економічно привабливим за прийнятих вихідних умов. У базовому сценарії, за конкурсної ставки на рівні 99% граничної ціни та CAPEX 750 €/кВт, розрахункова EBITDA становить близько 2,97 млн євро на рік, а простий строк окупності — приблизно 2,5 року. Дохід ~ 79% з продажу на ринку, а 21% — за рахунок премії.

Механізм премії частково стабілізує фінансовий результат проекту у разі зниження ринкових цін. Водночас проект залишається прибутковим і без премії, але строк окупності стає 4,6 роки. Підвищення ціни газу на 20% знижує EBITDA, а окупність ~3,2 року. Збільшення CAPEX та вартості газу на 20-50% збільшує термін окупності до 5-8 років, але в таких обставинах все ще залишається достатнє вікно можливостей для повернення інвестицій та отримання прибутку.

Водночас, зі зниженням ринкових цін обсяг необхідної підтримки зростатиме, тому тарифне навантаження потребує окремої оцінки.

Наведені результати є сценарною оцінкою, а не повною інвестиційною моделлю. Розрахунок не враховує витрати на приєднання, інженерний захист, фінансування, оборотний капітал, податки та затримки реалізації. Отже, за прийнятих припущень проект має достатній економічний потенціал, однак остаточне інвестиційне рішення повинно ґрунтуватися на повній фінансовій моделі та додатковому аналізі ризиків.

РОЗДІЛ 4. РИЗИКИ ПРОЄКТУ ТА МОЖЛИВІСТЬ ЇХ ВИРІШЕННЯ

Даний розділ агрегує заперечення проти проєкту, зокрема ті, що ставлять під сумнів саму доцільність будівництва газової генерації у 2026 році.

4.1. Газове приєднання та паливна логістика

Суть ризику. Орієнтовний CAPEX «під ключ» не включає витрати на приєднання до газових мереж. Вартість газопроводу-відводу, газорозподільного пункту та резервування потужності ГРМ/ГТС залежить від відстані до мережі й доступної пропускної здатності. Близькість газопроводу не гарантує необхідного обсягу та тиску газу в години роботи станції.

Можливість вирішення. Обирати майданчик із письмово підтвердженими параметрами газопостачання, включно з резервом потужності, тиском, номінаціями, умовами обліку, строками та вартістю приєднання. Технічні умови доцільно отримувати до подання заявки, а витрати на приєднання — відображати окремим рядком фінансової моделі та узгоджувати з графіком EPC-контракту і постачання обладнання.

4.2. Паливний і ціновий ризик

Суть ризику. У першій половині 2026 року скорочення пропозиції LNG та зростання індексу TTF із приблизно 32 до понад 50 €/МВт-год посилили ризик подорожчання газу. Оскільки паливо формує близько 83% грошових операційних витрат, зміна його ціни істотно впливає на рентабельність проєкту [22].

Ризик частково компенсується тим, що дорожчий газ зазвичай підвищує ринкову ціну електроенергії. За стрес-сценарієм «газ +20%» операційна собівартість зростає приблизно на 2,5 євроцента/кВт-год, EBITDA зменшується до близько 2,36 млн €/рік, а строк окупності збільшується з 2,5 до 3,2 року, залишаючись у межах п'ятирічного періоду підтримки.

Можливість вирішення. Для регіонів із вищими витратами передбачати ставку ближче до граничного рівня, використовувати довгострокові газові контракти або інструменти цінового хеджування.

4.3. Джерело та достатність коштів для виплати премії

Суть ризику. Дефіцит коштів НЕК «Укренерго» для розрахунків із відновлюваною генерацією та підвищення тарифу на передачу створюють ризик затримки або скорочення виплат за новим механізмом підтримки.

Водночас премія не є частиною «зеленого» тарифу. Вона сплачується за послугу із забезпечення розвитку генеруючої потужності та включається окремою складовою до тарифу на передачу. Початок виплат заплановано з 2028 року, здійснення виплат передбачається протягом п'яти років для кожного об'єкта.

Можливість вирішення. Фінансову модель доцільно перевіряти за сценаріями затримки, скорочення або повної відсутності премії. За стрес-тестом п. 3.8 навіть без доплат проєкт зберігає позитивну EBITDA на рівні близько 1,63 млн €/рік і строк окупності приблизно 4,6 року. Отже, ризик виплат впливає переважно на дохідність, а не на базову життєздатність проєкту.

4.4. Доступ до фінансування

Суть ризику. Європейські фінансові інституції обмежують підтримку нових проєктів вичерпної генерації. Зокрема, Європейський інвестиційний банк із кінця 2021 року не фінансує нові газові енергетичні проєкти. Це знижує доступність пільгового та грантового капіталу [21].

Водночас зазначені обмеження не поширюються на комерційне фінансування та не впливають на механізм виплати премії. Фінансова модель вже передбачає ринкову вартість капіталу з WACC на рівні 12%.

Можливість вирішення. Орієнтуватися на власний капітал, комерційне кредитування, фінансування експортно-кредитних агентств і лізингові програми постачальників обладнання. Фінансова модель не повинна залежати від залучення пільгових європейських ресурсів.

4.5. Регуляторний ризик

Суть ризику. Механізм підтримки базується переважно на підзаконних актах, зокрема Порядку № 677, розпорядженні № 488-р і Типовому договорі, які можуть бути змінені. Реструктуризація «зеленого» тарифу у 2020 році підтверджує можливість перегляду раніше встановлених умов.

Ризик частково обмежується фіксацією ключових параметрів у п'ятирічному договорі з НЕК «Укренерго». Крім того, близько 79% доходів проекту формуються на ринку, тому зміна механізму підтримки не призводить до повної втрати виручки.

Можливість вирішення. Провести юридичний аудит договору, зокрема положень про зміну умов, відповідальність сторін і форс-мажор. Бізнес-кейс доцільно будувати на консервативному сценарії підтримки та регулярно оновлювати з урахуванням нормативних змін.

4.6. Правовий ризик і соціальний спротив

Суть ризику. Досвід окремих компаній демонструє, що перемога в конкурсі та наявність дозвільної документації не виключають судових спорів і спротиву громади. Так, до прикладу, будівництво ГПУ потужністю 34 МВт у Софіївській Борщагівці було заблоковане майже рік через судові провадження та протести місцевих мешканців, хоча законність проекту згодом підтвердили суди [20].

Для проекту з 20-місячним строком введення навіть кількомісячна зупинка може спричинити порушення графіка та ризик втрати забезпечення.

Можливість вирішення. Обирати майданчики на достатній відстані від житлової забудови, завчасно проходити містобудівні та екологічні процедури, а також проводити комунікацію з місцевою владою і громадою до початку будівництва. У графіку необхідно передбачати часовий резерв і професійний юридичний супровід можливих оскаржень.

4.7. Репутаційний аспект

Суть ризику. Підтримка газової генерації в умовах кліматичної політики ЄС може бути сприйнята як розширення використання викопного палива та створити репутаційні ризики для організації, що публікує відповідний документ.

В українських умовах маневрова газова генерація виконує насамперед функцію балансування та підвищення надійності енергосистеми. Розподілені потужності частково заміщують зруйновані великі енергоблоки та покривають піковий дефіцит, коли відновлювані джерела не забезпечують необхідної потужності.

Можливість вирішення. Позиціонувати документ як збалансований аналітичний матеріал, що чітко визначає функціональну роль газової генерації, її ризики та обмеження. Остаточне рішення щодо публічної позиції має ухвалюватися окремо в межах комунікаційної та політичної стратегії організації.

4.8. Зведена матриця ризиків

Таблиця 18

Ключові ризики проекту, їх вага та можливості вирішення

Ризик	Рівень	Ранній індикатор	Ключове зниження
Газове приєднання	Високий	Невизначена схема підключення або довгі мережеві роботи.	Попереднє опрацювання можливого ТУ, альтернативна точка/схема.
Електричне приєднання	Високий	Невизначена схема видачі або довгі мережеві роботи.	Попереднє опрацювання можливого ТУ, альтернативна точка/схема.
Не дотримання 20-місячного строку	Високий	Затримки на додаткові процедури (наприклад, погодження землі).	Зведений календарний план, щотижневий контроль, резерв часу та постачальників.
Здорожчання повного CAPEX	Високий	Захист або інші витрати відсутні у кошторисі.	Кошторис належного рівня деталізації, резерв і незалежна перевірка.
Паливо	Середньо-високий	Маржа залежить від одного сценарію газу.	Різні договори на закупівлю газу, різні режими роботи в залежності від співвідношення ціни газу до е/е
Платежі ОСП	Середньо-високий	Модель не має резерву ліквідності, достатньо висока залежність від премії, що виплачує ОСП.	Додаткова кредитна лінія на оборотний капітал, аналіз договору, моніторинг тарифу.
Фінансування	Високий	Немає попередніх умов фінансування або підтвердження власного капіталу.	Закриття фінансової структури до подання або перемоги.
Воєнне пошкодження	Високий	Немає захисної концепції та плану відновлення.	Другий рівень захисту, модульність, страхування, запасні частини.
Правовий/ суспільний	Середній	Суперечливий титул, скарги, дозвільні прогалини.	Правова перевірка, екологічні процедури, контроль шуму й викидів, комунікація.
Регуляторний	Середній	Невідстежені зміни документації/правил.	Контроль версій, юридичний висновок, договірне застереження щодо зміни законодавства.

4.9. Висновки

Жоден із розглянутих ризиків не знімає економічної доцільності участі, доведеної в Розділі 3. Водночас два з них — ризик газового приєднання та невизначеність щодо достатності джерела фінансування премії — мають високий рівень і потребують індивідуального опрацювання на етапі підготовки заявки. Решта ризиків — паливний, фінансовий, регуляторний, правовий, безпековий і репутаційний — реальні, але керовані стандартними засобами проєктного управління і не змінюють базового висновку аналітичної роботи.

ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК

Інформаційно-аналітична робота щодо конкурсу на будівництво нової генеруючої потужності дає цілісну відповідь на ключове питання інвестора: чи є участь у конкурсі юридично захищеною, економічно обґрунтованою та практично здійсненою.

Механізм конкурсу повністю сформований нормативно. Формула ринкової премії, вимоги до учасників, порядок виконання зобов'язань і санкції визначені Порядком № 677 у редакції постанови № 436-2026, Умовами № 488-р і Типовим договором. Істотних прогалин у правовому регулюванні не виявлено. Нарахування підтримки є прозорим і може бути перевірене за публічними ринковими даними.

Економіка проекту залишається привабливою в усьому обґрунтованому діапазоні конкурсних ставок. Навіть за консервативних припущень щодо капітальних витрат, вартості газу, ринкових цін і витрат на захист газопоршнева установка потужністю 10 МВт окуповується орієнтовно за 2,5–3,5 роки. Процедура конкурсу формалізована й може бути пройдена у межах тримісячного строку за умови належної підготовки документів.

Безпекові ризики є суттєвими, але керованими. Їх можна знизити завдяки вибору регіонального лота і майданчика, інженерному захисту та страхуванню. Окремого контролю потребують газове приєднання, достатність джерела фінансування премії, паливні, регуляторні та правові ризики.

Підхід до формування конкурсної ставки має відрізнитися залежно від лота. У лоті 2, який охоплює Сумську, Харківську та Полтавську області й передбачає 872 МВт, конкуренція за весь доступний обсяг, імовірно, буде нижчою, тоді як безпекові витрати — вищими. Тому тут обґрунтованою є ставка, наближена до граничного рівня 27,92 євроцента/кВт·год з ПДВ.

У лотах 1, 3 і 4 місткістю 100–283 МВт конкуренція між учасниками може бути щільнішою. Для них доцільно орієнтуватися на середину цінового коридору, але не опускати ставку нижче повної собівартості, оціненої приблизно у 23 євроценти/кВт·год з ПДВ. Перемога зі збитковою ставкою є гіршою за програш, оскільки зобов'язання щодо введення об'єкта протягом 20 місяців і надання забезпечення у розмірі 15 000 євро/МВт виникають незалежно від фактичної маржі.

Механізм підтримки є контрциклічним: що нижча ринкова ціна електроенергії, то вища премія. Це захищає дохід проекту від цінових коливань краще, ніж звичайна ринкова генерація. Навіть у стрес-сценарії повного припинення виплати премії проєкт залишається прибутковим зі строком окупності близько 4,6 року.

Отже, конкурс за постановою КМУ № 677 поєднує євро-номіновану підтримку на п'ять років, контрциклічний захист виручки, окупність у межах строку підтримки та зрозумілу процедуру участі. За належної підготовки заявки, обґрунтованого вибору лота й дисциплінованого формування ставки участь у конкурсі є економічно доцільною.

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ І ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Перелік скорочень

- CAPEX — капітальні витрати.
- CRF — коефіцієнт повернення капіталу (ануїтетний коефіцієнт).
- DSCR — коефіцієнт покриття боргових зобов'язань.
- EBITDA — прибуток до вирахування відсотків, податків, зносу та амортизації.
- EPC — проектування, закупівля та будівництво «під ключ».
- IRR — внутрішня норма дохідності.
- LHV — нижча теплота згоряння палива.
- O&M — експлуатація та технічне обслуговування.
- WACC — середньозважена вартість капіталу.
- БР — балансуючий ринок.
- ВДР — внутрішньодобовий ринок.
- ГПУ — газопоршнева установка.
- ГТС — газотранспортна система.
- ДД / РДД — двосторонні договори / ринок двосторонніх договорів.
- КБВ — кінцевий бенефіціарний власник.
- КСП — Кодекс системи передачі.
- Міненерго — Міністерство енергетики України.
- НБУ — Національний банк України.
- НКРЕКП — Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.
- ОЕС України — Об'єднана енергетична система України.
- ОСП — оператор системи передачі (НЕК «Укренерго»).
- РДН — ринок «на добу наперед».
- РДП — ринок допоміжних послуг.
- УЕБ — Українська енергетична біржа.

Список використаних джерел

1. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII (зі змінами). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 13.07.2026).
2. Про затвердження Порядку проведення конкурсу на будівництво генеруючої потужності та виконання заходів з управління попитом : постанова Кабінету Міністрів України від 10.07.2019 № 677 (зі змінами). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/677-2019-%D0%BF#Text> (дата звернення: 13.07.2026).
3. Про внесення змін до Порядку проведення конкурсу на будівництво генеруючої потужності та виконання заходів з управління попитом : постанова Кабінету Міністрів України від 01.04.2026 № 436. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/436-2026-%D0%BF#Text> (дата звернення: 15.07.2026).
4. Деякі питання проведення конкурсу на будівництво генеруючої потужності та виконання заходів з управління попитом : розпорядження Кабінету Міністрів України від 22.05.2026 № 488-р (зі змінами). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/488-2026-%D1%80#Text> (дата звернення: 13.07.2026).
5. Про внесення змін у додаток до розпорядження Кабінету Міністрів України від 22 травня 2026 р. № 488 : розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.06.2026 № 577-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/577-2026-%D1%80#Text> (дата звернення: 13.07.2026).
6. Інформація про проведення конкурсу та конкурсна документація, включно з Типовим договором про надання послуг із забезпечення розвитку генеруючої потужності / Міністерство енергетики України. URL: <https://www.mev.gov.ua/storinka/informatsiya-pro-provedennya-konkursu> (дата звернення: 15.07.2026).
7. Про затвердження Кодексу системи передачі : постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309 (зі змінами). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (дата звернення: 13.07.2026).
8. Погодинні ціни купівлі-продажу електричної енергії на РДН / АТ «Оператор ринку». URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/pricetr> (дата звернення: 13.07.2026).

9. Індеси РДН та середньозважені ціни / АТ «Оператор ринку». URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/indexes> (дата звернення: 13.07.2026).
 10. Середньозважені ціни за типами графіка постачання / ТОВ «Українська енергетична біржа». URL: <https://www.ueex.com.ua/exchange-quotations/electric-power/prices/> (дата звернення: 13.07.2026).
 11. Офіційний курс гривні щодо іноземних валют та статистика валютного ринку / Національний банк України. URL: <https://bank.gov.ua/ua/markets/exchangerate-chart> (дата звернення: 13.07.2026).
 12. Рішення Правління Національного банку України з монетарної політики: облікова ставка (архів). URL: <https://bank.gov.ua/ua/monetary/archive-rish> (дата звернення: 13.07.2026).
 13. Ціна газу / ТОВ «Газопостачальна компанія «Нафтогаз Трейдинг». URL: <https://naftogaztrading.com.ua/czina-gazu/> (дата звернення: 13.07.2026).
 14. Про встановлення тарифів для ТОВ «Оператор ГТС України» на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на регуляторний період 2025–2029 років : постанова НКРЕКП від 30.12.2024 № 2387 (зі змінами). URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-vstanovlennya-tarifiv-dlya-tov-operator-gts-ukrayini-na-poslugi-transportuvannya-prirodnogo-gazu-dlya-tochok-vhodu-i-tochok-vihodu-na-regulyatornij-period-2025-2029-rokiv> (дата звернення: 13.07.2026).
 15. J920 FleXtra gas engine — technical data / INNIO Jenbacher. URL: <https://www.jenbacher.com/en/gas-engines/type-9/j920-flextra> (дата звернення: 13.07.2026).
 16. Capital Cost and Performance Characteristics for Utility-Scale Electric Power Generating Technologies / U.S. Energy Information Administration ; Sargent & Lundy. Washington, 2024. URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/> (дата звернення: 13.07.2026).
 17. Про встановлення тарифу на послуги з передачі електричної енергії НЕК «Укренерго» на 2026 рік : постанова НКРЕКП від 05.12.2025 № 2009. URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-vstanovlennya-tarifu-na-poslugi-z-peredachi-elektrichnoyi-energiyi-nek-ukrenergo-na-2026-rik> (дата звернення: 13.07.2026).
 18. Деякі питання інженерного захисту критичної інфраструктури : постанова Кабінету Міністрів України від 26.04.2024 № 471. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/471-2024-%D0%BF#Text> (дата звернення: 15.07.2026). Використано в межах відсилання, наведеного в умовах конкурсу [4, п. 8].
 19. «Укренерго» публікує кошторисну вартість основних матеріалів захисних споруд, побудованих на високовольних підстанціях / НЕК «Укренерго». URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/ukrenergo-publikuye-koshtorysnu-vartist-osnovnyh-materialiv-zahysnyh-sporud-pobudovanyh-na-vysokovoltnyh-pidstantsiyah/> (дата звернення: 15.07.2026).
 20. Суд заблокував будівництво електростанції Inzhur Energy, в яке 2600 інвесторів вклали \$12 млн / Forbes Ukraine. 18.04.2025. URL: <https://forbes.ua/company/sud-zablokuvav-budivnitstvo-elektrostantsii-inzhur-energy-v-yake-2600-investoriv-vklali-12-mln-chi-zmozhut-voni-povernuti-koshti-18042025-29021> (дата звернення: 15.07.2026).
 21. EIB energy lending policy: Supporting the energy transformation / European Investment Bank. URL: <https://www.eib.org/en/publications/20230164-eib-energy-lending-policy> (дата звернення: 15.07.2026).
 22. Gas Market Report, Q2-2026 / International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q2-2026> (дата звернення: 15.07.2026).
 23. Захист енергетичних об'єктів: чи готові АЕС та ГЕС до російських атак? / Укрінформ. 04.10.2024. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-ato/3912603-zahist-energeticnih-obektiv-ci-gotovi-aes-ta-ges-do-rosijskih-atak.html> (дата звернення: 15.07.2026).
- Примітка. Електронні адреси та відповідність внутрішньотекстових посилань списку джерел повторно перевірено станом на 15 липня 2026 року. Для подання конкурсної пропозиції пріоритет має чинна конкурсна документація та остаточна редакція договору, оприлюднені Міненерго й НЕК «Укренерго».