

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВАДИМА ГЕТЬМАНА**

Інститут інформаційних технологій в економіці

Кафедра штучного інтелекту, моделювання та статистики

Освітньо-професійна програма «Економічна кібернетика»

**Галузь знань 05 «Соціальні та поведінкові науки»
Спеціальність 051 «Економіка»**

Форма здобуття освіти: очна (денна)

КВАЛІФІКАЦІЙНА БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

**на тему «Моделювання та аналіз кон'юнктури ринку електричної енергії
України в умовах воєнного стану»**

(назва теми)

здобувача Миргородської Іванни Віталіївни
(ПІБ)

(підпис)

Науковий керівник: кандидат економічних наук,
доцент кафедри Ярослава ІЩУК

(підпис)

**Робота допущена до захисту перед екзаменаційною комісією
з атестації здобувачів вищої освіти (ЕК)**

Завідувач кафедри: кандидат фізико-математичних наук,
професор Галина ВЕЛИКОІВАНЕНКО

(підпис)

Київ 2026

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВАДИМА ГЕТЬМАНА**

Інститут інформаційних технологій в економіці

Кафедра штучного інтелекту, моделювання та статистики

Освітньо-професійна програма «Економічна кібернетика»

Галузь знань 05 «Соціальні та поведінкові науки»

Спеціальність 051 «Економіка»

ПОГОДЖЕНО

Керівник проєктної групи (гарант)
освітньо-професійної програми

Ольга ПРИТОМАНОВА

(підпис)

2026 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри штучного
інтелекту, моделювання та
статистики

Галина ВЕЛИКОІВАНЕНКО

(підпис)

2026 р.

ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

здобувача вищої освіти

Миргородської Іванни Віталіївни

(прізвище, ім'я, по батькові)

очної (денної)

форми здобуття освіти

очної (денної), заочної, дистанційної

на підготовку кваліфікаційної бакалаврської роботи

на тему

**«Моделювання та аналіз кон'юнктури ринку електричної енергії України в
умовах воєнного стану»**

Тему затверджено наказом ректора Університету від «16» березня 2026 р. №417-ст

Кваліфікаційна бакалаврська робота виконується на матеріалах
сайтів АТ «Оператор ринку» (oree.com.ua), НЕК «Укренерго» (ua.energy); ENTSO-E
Transparency Platform

План кваліфікаційної бакалаврської роботи

Розділ 1	Теоретико-методологічні основи функціонування та моделювання ринку електроенергії
Розділ 2	Статистичний аналіз кон'юнктури ринку електроенергії України
Розділ 3	Розробка та реалізація економіко-математичної моделі ринку

Об'єкт дослідження:	є процеси функціонування та взаємодії учасників на ринку електричної енергії України в умовах екстремальних зовнішніх викликів та дефіциту потужності
Предмет дослідження:	є сукупність економіко-математичних методів, моделей та інструментів аналізу ринкової кон'юнктури, механізмів ціноутворення та факторів впливу на збалансованість ринку електроенергії в умовах військового часу
Мета виконання кваліфікаційної бакалаврської роботи:	є комплексний аналіз поточного стану та структурних трансформацій ринку електроенергії України в умовах військового стану, а також розробка економіко-математичних моделей для прогнозування ринкової кон'юнктури задля обґрунтування управлінських рішень щодо стабілізації енергосистеми

Конкретні завдання, які здобувач повинен виконати для досягнення поставленої мети:

У розділі 1: 1) розкрити економічну сутність моделі ринку електроенергії та її роль у забезпеченні енергетичної безпеки держави; 2) дослідити специфіку ціноутворення, в умовах нестабільної пропозиції; 3) здійснити критичний огляд існуючих математичних методів аналізу та прогнозування енергетичних ринків, виявивши їх переваги та недоліки.

У розділі 2: 1) проаналізувати динаміку та структуру генерації; 2) оцінити трансформацію попиту, проаналізувавши зміну добових графіків споживання промисловості та населення в умовах дефіциту та застосування графіків обмежень; 3) виконати статистичне дослідження цінкових індикаторів на сегменті РДН, розрахувати показники волатильності та кореляції між цінами, обсягами імпорту та рівнем навантаження системи; 4) визначити ключові детермінанти, що впливають на стан ринку в умовах військового часу.

У розділі 3: 1) формалізувати та побудувати модель прогнозування короткострокових цін на ринку «на добу наперед» (наприклад, з використанням регресійного аналізу або моделей часових рядів), включивши в модель фактори дефіциту та погодних умов; 2) сформулювати практичні рекомендації для суб'єктів ринку щодо мінімізації цінкових ризиків та оптимізації стратегій закупівлі енергії в умовах високої невизначеності.

Завдання підготував
науковий керівник

(підпис)

Ярослава ІЩУК
(ім'я, прізвище)

«__» _____ 2026 р.

Завдання одержав
здобувач

(підпис)

Іванна МИРГОРОДСЬКА
(ім'я, прізвище)

«__» _____ 2026 р.

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна бакалаврська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків, переліку використаних джерел, що містить 32 найменувань на 4 сторінках. Загальний обсяг роботи складає 58 сторінки друкованого тексту, з яких 52 сторінка основної частини. Робота містить 14 таблиць та 8 рисунків.

«Моделювання та аналіз кон'юнктури ринку електричної енергії України в умовах воєнного стану»

Об'єктом дослідження є процеси функціонування та ціноутворення на Ринку на добу наперед і Внутрішньодобовому ринку електричної енергії України в умовах екстремальних зовнішніх викликів та структурного дефіциту потужності.

Предметом дослідження є сукупність економіко-математичних методів, моделей та інструментів аналізу ринкової кон'юнктури, механізмів ціноутворення та факторів впливу на збалансованість ринку електроенергії в умовах військового часу.

Мета та завдання виконання дослідження. Метою є комплексний аналіз поточного стану та структурних трансформацій ринку електроенергії України в умовах військового стану, а також розробка та верифікація економіко-математичних моделей для опису ринкової кон'юнктури задля обґрунтування управлінських рішень щодо стабілізації енергосистеми.

Відповідно до поставленої мети визначені такі *завдання*:

1) дослідити теоретико-методологічні засади функціонування та моделювання ринку електроенергії України в умовах воєнного часу; 2) проаналізувати структуру генерації та трансформацію попиту в ОЕС України й оцінити масштаб структурного дефіциту потужності; 3) виконати статистичний аналіз цінних індикаторів РДН і ВДР; 4) провести кореляційний аналіз і встановити ієрархію детермінант ціноутворення на РДН; 5) специфікувати та оцінити базову регресійну модель ціноутворення на РДН; 6) ідентифікувати та кількісно оцінити ефект регуляторного структурного зламу через розширену модель; 7) продіагностувати якість моделей і здійснити позавибірково валідацію; 8) розробити практичні рекомендації для учасників ринку.

Теоретична, методична та практична значущість отриманих результатів. Теоретична значущість дослідження полягає в адаптації та обґрунтуванні сучасного економетричного інструментарію для моделювання специфічних процесів на ринках електроенергії в умовах нестабільності та дефіциту генерації. Методична значущість полягає у розробці регресійної моделі ціноутворення на РДН з урахуванням авторегресійного компонента, часових дамі-змінних та дамі-змінної регуляторного зламу, верифікованої позавибірковою валідацією. Практична значущість результатів полягає у кількісній оцінці ефекту зміни режиму граничних цін та формулювання рекомендацій для НКРЕКП, НЕК «Укренерго» та Міністерства енергетики України.

Рік виконання кваліфікаційної бакалаврської роботи – 2026.

Рік захисту роботи – 2026.

Ключові слова: ринок електроенергії, ціноутворення на РДН, граничні ціни (прайс-кеп), транскордонний імпорт, кон'юнктура ринку, воєнний час.

В і д г у к
про кваліфікаційну бакалаврську роботу
здобувача освітньо-професійної програми «Економічна кібернетика» навчально-наукового
інституту «Інститут інформаційних технологій в економіці»
Миргородської Івонни Віталіївни
на тему «**Моделювання та аналіз кон'юнктури ринку електричної енергії України в умовах**
воєнного стану»

Актуальність теми. Ринок електричної енергії є критично важливою складовою національної економіки, а умови повномасштабного вторгнення, що спричинили дефіцит потужності та руйнування інфраструктури, формують унікальне середовище для дослідження. Розробка економіко-математичних моделей для аналізу ринкової кон'юнктури та прогнозування цін є вкрай актуальною для обґрунтування управлінських рішень щодо стабілізації енергосистеми та мінімізації ризиків учасників ринку.

Позитивні риси кваліфікаційної бакалаврської роботи. Робота є ґрунтовним дослідженням, яке поєднує глибокий статистичний аналіз із сучасним економетричним інструментарієм. Автор успішно адаптувала методи моделювання (зокрема використання НАС-стандартних похибок та тестів Бройша–Годфрі) до специфічних умов ринку електроенергії в умовах дефіциту та активного регуляторного втручання. Дослідження демонструє високий рівень інтеграції знань з економічної кібернетики, статистики та економетрики.

Наявність самостійних розробок автора. Робота відзначається високим ступенем самостійності. Автором було сформовано власну погодинну базу даних обсягом 2160 спостережень на основі трьох офіційних джерел. Особливу наукову новизну становить ідентифікація та кількісна оцінка регуляторного структурного зламу від 17 січня 2026 року за допомогою моделі з дамі-змінними. Також самостійно проведено позавибіркову валідацію побудованих моделей на даних лютого 2026 року, що підтвердило їхню прогнозну придатність.

Цінність теоретичних висновків та практичних рекомендацій. Результати дослідження мають безпосереднє практичне значення. Автор сформулювала сім конкретних рекомендацій для НКРЕКП, НЕК «Укренерго», Міністерства енергетики та промислових споживачів.

Робота Миргородської І.В. пройшла апробацію на IV Міжнародній науково-практичній конференції «Цифрова економіка» (11–12 червня 2026 року, Київ).

Наявність недоліків. До недоліків роботи можна віднести те, що побудовані моделі систематично занижують ціни у вечірні пікові години лютого 2026 року, що пов'язано з неврахуванням цензуруючого ефекту прайс-кепів у специфікації. Крім того, включення погодних чинників (температури) та даних щодо графіків відключень могло б ще більше підвищити точність відокремлення регуляторного ефекту від фізичних змін системи.

Загальна оцінка кваліфікаційної бакалаврської роботи та її допущення до захисту перед ЕК. Кваліфікаційна бакалаврська робота виконана на високому науковому рівні та свідчить про повну сформованість компетентностей автора, передбачених програмою «Економічна кібернетика», а її автор Миргородська І.В., за умови успішного захисту, заслуговує на присвоєння освітньої кваліфікації «Бакалавр з економіки». Вважаю, що робота заслуговує на позитивну оцінку і може бути допущена до захисту перед ЕК.

Науковий керівник

доцент кафедри штучного інтелекту,
моделювання та статистики

к.е.н. **Ярослава ІЩУК**

ЗМІСТ

ВСТУП	3
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСНОВИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ТА МОДЕЛЮВАННЯ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ... 7	
1.1 Ринок електричної енергії як об'єкт економічного дослідження: структура, учасники та роль у забезпеченні енергетичної безпеки	7
1.2 Специфіка ціноутворення на ринку електроенергії в умовах регуляторного обмеження та дефіциту генерації.....	10
1.3 Економіко-математичні методи аналізу та прогнозування кон'юнктури енергетичних ринків.....	13
РОЗДІЛ 2. СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ КОН'ЮНКТУРИ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ.....	16
2.1 Аналіз динаміки генерації та структури пропозиції в умовах воєнного часу	16
2.2 Трансформація попиту та добові графіки споживання в умовах дефіциту ...	18
2.3 Статистичний аналіз цінових індикаторів на сегменті РДН та ВДР	19
2.4 Кореляційний аналіз факторів ціноутворення та визначення ключових детермінант ринку	25
РОЗДІЛ 3. МОДЕЛЮВАННЯ ЦІН НА РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ ДЛЯ УЧАСНИКІВ РИНКУ	30
3.1 Специфікація та оцінювання регресійної моделі ціноутворення на РДН	30
3.2 Розширена модель з урахуванням регуляторного структурного зламу	36
3.3 Діагностика якості моделей та позавибіркова валідація	42
3.4 Практичні рекомендації для учасників ринку та регулятора.....	48
ВИСНОВКИ.....	50
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	55

ВСТУП

Ринок електричної енергії є критично важливою складовою національної економіки та забезпечення обороноздатності держави. Повномасштабне вторгнення спричинило систематичне цілеспрямоване знищення об'єктів генерації та мережевої інфраструктури, що призвело до структурного дефіциту потужності і кардинально змінило умови функціонування ринку. За цих обставин транскордонний імпорт з країн Євросоюзу та Молдови, запроваджений після синхронізації з ENTSO-E у березні 2022 року, перетворився на системний інструмент часткового покриття дефіциту генерації, а регулятор НКРЕКП змушений здійснювати активне оперативне втручання в механізм ціноутворення через зміну режимів граничних цін. Зазначені умови формують унікальне для сучасної економічної науки середовище — ринок, де одночасно діють ринкові стимули, жорстке регуляторне обмеження та постійний зовнішній шок з боку попиту і пропозиції. Це обумовлює нагальну потребу у комплексному економіко-математичному дослідженні кон'юнктури такого ринку з метою обґрунтування управлінських рішень учасниками ринку та регулятором.

Проблематику ціноутворення та моделювання ринків електроенергії досліджували провідні вітчизняні та зарубіжні вчені. Зокрема, теоретико-методологічні засади функціонування лібералізованих енергетичних ринків та методи короткострокового прогнозування цін закладено у працях Weron R. [1], який систематизував статистичні підходи до моделювання цінових рядів на ринках електроенергії. Питання енергетичної безпеки України та управління ризиками в умовах збройного конфлікту досліджено у монографії Суходолі О. М., Харазішвілі Ю. М. та Рябцева Г. Л. [2]. Проблеми транскордонної торгівлі електроенергією та інтеграції ринку України до єдиного енергетичного простору ЄС висвітлено у аналітичному звіті Green Deal Ukraine [3]. Теоретичні аспекти застосування регресійного аналізу та робастного оцінювання в умовах гетероскедастичності й автокореляції розкрито у роботах Newey W. K. та West K. D. [4], а також у

підручнику з кількісних методів в економіці за редакцією колективу кафедри КНЕУ [5]. Водночас практично відсутніми залишаються дослідження, що комплексно поєднують кількісний аналіз ринкової кон'юнктури в реальному часі із врахуванням ефекту регуляторних структурних зламів в умовах активного воєнного конфлікту, що й визначає невирішену частину проблеми.

Метою кваліфікаційної бакалаврської роботи є комплексний аналіз поточного стану та структурних трансформацій ринку електроенергії України в умовах військового стану.

Для досягнення поставленої мети визначено такі завдання: дослідити теоретико-методологічні засади функціонування та моделювання ринку електроенергії України в умовах воєнного часу й охарактеризувати методи кількісного аналізу його кон'юнктури; проаналізувати структуру генерації та трансформацію попиту в ОЕС України й оцінити масштаб структурного дефіциту потужності; виконати статистичний аналіз цінових індикаторів РДН і ВДР та виявити структурні трансформації цінового розподілу впродовж зимового сезону 2025/2026; провести кореляційний аналіз і за допомогою функції автокореляції встановити ієрархію детермінант ціноутворення на РДН; специфікувати та оцінити базову регресійну модель ціноутворення на РДН (Модель 1) з робастними НАС-стандартними похибками; ідентифікувати та кількісно оцінити ефект регуляторного структурного зламу через розширену модель (Модель 1b); продіагностувати якість моделей за тестами автокореляції й нормальності залишків і здійснити позавибіркову валідацію; сформулювати практичні рекомендації для учасників ринку та регулятора.

Об'єктом дослідження є процеси функціонування та взаємодії учасників на ринку електричної енергії України, зокрема механізми ціноутворення на Ринку на добу наперед і Внутрішньодобовому ринку в умовах екстремальних зовнішніх викликів та структурного дефіциту потужності.

Предметом дослідження є сукупність економіко-математичних методів, моделей та інструментів аналізу ринкової кон'юнктури, механізмів ціноутворення

та факторів впливу на збалансованість ринку електроенергії в умовах військового часу.

Для досягнення поставленої мети використано наступні методи. Методи описової статистики які використані для характеристики розподілу, центральної тенденції та мінливості цін і обсягів імпорту. Кореляційний аналіз за коефіцієнтом Пірсона для виявлення лінійних зв'язків між змінними та попередньої відбраковки предикторів з проблемою мультиколінеарності. Метод найменших квадратів (МНК) з робастними стандартними похибками Newey–West (НАС) [4] для оцінювання регресійних моделей ціноутворення в умовах гетероскедастичності та автокореляції залишків. Тест Бройша–Годфрі [6] використовується для діагностики автокореляції залишків вищого порядку. Тест Жарка–Бера [7] застосовується для перевірки нормальності розподілу залишків. Метод дам-і-змінних для специфікації часових ефектів (доба, тиждень, місяць) та регуляторного структурного зламу. Позавибіркова валідація за схемою фіксованого розрізу застосовується для оцінки прогнозних властивостей побудованих моделей. Розрахунки виконано в середовищі Python 3.12 з використанням бібліотек statsmodels, pandas та matplotlib.

Теоретична та методична значущість отриманих результатів полягає в поглибленні розуміння механізмів ціноутворення на ринку електроенергії в умовах структурного дефіциту та активного регуляторного втручання. На основі реальних погодинних даних обґрунтовано методичний підхід до ідентифікації регуляторних структурних зламів у часових рядах цін, що може бути застосований до аналізу аналогічних ринків в умовах воєнного конфлікту. Встановлено, що ігнорування регуляторних зламів при специфікації моделей призводить до некоректного приписування цінових ефектів сезонним факторам.

Практична значущість результатів полягає у кількісній оцінці ефекту зміни режиму граничних цін 17 січня 2026 р. (+510 грн/МВт·год, $p = 0,003$) та у формулюванні рекомендацій для НКРЕКП, НЕК «Укренерго» і Міністерства енергетики України. Побудовані економетричні моделі та виявлені закономірності цінової динаміки можуть бути безпосередньо використані промисловими споживачами та електроенергетичними трейдерами для оптимізації стратегій

закупівлі електроенергії з урахуванням внутрішньодобових і внутрішньотижневих профілів цін, а також регулятором – для оцінки ринкових наслідків зміни режимів граничних цін до їх запровадження.

Інформаційну базу дослідження складають погодинні дані АТ «Оператор ринку» [8], ENTSO-E Transparency Platform [9] та постанови НКРЕКП [10, 11] за зимовий сезон 2025/2026 (2160 спостережень, період 01.12.2025–28.02.2026).

РОЗДІЛ 1

ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСНОВИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ТА МОДЕЛЮВАННЯ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.1 Ринок електричної енергії як об'єкт економічного дослідження: структура, учасники та роль у забезпеченні енергетичної безпеки

Електроенергія є специфічним економічним товаром, принципово відмінним від більшості продуктів промисловості [12]. Її унікальність обумовлена неможливістю зберігання у промислових масштабах за прийнятної вартості, миттєвим характером постачання та абсолютною необхідністю миттєвої фізичної збалансованості між виробництвом і споживанням у кожний момент часу. Ці властивості обумовлюють особливий характер ціноутворення. Ціна на електроенергію може за лічені хвилини змінюватися на порядки від від'ємних значень при надлишку відновлюваної генерації до сотень євро за МВт·год при дефіциті потужності [1, 13].

Правову основу функціонування ринку електроенергії України становить Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13 квітня 2017 року № 2019-VIII [14], який набрав чинності у повному обсязі 1 липня 2019 року. До його прийняття в Україні діяла модель єдиного покупця. Це такий ринок, де вся електроенергія централізовано закуповувалась та перепродавалась через ДП «Енергоринок» за регульованими тарифами. Перехід до конкурентної моделі відповідно до вимог Третього енергетичного пакету ЄС (Директива 2009/72/ЄС) та зобов'язань Договору про Енергетичне Співтовариство став необхідною умовою для подальшої інтеграції України до єдиного енергетичного ринку ЄС [15, 16]. Законом визначено сегменти ринку, права та обов'язки учасників, повноваження регулятора та оператора системи [14].

Структурно ринок електроенергії України складається з чотирьох взаємопов'язаних сегментів, що розрізняються за горизонтом планування, ступенем обов'язковості виконання угод та механізмом визначення ціни, наведено у табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Сегменти ринку електричної енергії України

Сегмент	Горизонт	Механізм ціни	Функція
Ринок двосторонніх договорів (РДД)	Місяці–роки	Вільно погоджена	Хеджування ризиків
Ринок на добу наперед (РДН)	Наступна доба	Маргінальна ціна аукціону	Основний спотовий сегмент
Внутрішньодобовий ринок (ВДР)	Поточна доба	Безперервні торги	Коригування позицій після РДН
Балансуючий ринок (БР)	Реальний час	Регульована маргінальна ціна	Фізичне балансування ОЕС

Джерело: розроблено автором на основі [14]

Ринок на добу наперед (РДН) є центральним торговим майданчиком, де щоденно за аукціоном визначається єдина маргінальна ціна розчищення для кожної години наступної доби. Результати публікує АТ «Оператор ринку» на своєму офіційному сайті, що є основним джерелом даних цього дослідження [8]. Внутрішньодобовий ринок (ВДР) функціонує паралельно з РДН і надає учасникам можливість коригувати свої торгові позиції протягом доби. На ВДР торги ведуться у режимі безперервних двосторонніх заявок, а не за принципом єдиної ціни. Різниця між цінами РДН та ВДР відображає точність добового прогнозу і є індикатором непередбачуваності балансу між попитом та пропозицією [8]. Балансуючий ринок (БР) є ринком реального часу, на якому НЕК «Укренерго» усуває залишкові дисбаланси між виробництвом та споживанням за допомогою активації резервної потужності [14]. Ринок двосторонніх договорів (РДД) є позабіржовим сегментом, де генеруючі компанії та постачальники укладають довгострокові угоди на поставку електроенергії за наперед узгодженою ціною.

Ключовими учасниками ринку є: виробники електроенергії (ТЕС, АЕС, ГЕС, ВЕС, СЕС), постачальники, НЕК «Укренерго» як оператор системи передачі,

АТ «Оператор ринку» як організатор торгів та НКРЕКП як незалежний регулятор, що встановлює правила ринку і граничні ціни [10, 11, 14].

Синхронізація Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України з континентальноєвропейською мережею ENTSO-E 16 березня 2022 року стало визначальною подією для структури ринку [17]. До 24 лютого 2022 року енергосистема України функціонувала синхронно з Росією та Білоруссю в рамках енергокільця БРЕЛЛ, що виключало технічну можливість паралельної роботи з ENTSO-E. Після від'єднання та успішної синхронізації, відкрилась можливість організованого транскордонного перетоку електроенергії між Україною та суміжними ринками ЄС [17].

Систематичні удари по генеруючих об'єктах спричинили перехід від ринку з надлишком пропозиції до ринку зі структурним хронічним дефіцитом [18]. За оцінками Міжнародного енергетичного агентства, Україна втратила близько половини встановленої потужності теплової генерації [19]. В умовах, коли навіть при залученні максимального імпорту ОЕС не може повністю задовольнити попит у пікові години, ринок функціонує в режимі цінового обмеження. Середній погодинний обсяг імпорту зріс з 1247 МВт у грудні 2025 р. до 1801 МВт у лютому 2026 р. [8, 9].

Фізичні перетокі між Україною та суміжними документуються у наборі даних «Cross-border physical flows [12.1.G]» [9]. Дані ENTSO-E публікуються за центральноєвропейським часом, тоді як ціни АТ «Оператор ринку» за київським часом, що вимагає зсуву часового ряду ENTSO-E на одну годину при об'єднанні джерел.

Роль ринку електроенергії у забезпеченні енергетичної безпеки є ключовою в контексті воєнного стану. Дослідники Суходоля О. М., Харазішвілі Ю. М. та Рябцев Г. Л. [2] визначають енергетичну безпеку України як інтегральну характеристику здатності держави забезпечувати безперебійне функціонування енергетичного сектору в умовах несприятливих зовнішніх і внутрішніх чинників, включаючи збройну агресію.

Генеруюча структура ОЕС України до вторгнення характеризувалась значною диверсифікацією: близько 55% потужності становили теплові електростанції (ТЕС), близько 25% — атомні електростанції (Запорізька, Рівненська, Хмельницька, Південноукраїнська), близько 8% — гідроелектростанції та гідроакумуючі електростанції (Дніпровський каскад), решту становить відновлювана енергетика [20]. Після систематичних ударів по тепловим потужностям, захоплення Запорізької АЕС та підлив Каховської ГЕС у червні 2023 року баланс генерації суттєво змінився. Основою власного виробництва стали атомні блоки (Рівненська, Хмельницька, Південноукраїнська АЕС), що характеризуються низькою регуляційною гнучкістю, та залишкова тепла потужність [2, 19].

Низька гнучкість ядерної генерації у поєднанні з дефіцитом маневреної теплової та гідропотужності є одним із структурних чинників, що обумовлюють екстремальну цінову динаміку у вечірні пікові години.

1.2 Специфіка ціноутворення на ринку електроенергії в умовах регуляторного обмеження та дефіциту генерації

Ціноутворення на організованих ринках електроенергії базується на принципі черговості за витратами [12, 21]. Всі генеруючі потужності ринку впорядковуються за зростанням їх граничних змінних витрат виробництва. Ціна аукціону на РДН для кожної години визначається граничним виробником, потужність якого ледь вистачає для задоволення попиту. Саме ця гранична ціна є маргінальною ціною розчищення і виплачується всім виробникам незалежно від рівня їх індивідуальних витрат, а також є ціною для покупців [1].

Для кривої черговості за витратами є характерна властивість нелінійної реакції ціни: у правій частині кривої незначне збільшення попиту або вибуття потужності викликає стрімке зростання ціни.

В умовах структурного дефіциту в Україні, механізм формування ціни зазнав принципових змін. При систематичній нестачі пропозиції точка рівноваги кривої черговості за витратами виходить за межу реального пропонування. Навіть задіявши всю доступну генерацію і максимальний імпорт, ринок не може задовольнити попит за природною ринковою ціною. При таких умовах регулятор НКРЕКП обмежує ціну максимально допустимим рівнем прайс-кепом, що і є регуляторним замінником VoLL [10, 11, 14]. Система граничних цін є поширеним інструментом регулювання на ринках електроенергії в умовах надзвичайного стану або недостатньої конкуренції.

У досліджуваному зимовому сезоні 2025/2026 діяли два послідовних режими прайс-кепів, наведено у табл. 1.2. Перший режим, запроваджений постановою НКРЕКП від 25 липня 2025 року [10], передбачав диференційовані максимуми залежно від часу доби. Для нічних годин 5600 грн/МВт·год, для денних 6900 грн/МВт·год та для вечірніх пікових годин 15000 грн/МВт·год. Другий режим, запроваджений постановою від 16 січня 2026 року і чинний з 17 січня 2026 року [11], встановив єдину граничну ціну 15000 грн/МВт·год для всіх 24 годин доби. Логіка переходу полягає у зменшенні складності регулювання та наданні більшої цінової свободи у позапікові години, що теоретично має стимулювати більш рівномірний попит.

Таблиця 1.2 – Порівняльна характеристика режимів граничних цін на РДН України у зимовий сезон 2025–2026 рр.

Параметр	Режим до 16.01.2026 (пост. 25.07.2025)	Режим з 17.01.2026 (пост. 16.01.2026)
Нічна зона (23:00–07:00)	5 600 грн/МВт·год	15 000 грн/МВт·год
Денна зона (07:00–17:00, 21:00–23:00)	6 900 грн/МВт·год	15 000 грн/МВт·год
Пікова зона (17:00–21:00)	15 000 грн/МВт·год	15 000 грн/МВт·год
Cap-hit rate	5,0 %	15,4 %
Характер обмеження	Диференційований	Єдиний

Джерело: розроблено автором на основі [8, 10, 11]

Зміна режиму з 17 січня 2026 року мала двоїстий ефект. З одного боку, вона усунула подвійне обмеження денних та нічних годин, дозволивши ціні відображати реальний баланс у ці зони. З іншого боку, зростання cap-hit rate з 5,0% до 15,4% лише частково пов'язано з реальним погіршення балансу генерації. Значна частина цього приросту є регуляторним артефактом, тобто годинами, де ціна могла б бути вищою за 5600 або 6900 грн/МВт·год, але нижчою за 15000 грн/МВт·год. Таким чином, регресійна модель з дам-змінною `Post_Jan17` оцінює середній ефект зміни режиму як +510 грн/МВт·год, $p = 0,003$, що є ключовим кількісним результатом [8, 11].

Внутрішньодобова структура цін на ринках електроенергії описується концепцією добового профілю. Для ринків у зимовий сезон характерна двопікова структура. Ранковий пік попиту, приблизно з 8:00 по 11:00 годину, та вечірній пік з 18:00 по 22:00 годину, розділені денною сідловиною та глибоким нічним мінімумом. В Україні у зимовий сезон 2025/2026 різниця між середньою ціною вечірніх пікових годин та нічним мінімумом становила понад 7000 грн/МВт·год і була стійкою протягом усіх трьох досліджуваних місяців. У регресійній моделі коефіцієнт при змінній `Evening_Peak` становить 2039 грн/МВт·год, тобто за однакових інших умов вечірня пікова година в середньому на 2039 грн/МВт·год дорожча за базові денні години. `Morning_Peak` коштує на 857 грн/МВт·год дорожче денних годин, а нічна зона на 614 грн/МВт·год дешевше [8].

Транскордонний імпорт відіграє в умовах дефіциту особливу роль у формуванні ціни. Теоретично, за умов достатньої пропускної спроможності міжсистемних ліній та відсутності перевантажень, ціни на двох суміжних ринках мали б вирівнюватися через ринковий механізм неявного аукціону. На практиці обсяги транскордонних перетоків обмежені фізичними пропускними спроможностями (NTC), що визначаються операторами систем спільно. В умовах, коли Україна закуповує максимально доступний імпорт, ціна РДН залишається значно вищою за ціни ринків-донорів. Це відображає залишковий дефіцит після врахування імпорту. Ця злита реакція ціни та обсягу імпорту на загальний чинник

дефіциту є основою позитивної кореляції між цими змінними, з коефіцієнтом $r = 0,476$ [8, 9].

1.3 Економіко-математичні методи аналізу та прогнозування кон'юнктури енергетичних ринків

Кількісний аналіз кон'юнктури енергетичних ринків охоплює широкий спектр методологічних підходів. Вони варіюються від класичних статистичних методів до складних алгоритмів машинного навчання. Систематизований огляд виконав Weron R. [1]. Сучасніший огляд алгоритмів подано у Lago et al. [22] та Keles et al. [23]. Автор класифікує їх за такими основними класами: методи часових рядів (ARIMA, GARCH), регресійні моделі з факторними змінними, моделі фундаментальної рівноваги та методи машинного навчання [24, 25]. У цьому дослідженні застосовується параметричний регресійний підхід, що забезпечує оптимальний баланс між точністю та аналітичною прозорістю результатів.

Описова статистика є першим кроком аналізу будь-якого набору даних [5]. Для погодинних часових рядів цін на електроенергію, ключовими характеристиками є центральна тенденція, показники дисперсії та форма розподілу. Для ринків із ціновим обмеженням особливою характеристикою є *sar-hit rate*. Це частка годин із граничною ціною, що є прямим вимірником дефіцитності ринку у кількісних термінах. Медіана, на відміну від середнього, не залежить від екстремальних спостережень і є кращим представником типової ціни для асиметричних розподілів [5].

Регресійний аналіз за методом найменших квадратів (МНК) є основним методом кількісної оцінки факторів ціноутворення. За виконання умов теореми Гаусса–Маркова МНК-оцінки є найкращими лінійними незміщеними оцінками. Для погодинних рядів цін на електроенергію основними порушеннями є гетероскедастичність та автокореляція. При порушенні цих умов МНК-оцінки

коефіцієнтів залишаються незміщеними та узгодженими, але стандартні похибки стають неправильними [4, 26].

Стандартним рішенням для одночасної гетероскедастичності та автокореляції є НАС-коваріаційні матриці. Метод Ньюї–Веста [4] будує коваріаційну матрицю як зважену суму коваріацій залишків різних лагів із параметром ширини вікна M . Для погодинних даних стандартним є НАС(24) з урахуванням автокореляції до 24-ї години включно. Метод Ньюї–Веста не вимагає специфікації конкретного виду ARMA-процесу для помилок, що є його практичною перевагою [4].

Тест Бройша–Годфрі [6] перевіряє нульову гіпотезу H_0 про відсутність автокореляції залишків до порядку p . Тест будується на допоміжній регресії: залишки e_t регресуються на регресори основної моделі та лагові значення залишків $e_{t-1}, \dots, e_{t-p}$. LM-статистика тесту $LM = n \cdot R^2$ допоміжної регресії при H_0 асимптотично має розподіл хі-квадрат $\chi^2(p)$. У роботі отримано $LM_{24} = 560,94$ ($p < 0,0001$), що підтверджує значущу залишкову добову автокореляцію.

Тест Жарка–Бера [7] перевіряє гіпотезу про нормальний розподіл вибірки або залишків регресії на основі відхилень вибірових коефіцієнтів асиметрії (S) та ексцесу (K) від теоретичних нормальних значень 0 та 3 відповідно. Тестова статистика $JB = (n/6) \cdot [S^2 + (K-3)^2/4]$ при нульовій гіпотезі асимптотично розподілена як $\chi^2(2)$. Значення $JB = 2\,476,47$ та $p < 0,0001$ свідчить про категоричне відхилення нормальності залишків моделі. Цей результат є типовим для ринків електроенергії: важкі хвости розподілу, які обумовлені ціновими стрибками, та асиметрія, яка спричинена цензуруванням верхнього хвоста прайс-кепом. Проте при великому обсязі вибірки центральна гранична теорема частково пом'якшує наслідки ненормальності для оцінок коефіцієнтів, роблячи їх приблизно нормально розподіленими [5, 7].

Специфікація дамів-змінних дозволяє включити якісні характеристики та дискретні стани до регресійної моделі. Дамів-змінна приймає значення 1, якщо спостереження належить до певної категорії, та 0 у протилежному випадку [5, 27]. При включенні групи k взаємовиключних категорій, до моделі включають $k-1$

дамі-змінних для уникнення пастки мультиколінеарності. Одна категорія обирається як базова, і коефіцієнти при дамі змінних вимірюють відхилення від базової категорії. В цій специфікації базовою для часу доби є день, який є з 12:00 по 17:00 годину, а для місяця це грудень 2025 року. Коефіцієнт при дамі змінній структурного зламу `Post_Jan17` інтерпретується як середній зсув рівня цін після 17 січня 2026 року за незмінних інших факторів.

Авторегресійні моделі (AR-моделі) є окремим класом методів аналізу часових рядів [25, 28]. Модель $AR(p)$ специфікує поточне значення ряду як лінійну функцію p попередніх значень і випадкового збурення. Зокрема, AR описує просту інерцію першого порядку: $y_t = \phi_1 \cdot y_{t-1} + \varepsilon_t$. Для ринків електроенергії добова сезонність мотивує включення лагу 24 години: $y_t = \phi_1 \cdot y_{t-1} + \phi_{24} \cdot y_{t-24} + \varepsilon_t$. В цій моделі лаг 1 включений безпосередньо як регресор з коефіцієнтом 0,699, тоді як лаг 24 не включений безпосередньо. Його ефект частково відображається через дамі змінні часу доби. Лагова кореляція на рівні лагу 1 становить $r = 0,851$, а на лагу 24 $r = 0,759$, що є статистичним обґрунтуванням для включення авторегресійного компонента [8].

Позавибіркова валідація (OOS) за схемою фіксованого розрізу дає більш реалістичну картину. У дослідженні навчальна вибірка охоплює грудень 2025 та січень 2026, а тестова з кількістю 672 за лютий 2026. Отримані метрики, $RMSE = 2410$ грн/МВт·год, $MAE = 1738$ грн/МВт·год, $MAPE = 20,1\%$, свідчать про прийнятну якість прогнозу при детерміністичному завданні факторів [1, 8].

Вибір між різними підходами в цій роботі ґрунтується на трьох критеріях. По-перше, відповідність теоретичним основам: регресійна модель із дамі змінними безпосередньо відповідає теоретичній структурі ринку. По-друге, відповідність практичній меті: обґрунтування управлінських рекомендацій вимагає кількісної оцінки ефектів окремих факторів, що є перевагою параметричного підходу. По-третє, відповідність наявним даним: при обсязі вибірки 2160 і 32 змінних регресійний підхід з НАС-корекцією є статистично ефективним та методологічно обґрунтованим.

РОЗДІЛ 2

СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ КОН'ЮНКТУРИ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

2.1 Аналіз динаміки генерації та структури пропозиції в умовах воєнного часу

До початку повномасштабного вторгнення Об'єднана енергетична система України була однією з найбільших у Європі з установленою потужністю близько 55 ГВт [20, 29]. Структурно поділялась на чотири основні технологічні групи: теплову, атомну, гідроенергетику та відновлювану генерацію. Повномасштабне вторгнення та систематичні ракетні удари по об'єктах генерації й мережевої інфраструктури кардинально змінили структуру пропозиції. Захоплення Запорізької АЕС, найбільшої в Європі, означало втрату понад 40% атомної та близько 10-11% загальної довоєнної потужності. Підлив Каховської ГЕС (335 МВт) у червні 2023 року позбавив систему частини маневрової гідропотужності, що посилює проблему покриття пікових навантажень. Систематичні удари по тепловій генерації призвели до втрати, за оцінками МЕА, близько половини теплових потужностей [19].

Внаслідок описаних руйнувань ОЕС України увійшла у зимовий сезон 2025/2026 у стані глибокого структурного дефіциту генеруючих потужностей. Ключовою структурною проблемою є не лише брак загальної встановленої потужності, але й критичний дефіцит маневрової потужності для покриття пікового навантаження. Основою власного виробництва стали атомні блоки трьох діючих АЕС, технологічно не пристосовані до глибокого добового регулювання та оптимальні в базовому режимі рівномірного завантаження. Регулювання для покриття піків здійснюється гідравлічними й тепловими агрегатами, що зазнали

найбільших руйнувань. Унаслідок цього у вечірні години система не має достатньої власної маневрової потужності, і транскордонний імпорт перетворюється на системно необхідний інструмент балансування [19, 20]. Це принципово відрізняє воєнний ринок від довоєнного, де імпорт відігравав радше допоміжну роль.

В умовах, коли власна генерація стабільно нижча за попит, ринковий механізм виводить ціну на рівень, що відповідає граничним витратам останньої залученої одиниці потужності. Оскільки цією останньою одиницею фактично є транскордонний імпорт, ціна РДН в Україні систематично прагне до верхньої допустимої межі прайс-кепу 15000 грн/МВт·год. Середній погодинний обсяг імпорту склав: 1247,3 МВт у грудні 2025 р., 1524,6 МВт у січні 2026 р. та 1800,9 МВт у лютому 2026 р. Від грудня до лютого є зростання на 44,4% [8, 9]. Максимальний зафіксований погодинний обсяг імпорту у лютому 2026 р. становив 2390 МВт, що свідчить про наближення до технічних лімітів транскордонних пропускних спроможностей. При цьому дефіцит у вечірні пікові години є значно вищим за середній.

Важливою структурною особливістю ОЕС України в умовах дефіциту є асиметрія між базовою та піковою потужністю. Атомні блоки, що генерують відносно стабільне базове навантаження, не можуть оперативно збільшувати або зменшувати виробництво. У нічні години, коли попит мінімальний, атомна генерація фактично перевищує актуальний попит і є надлишковою — що пояснює нижчі нічні ціни. У вечірні пікові години атомна генерація залишається на тому самому рівні, тоді як попит різко зростає і покрити цей стрибок без значного імпорту та активації залишкової теплової потужності неможливо. Саме ця базова генерація при гострому дефіциті маневрової потужності є фундаментальною причиною екстремально великої різниці між нічними та вечірніми цінами, що зберігалась протягом усього досліджуваного зимового сезону 2025/2026.

2.2 Трансформація попиту та добові графіки споживання в умовах дефіциту

Ціна на ринку електроенергії формується у точці рівноваги попиту та пропозиції, і навіть якщо пропозиція скорочується через руйнування генерації, масштаб і структура дефіциту визначатимуться саме відповідним рівнем попиту. В умовах повномасштабної війни структура електроспоживання в Україні зазнала суттєвих змін. Перший і найбільш масштабний чинник це масова міграція населення. За різними оцінками, понад 5 мільйонів українців виїхали за кордон з 2022 року, а ще кілька мільйонів стали внутрішньо переміщеними особами, полишивши зони активних бойових дій на сході та півдні. Наслідком стало структурне скорочення побутового електроспоживання у відповідних регіонах. Другий чинник це зупинка або руйнування промислових підприємств, насамперед у Донецькому, Запорізькому та Дніпропетровському регіонах, що скоротило промислову складову попиту.

Ключовим інструментом управління попитом в умовах дефіциту генерації є графіки аварійно-попереджувальних відключень (ГАПВ). Цей механізм полягає у плановому, черговому відключенні різних груп споживачів на визначені часові інтервали з метою зниження сумарного навантаження на систему до рівня, який може бути забезпечений наявною генерацією та імпортом. Графіки затверджуються системним оператором НЕК «Укренерго» [20] та впроваджуються регіональними операторами систем розподілу.

З погляду формування добового профілю навантаження ГАПВ виконують функцію примусового вирівнювання пікового попиту. В умовах вільного ринку без обмежень вечірній пік попиту у зимовий сезон є виразним і значно перевищує нічний мінімум. Застосування графіків відключень у вечірні години призводить до того, що частина споживачів, яка в звичайних умовах споживала б електроенергію у пік, вимушено не споживає її або переносить споживання на інші часові зони. Таким чином, ГАПВ фактично штучно зміщують частину вечірнього попиту у денні та нічні зони, частково згладжуючи природний добовий профіль.

Незважаючи на застосування ГАПВ, вечірній ціновий пік у досліджуваній сезон 2025/2026 залишається дуже вираженим. Це пояснюється кількома чинниками. По-перше, ГАПВ знімають частину попиту, але не весь. Значна частина споживачів, що використовують електроопалення, і підприємства критичної інфраструктури продовжують споживання. По-друге, пікове навантаження з 18 по 21 годину настільки концентроване у часі, що навіть суттєве скорочення попиту не усуває перевищення доступної пропозиції. Взаємозв'язок між структурою попиту та цінами РДН має виражену добову та тижневу сезонність, яка зберігається протягом усього досліджуваного зимового сезону. Важливо підкреслити, що в умовах хронічного структурного дефіциту ціна РДН відображає не стільки рівень попиту сам по собі, скільки співвідношення між попитом і скороченою пропозицією.

2.3 Статистичний аналіз цінових індикаторів на сегменті РДН та ВДР

Основу аналізу складає погодинна база даних обсягом $n = 2\,160$ спостережень, дані з 01.12.2025 по 28.02.2026, сформована з двох офіційних джерел: АТ «Оператор ринку» [8] та ENTSO-E Transparency Platform [9] з конвертацією часових зон. Табл. 2.1 містить фрагмент датасету, що ілюструє ключові режими ринку.

Таблиця 2.1 – Фрагмент датасету

Дата, час (EET)	Price_RDN	Price_VDR	Spread	Total_Impo rt	Eve_P eak	Night	Post_Ja n17
01.12.2025 02:00	5 600	5 568	32	1 176	0	1	0
01.12.2025 13:00	6 900	6 842	58	1 235	0	0	0
01.12.2025 19:00	14 380	14 112	268	1 558	1	0	0
07.12.2025 20:00	15 000	14 760	240	1 614	1	0	0
17.01.2026 03:00	7 860	7 704	156	1 706	0	1	1
17.01.2026 19:00	15 000	14 830	170	1 774	1	0	1
28.02.2026 19:00	15 000	14 895	105	2 258	1	0	1

Джерело: розроблено автором на основі [8, 9].

У табл. 2.1 рядки обрані для демонстрації ключових режимів — нічний мінімум (кеп 5 600 грн до 17.01.2026), денний рівень (кеп 6 900 грн), вечірній пік (15 000 грн), перший день та вечір після Post_Jan17 = 1, останній день вибірки.

Динаміка середньої ціни РДН та частки сар-годин (рис. 2.1) характеризується стабільним висхідним трендом: 6648,9 грн/МВт·год у грудні, 8253,3 у січні та 9785,7 у лютому, тобто +24,1 % і +18,6 % від місяця до місяця та +47,2 % сумарно за сезон. Частка сар-годин зросла з 5,1 % до 14,9 %, майже потроївшись. Як буде показано у Розділі 3, більша частина зростання зумовлена не сезонністю, а регуляторним переходом до єдиного прайс-кепу 17 січня 2026 року [8].

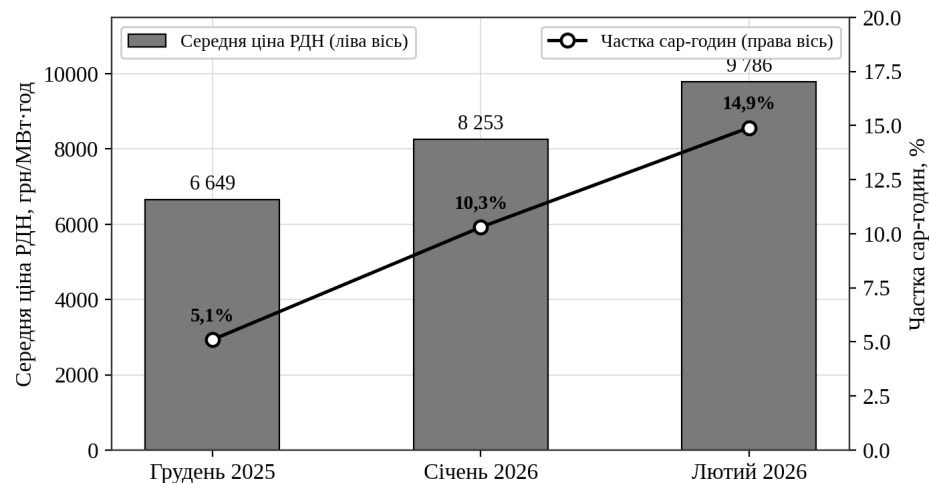


Рисунок 2.1 – Динаміка середньої ціни РДН та частки сар-годин по місяцях

Джерело: розроблено автором на основі [8]

Зведену описову статистику ключових змінних наведено у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Описова статистика показників ринку електроенергії України у період грудень 2025 – лютий 2026

Показник	Груд. 2025	Січ. 2026	Лют. 2026	Вся вибірка
Кількість спостережень, год	744	744	672	2 160
Середня ціна РДН, грн/МВт·год	6 648,9	8 253,3	9 785,7	8 177,4
Медіана ціни РДН	5 600,0	6 850,0	8 983,0	6 700,0

Продовження таблиці 2.2

Стандартне відхилення σ	3 426,7	3 646,2	4 316,1	4 002,2
Коефіцієнт варіації CV, %	51,5	44,2	44,1	48,9
Міжквартильний розмах IQR	1 712	5 125	9 130	8 350
Асиметрія S	+1,209	+0,833	+0,050	+0,661
Експес K	+1,069	-0,820	-1,692	+1,905
Частка сар-годин, %	5,1	10,3	14,9	10,0
Середня ціна ВДР	6 584,2	8 185,6	9 713,8	8 109,4
Середній спред РДН–ВДР	+64,8	+67,7	+71,9	+68,0
Середній Total_Import, МВт	1 247,3	1 524,6	1 800,9	1 515,1

Джерело: розроблено автором на основі [1, 2]

Зіставлення середнього та медіани несе самостійну аналітичну цінність. По всій вибірці медіана (6700,0) на 18,1 % нижча за середнє (8177,4), що є прямим наслідком правосторонньої асиметрії розподілу. Медіана грудня (5600,0) точно відповідає нічному прайс-кепу першого режиму: це означає, що понад половина годин грудня мали ціну на рівні адміністративного обмеження, а не вільну ринкову ціну. Після скасування нижчих стель медіана зросла до 6850 за січень і 8983 за лютий, відображаючи розкріпачення ринкового ціноутворення в нічних і денних зонах [8].

Коефіцієнт варіації CV = 48,9% по всій вибірці є вкрай високим показником. Для ринків ЄС у мирний час CV погодинних цін становить 20–35%, а в кризові періоди може досягати 50–60% [1]. Таким чином, волатильність цін на українському ринку у зимовому сезоні 2025/2026 зіставна з піковою кризовою волатильністю ринків ЄС. Цікавим є зниження CV з 51,5% у грудні до 44,1% у лютому попри зростання абсолютних цін. Це пояснюється зростанням знаменника (середньої ціни) та ефектом прайс-кепу, що обрізає верхній хвіст розподілу і зменшує відносний розкид. Динаміка міжквартильного розмаху IQR від (1712 до 9130 грн/МВт·год) є одним із найпоказовіших свідчень структурного зламу. У грудні нижній квартиль був притиснутий нічним кепом 5600, що штучно стискало розмах, а після переходу 17 січня нічні ціни почали формуватися вільно, різко розширивши міжквартильний інтервал.

Показники форми розподілу фіксують принципову структурну трансформацію характеру цінового ряду упродовж сезону. Позитивна асиметрія $S = +1,209$ у грудні є ознакою правостороннього розподілу. Переважна більшість годин концентрується нижче середнього рівня, тоді як менша кількість екстремально дорогих вечірніх і сар-годин відтягує середнє вправо. До лютого асиметрія знизилась до практично нульового рівня $S = +0,050$. Це в свою чергу означає, що у лютому розподіл є майже симетричним відносно свого середнього.

Ексцес також зазнав принципової трансформації. У грудні $K = +1,069$ означає помірно гостровершинний розподіл, при якому значна частина спостережень концентрується навколо двох локальних вершин нічного та вечірнього рівнів. У лютому $K = -1,692$ відповідає платикуртичному розподілу без виражених піків, де спостереження рівномірніше розподілені по широкому діапазону від 2500 до 15000 грн/МВт·год. Сукупно ці зміни означають перехід ринку від вираженої двомодальної структури з домінуванням нижнього кепу до практично однорідного розподілу цін у широкому діапазоні – якісно іншого режиму функціонування, а не просто зсуву рівня цін угору [30].

Помісячний розгляд динаміки дозволяє простежити логіку трансформації ринку. Грудень 2025 року є періодом дії диференційованого режиму граничних цін: розподіл цін був різко двомодальним з домінуванням нічного кепу 5600 грн/МВт·год, що відображено в медіані, яка точно дорівнює цьому рівню, та у найвищій асиметрії сезону $+1,209$. Січень 2026 року є перехідним: перша половина місяця проходила за старим режимом, а друга за новим, що дало проміжні значення показників форми та помітне розширення міжквартильного розмаху. Лютий 2026 року повністю функціонував за єдиним прайс-кепом 15000 грн/МВт·год, унаслідок чого розподіл цін став практично симетричним $S = +0,050$ та платикуртичним $K = -1,692$. Ціни вільно розподілялися у широкому діапазоні без штучного притискання до нижніх стель.

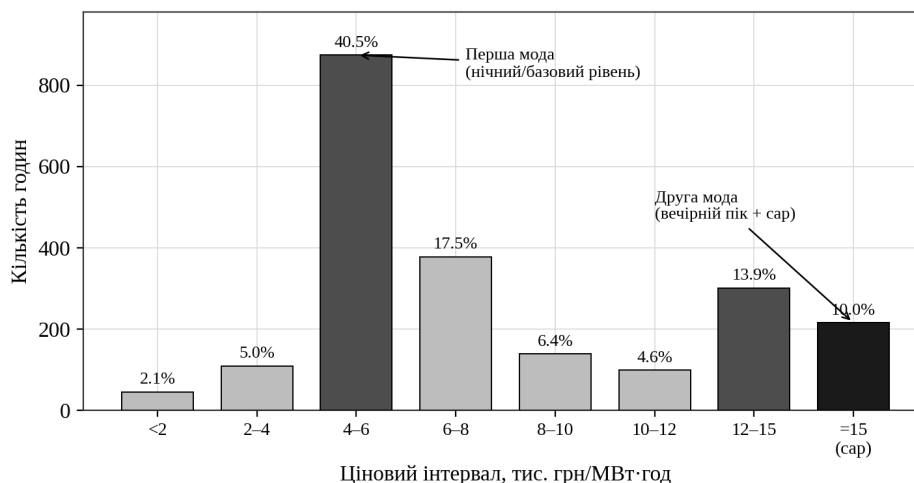


Рисунок 2.2 – Розподіл погодинних спостережень за ціновими інтервалами ($n = 2160$)

Джерело: розроблено автором на основі [8]

Рис. 2.2 демонструє чітку двомодальну структуру. Перша мода (інтервал 4001–6000 грн/МВт·год) охоплює 40,5 % годин і відповідає нічному та базовому денному рівню цін. Друга мода (понад 12 000 грн/МВт·год) охоплює 23,9 % годин, з них 215 сар-годин (10,0 % усіх спостережень) безпосередньо на технічній стелі 15 000. Базова зона (до 6000) та пікова зона (понад 12 000) разом дають 71,5 % спостережень, тоді як проміжна зона (6000-12 000) – лише 28,5 %. Це кількісно відображає різкість переходу між нічним мінімумом і вечірнім піком. Ринок рідко перебуває у середньому ціновому стані, переважно концентруючись у двох протилежних режимах, що є прямим наслідком двопікового добового профілю навантаження.

Стабільність добового профілю при загальному зростанні рівня цін ілюструє рис. 2.3.

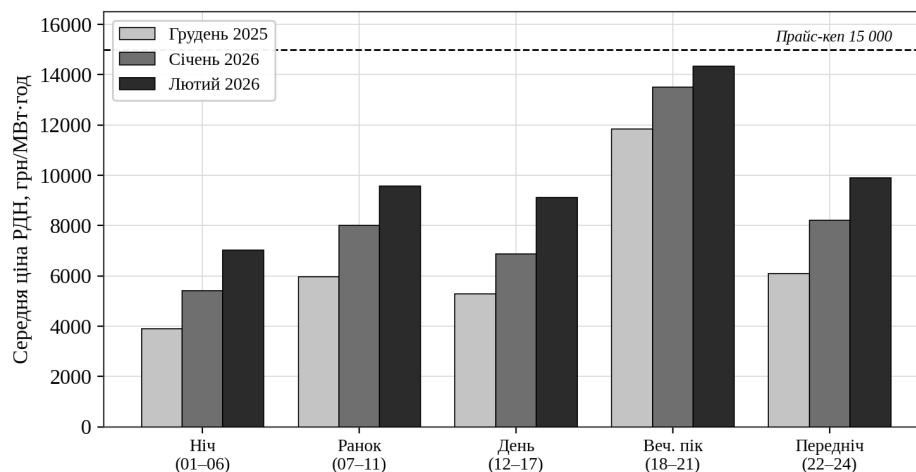


Рисунок 2.3 – Середні ціни РДН за зонами доби та місяцями, грудень 2025 – лютий 2026

Джерело: розроблено автором на основі [8]

Зростання рівня цін відбувалося нерівномірно по зонах доби. Найбільше у відносному вираженні зросли нічні ціни, що безпосередньо пов'язано зі скасуванням нічного кепу 5600 грн з 17 січня 2026 року. Натомість вечірній пік зріс лише на +21,1 %, оскільки вже у грудні перебував поблизу стелі 15000 і не мав простору для подальшого зростання. Денні та ранкові зони зросли проміжними темпами. Абсолютна різниця вечірній пік – ніч залишається структурно стабільною, тоді як відносне співвідношення пік/ніч знижується з $\times 3,04$ до $\times 2,04$ саме через випереджаюче зростання нічних цін. Стабільність абсолютної різниці, що становить понад 7000 грн/МВт·год у всіх місяцях, є статистичним підтвердженням того, що вечірній ціновий пік є самостійним структурним явищем, а не похідним від загального рівня цін.

Частка сар-годин є найбільш концентрованим індикатором дефіцитності ринку, оскільки безпосередньо відображає кількість годин, де ринковий механізм впирається у регуляторне обмеження. До 17 січня 2026 р. це 1128 годин, сар-hit rate = 5,0%. Після 17 січня 2026 р. це 1032 годин, сар-hit rate = 15,4%, тобто потроїлась. Однак ця різниця є сумарним ефектом двох явищ: реального погіршення балансу генерації та регуляторного артефакту скасування нижчих стель. Це частина годин, що раніше були обмежені рівнями 5600 або 6900, після

переходу могли б досягати 15000. Розмежування цих двох ефектів є завданням регресійної моделі Розділу 3 через дам-і-змінну $Post_Jan17$ [8, 10, 11].

Ціни на Внутрішньодобовому ринку (ВДР) демонструють аналогічний тренд зростання, з 6584,2 грн/МВт·год у грудні, 8185,6 грн/МВт·год у січні та 9713,8 грн/МВт·год у лютому. Середня ціна ВДР по всій вибірці, а саме 8109,4 грн/МВт·год, є трохи нижчою за середню ціну РДН, яка становить 8177,4 грн/МВт·год. Середній спред РДН–ВДР становить +68,0 грн/МВт·год при стандартному відхиленні $\sigma = 518$ грн/МВт·год і поступово зростає, а саме +64,8 грн/МВт·год у грудні, +67,7 грн/МВт·год у січні та +71,9 грн/МВт·год у лютому. Ця динаміка свідчить про незначне системне недооцінювання ціни при торгах на добу наперед. У середньому ринок прогнозує ціну дещо нижчою, ніж вона формується в реальному часі. При цьому у 15,6 % годин ціна ВДР перевищувала РДН, а у 3,6 % годин абсолютна величина спреда перевищувала 1000 грн/МВт·год. Це гострі епізоди дисбалансу, що концентруються у вечірні години 18:00–21:00, де прогнозування балансу є найскладнішим через максимальну невизначеність попиту і доступності імпорту [8].

2.4 Кореляційний аналіз факторів ціноутворення та визначення ключових детермінант ринку

Наступним кроком аналізу є дослідження лінійних асоціацій між змінними, зокрема між ціною РДН та потенційними факторами-предикторами. Для оцінки лінійних зв'язків використано коефіцієнт кореляції Пірсона на повній вибірці з 2160 спостережень [5]. Коефіцієнт Пірсона вимірює лише лінійні залежності й не встановлює причинно-наслідкового зв'язку: висока кореляція може відображати прямий вплив, зворотний вплив або наявність спільного зовнішнього чинника, що одночасно впливає на обидві змінні. Для дефіцитного ринку електроенергії особливо актуальним є явище спільної ендегенності – коли ціна і ринкова змінна є одночасними реакціями на спільний фундаментальний чинник, а не причиною і

наслідком одна одної [5]. За $n = 2160$ критичне значення $|r|$ для рівня значущості $\alpha = 0,05$ становить приблизно 0,042, тож майже всі обчислені кореляції є статистично значущими. Для практичних висновків доцільно орієнтуватися на змістовну значущість за загальноприйнятою шкалою ($|r| > 0,3$ – помірний зв’язок, $> 0,5$ – сильний, $> 0,7$ – дуже сильний).

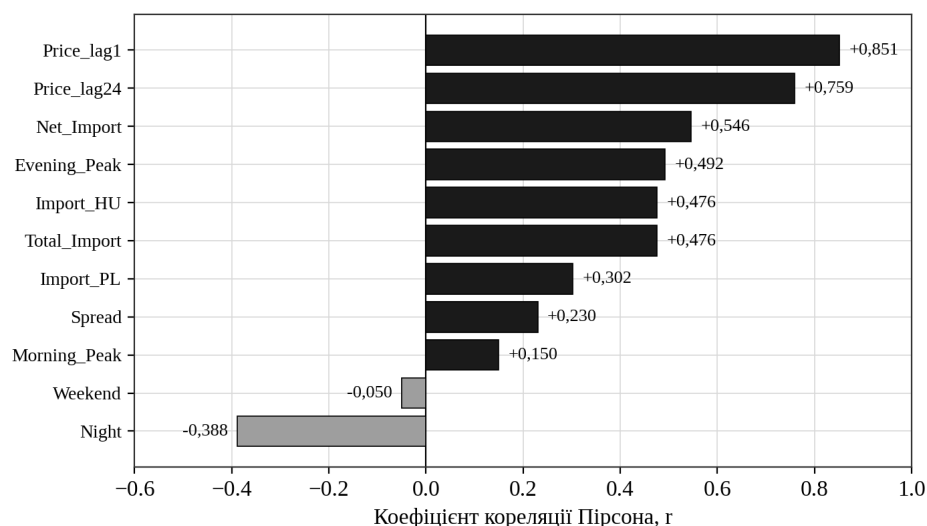


Рисунок 2.4 – Коефіцієнти кореляції Пірсона предикторів з ціною РДН ($n = 2160$)

Джерело: розроблено автором на основі [8, 9]

Таблиця 2.3 – Коефіцієнти кореляції Пірсона та економічна інтерпретація

Пара змінних	r	Економічна інтерпретація
Price_RDN – Price_lag1	+0,851	Висока часова інерційність; основа AR(1)-компонента
Price_RDN – Price_lag24	+0,759	Добова сезонність; ціна години відтворює вчорашню
Price_RDN – Net_Import	+0,546	Нетто-імпорт точніше відображає вплив перетоків на баланс
Price_RDN – Evening_Peak	+0,492	Найсильніший часовий предиктор серед дам-змінних
Price_RDN – Total_Import	+0,476	Спільна ендогенність: дефіцит підвищує і ціну, і імпорт
Price_RDN – Import_HU	+0,476	Угорщина забезпечує відносно стабільні поставки
Price_RDN – Import_PL	+0,302	Польща – значний, але нестабільний за профілем постачальник
Price_RDN – Night	-0,388	Нічна зона стабільно асоціюється з нижчими цінами
Price_RDN – Spread	+0,230	У дорогі вечірні години дисбаланс зростає
Price_RDN – Morning_Peak	+0,150	Ранковий пік слабший (промисловий, а не побутовий)
Price_RDN – Weekend	-0,050	Ефект вихідного мінімальний за хронічного дефіциту

Джерело: розроблено автором на основі [8, 9]

Найвищу кореляцію з ціною РДН демонструє її значення попередньої години Price_lag1 ($r = +0,851$): однофакторна регресія лише на цей лаг дала б $R^2 = 0,724$, тобто одна змінна пояснює понад 72 % дисперсії ціни. Це свідчить про надзвичайну часову інерційність ряду – ціна електроенергії має сильну «пам'ять» і змінюється плавно від години до години. Кореляція з Price_lag24 ($r = +0,759$) показує, що ціна години сильніше пов'язана з ціною тієї ж години попередньої доби, ніж із більшістю фундаментальних факторів. Обидва лаги обґрунтовують необхідність включення авторегресійного компонента до регресійної моделі.

Лагову структуру цінового ряду детально унаочнює функція автокореляції рис. 2.5.

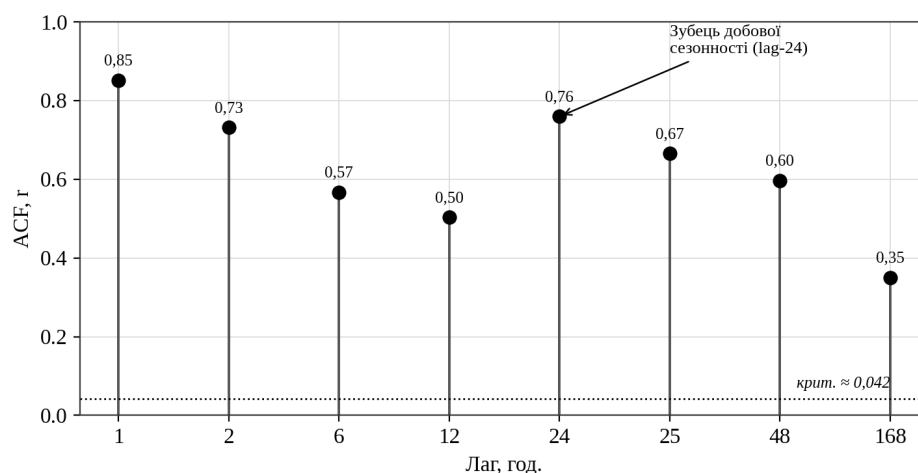


Рисунок 2.5 – Функція автокореляції (ACF) ціни РДН для ключових лагів

Джерело: побудовано автором на основі [8]

Функція автокореляції виявляє типовий для ринків електроенергії сезонний патерн: поступове спадання значень від лагу 1 (+0,851) до лагу 12 (+0,503) із характерним різким підйомом на лагу 24 (зубець +0,759). Це є кількісним доказом вираженої добової сезонності, що ціна повторює свій профіль кожні 24 години. Значущі значення на лагах 48 (+0,596) та 168 (+0,35) відображають відповідно дводобову та тижневу сезонність. Наявність вираженого добового зубця означає, що модель без явного або неявного добового компонента систематично пропускала б значну частину пояснюваної дисперсії, що враховано через дамі-змінні зон доби.

Кореляція ціни з нетто-імпортом ($r = +0,546$) перевищує кореляцію з валовим імпортом ($r = +0,476$), оскільки нетто-показник точніше вимірює фактичний вклад транскордонних перетоків у покриття дефіциту. Проте взаємна кореляція між Total_Import і Net_Import є дуже високою ($r = +0,906$, $VIF \approx 5,4$), що створює проблему мультиколінеарності, тому до регресійної моделі включено лише один із цих показників – Total_Import [5]. Позитивна кореляція ціни з обсягом імпорту ($+0,476$) на перший погляд є контрінтуїтивною: можна було б очікувати, що зростання імпорту має знижувати ціну. Насправді обидві змінні є одночасною реакцією на спільний чинник дефіциту: за найнижчої власної генерації оператор системи одночасно залучає максимальний доступний імпорт і допускає зростання ціни до стелі. Це класичний приклад спільної ендегенності, який унеможливорює причинно-наслідкову інтерпретацію коефіцієнта при імпорті [5].

Зворотний зв'язок між частками імпорту зі Словаччини та Молдови ($r = -0,412$) відображає структурний перерозподіл імпортних потоків: частка Словаччини знизилася з 48,9 % до 23,7 %, а Молдови зросла з 21,0 % до 37,5 % (рис. 2.6). Цей перерозподіл зумовлений переважно змінами технічних пропускних спроможностей НТС на відповідних перетинах, а не ринковими ціновими сигналами, що підтверджується відносною стабільністю сумарного обсягу за умов зміни структури.

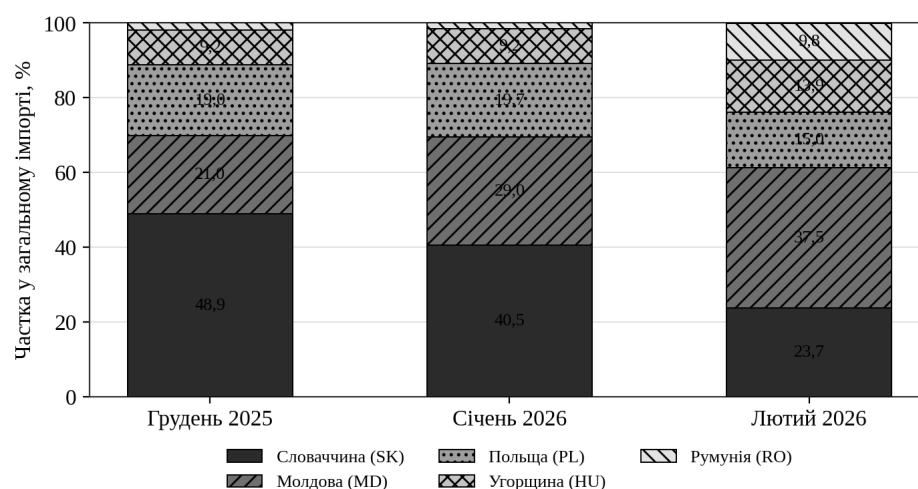


Рисунок 2.6 – Структура транскордонного імпорту за країнами, %

Джерело: побудовано автором на основі [9]

Рішення щодо відбору змінних для регресійних моделей, прийняті на основі кореляційного аналізу та оцінки мультиколінеарності, узагальнено у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Класифікація факторів за силою кореляції та рішення для специфікації моделей

Клас за $ r $	Фактори (r)	Рішення для моделі
Дуже сильна ($\geq 0,70$)	Price_lag1 (+0,851); Price_lag24 (+0,759)	lag1 – як AR-компонент; lag24 враховано через дамі часу доби
Помірно сильна (0,50–0,70)	Net_Import (+0,546)	Включити через Total_Import ($VIF \approx 5,4$ з Net_Import)
Помірна (0,30–0,50)	Evening_Peak (+0,492); Total_Import (+0,476); Night (–0,388)	Включити; Import_HU виключити (мультиколінеарний)
Слабка (0,10–0,30)	Import_PL (+0,302); Spread (+0,230); Morning_Peak (+0,150)	Morning_Peak включити; Spread виключити (ендогенний)
Незначна ($< 0,10$)	Weekend (–0,050); Import_RO (+0,060)	Weekend – для повноти; Import_RO виключити

Джерело: розроблено автором на основі [8, 9]

Ієрархія детермінант ціноутворення на РДН є чотирирівневою: авторегресійні компоненти (Price_lag1, Price_lag24) як найпотужніші предиктори часової структури ряду. Потім нетто-імпорт як найближчий до фундаментального фактор балансу. Часові дамі-змінні зон доби (Evening_Peak +0,492, Night –0,388) як відображення добового профілю. Обсяги імпорту по країнах (Total_Import +0,476, Import_PL +0,302). Спред РДН–ВДР виключено як ендогенний, а змінні з незначною кореляцією – як такі, що не покращують модель.

РОЗДІЛ 3

МОДЕЛЮВАННЯ ЦІН НА РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ ДЛЯ УЧАСНИКІВ РИНКУ

3.1 Специфікація та оцінювання регресійної моделі ціноутворення на РДН

Статистичний аналіз виявив ієрархію факторів, пов'язаних із ціноутворенням на ринку електроенергії, та встановив характер і структуру зв'язків між ними. Наступним кроком є перехід від виявлення асоціацій до кількісного оцінювання параметрів відповідних залежностей шляхом побудови регресійної моделі. Регресійна модель, на відміну від кореляційного аналізу, дозволяє одночасно контролювати вплив кількох факторів і оцінити ефект кожного з них за рівних інших умов.

Побудована модель є описово-аналітичною лінійною регресією ціноутворення РДН, що встановлює зв'язок між ціною певної розрахункової години та набором предикторів трьох типів. Це фізичний (обсягом транскордонного імпорту), часово-структурний (дамі-змінні зон доби та дня тижня), та авторегресійний (ціна попередньої години). Вибір саме цих предикторів обґрунтовано результатами кореляційного аналізу підрозділу 2.4. Авторегресійний компонент виявив найвищу кореляцію з ціною, часові дамі є стабільними структурними детермінантами, а обсяг імпорту є значущішим фізичним показником пропозиції.

Обрано лінійну функціональну форму залежності ціни від факторів у рівнях (грн/МВт·год). Вибір лінійної форми обумовлений наступними аргументами. По-перше, лінійна модель забезпечує пряму інтерпретацію коефіцієнтів у грошових одиницях, що є практично значущим для учасників ринку та регулятора. По-друге, при великому обсязі вибірки лінійна апроксимація є прийнятною навіть при

наявності нелінійностей у реальній залежності. По-третє, як показано у підрозділі 1.3, для цілей регуляторного аналізу та формулювання рекомендацій принципово важливою є інтерпретованість результатів, яку логарифмічна або степенева форми надають лише частково. Базовою категорією для часу доби обрано день з 12 до 17 години, для місяця грудень 2025 року, що забезпечує нульове значення всіх дамів змінних при стандартній денній годині грудня.

Специфікація базової моделі (Модель 1) має такий вигляд:

$$\begin{aligned} Price_RDN_t = & \beta_0 + \beta_1 \cdot Total_Import_t + \beta_2 \cdot Morning_Peak_t + \beta_3 \cdot Evening_Peak_t + \\ & \beta_4 \cdot Night_t + \\ & + \beta_5 \cdot Weekend_t + \beta_6 \cdot Price_lag1_t + \beta_7 \cdot Month_Jan_t + \beta_8 \cdot Month_Feb_t + \varepsilon_t, \quad (3.1) \end{aligned}$$

де $Price_RDN_t$ — ринкова ціна на РДН у годину t , грн/МВт·год; $Total_Import_t$ — сукупний обсяг транскордонного імпорту у годину t , МВт; $Morning_Peak_t$, $Evening_Peak_t$, $Night_t$ — дамів-змінні зон доби (1, якщо t відповідає зоні, 0 в іншому випадку), базова категорія — день (12–17 год); $Weekend_t$ — дамів-змінна вихідного дня (1 для суботи/неділі); $Price_lag1_t$ — ціна РДН у попередню годину ($t-1$), грн/МВт·год; $Month_Jan_t$, $Month_Feb_t$ — місячні дамів-змінні, базова категорія — грудень 2025; ε_t — випадкова похибка; β_0 – β_8 — коефіцієнти, що підлягають оцінюванню.

Модель оцінено методом найменших квадратів на вибірці $n = 2136$ спостережень, бо перші 24 виключені через відсутність лагового значення $Price_lag1$. Для коректного висновку про статистичну значущість коефіцієнтів застосовано стандартні похибки HAC(24) за методом Ньюї–Веста [4], що коригують на гетероскедастичність та автокореляцію залишків до 24-го порядку включно. Оцінені коефіцієнти разом із класичними та робастними похибками наведено у табл. 3.1. Базова категорія часу доби це день (12–17 год), а місяця – грудень 2025.

Таблиця 3.1 – Оцінені коефіцієнти регресійної Моделі 1 (МНК з HAC-24, $n = 2136$)

Змінна	Коеф. β	SE МНК	t МНК	SE HAC(24)	p (HAC)
Константа (β_0)	537,38	192,41	2,79	243,73	0,027
Total_Import (β_1)	0,9264	0,1354	6,84	0,1720	<0,001
Morning_Peak (β_2)	856,52	119,95	7,14	90,90	<0,001
Evening_Peak (β_3)	2 039,02	127,39	16,01	207,04	<0,001

Продовження таблиці 3.1

Night (β_4)	-614,47	109,18	-5,63	106,27	<0,001
Weekend (β_5)	-142,90	92,10	-1,55	132,17	0,280
Price_lag1 (β_6)	0,6992	0,0131	53,22	0,0208	<0,001
Month_Jan (β_7)	245,33	106,08	2,31	108,47	0,024
Month_Feb (β_8)	458,97	125,85	3,65	152,57	0,003

Джерело: розроблено автором на основі [8, 9].

Рівняння оціненої Моделі 1 має вигляд:

$$\begin{aligned}
 Price_RDN_t = & 537,38 + 0,9264 \cdot Total_Import_t + 856,52 \cdot Morning_Peak_t + \\
 & 2039,02 \cdot Evening_Peak_t - \\
 & - 614,47 \cdot Night_t - 142,90 \cdot Weekend_t + 0,6992 \cdot Price_lag1_t + 245,33 \cdot Month_Jan_t + \\
 & 458,97 \cdot Month_Feb_t \quad (3.1a)
 \end{aligned}$$

Таблиця 3.2 – Показники якості Моделі 1 (n = 2136)

Показник	Значення	Показник	Значення
R ²	0,7735	F-статистика (8; 2127)	908,20
R ² скоригований	0,7727	p-value F-тесту	<0,0001
RMSE, грн/МВт·год	1 902	MAE, грн/МВт·год	1 206
MAPE, %	16,3	DW (1-й порядок)	1,892

Джерело: розроблено автором на основі [8, 9]

Константа $\beta_0 = 537,38$ грн/МВт·год та $p = 0,027$ визначає базовий рівень ціни в умовах нульового імпорту, денної зони, буднього дня грудня та нульового лагу ціни. Практично константа не інтерпретується ізольовано, оскільки ці умови ніколи не реалізуються одночасно. Вона забезпечує правильне масштабування рівняння.

Коефіцієнт при $Total_Import$ $\beta_1 = 0,9264$ грн/МВт·год на 1 МВт з $p < 0,001$ означає, що за рівних інших умов, кожен додатковий МВт сукупного транскордонного імпорту асоціюється із підвищенням ціни РДН на 0,93 грн/МВт·год. Як зазначено у підрозділі 2.4, цей коефіцієнт відображає не причинний вплив імпорту на ціну, а спільну ендогенну реакцію обох змінних на дефіцит. При середньому обсязі імпорту 1515 МВт вклад цього компонента в ціну становить приблизно 1403 грн/МВт·год, тобто близько 17 % середньої ціни.

Коефіцієнт при Morning_Peak $\beta_2 = 856,52$ грн/МВт·год з $p < 0,001$ означає, що ранкові пікові години з 7 по 11 години ранку при рівних інших умовах асоціюються з ціною на 856,52 грн/МВт·год вищою, ніж денні базові години з 12 по 17 годину. Ранковий пік обумовлений одночасним включенням промислових об'єктів, комерційних підприємств та побутовими ранковими навантаженнями. Ранковий пік є значущим, але майже вчетверо слабшим за вечірній, що відображає різну природу двох піків. Ранковий — здебільшого промисловий, плавний та прогнозований, а вечірній це побутово-концентрований, різкий та непередбачуваний.

Коефіцієнт при Evening_Peak з $\beta_3 = 2039,02$ грн/МВт·год та $p < 0,001$ є найбільшим за абсолютним значенням серед усіх часових факторів. Вечірні пікові години з 18 по 21 годину при рівних інших умовах асоціюються з ціною на 2039,02 грн/МВт·год вищою за денні. Отже, навіть при однакових обсягах імпорту, однакових місячних умовах і однаковій ціні попередньої години, лише приналежність до вечірньої зони додає 2039 грн/МВт·год до ціни. Порівняння коефіцієнтів Evening_Peak (2039 грн) та Morning_Peak (857 грн) показує співвідношення 2,38:1. Вечірній пік більш ніж удвічі сильніший за ранковий у цінових термінах.

Коефіцієнт при Night $\beta_4 = -614,47$ грн/МВт·год та $p < 0,001$ означає, що нічні години з 01 по 06 годину ранку при рівних інших умовах асоціюються з ціною на 614,47 грн/МВт·год нижчою за денні. Від'ємний знак підтверджує теоретичне очікування. У нічний час побутовий та більша частина промислового попиту відсутня, що знижує навантаження системи і цінові вимоги до пропозиції. В умовах структурного дефіциту навіть нічна економія у 614 грн/МВт·год є відносно невеликою порівняно з абсолютним рівнем цін. При середній нічній ціні 5368 грн/МВт·год коефіцієнт відображає лише 11% знижку відносно денного рівня.

Коефіцієнт при Weekend $\beta_5 = -142,90$ грн/МВт·год, $p = 0,280$ є єдиним статистично незначущим коефіцієнтом при НАС(24)-стандартних похибках. Незначущість ефекту вихідного дня демонструє, що за рівних інших умов, факт приналежності до суботи або неділі не дає статистично достовірного зниження

ціни. Як обговорено у підрозділах 2.2 та 2.4, в умовах структурного хронічного дефіциту ефект зниженого промислового попиту у вихідні нівелюється постійним дефіцитним тиском, незалежним від дня тижня. Weekend залишений у моделі для збереження структурної повноти специфікації.

Коефіцієнт при Price_lag1 $\beta_6 = 0,6992$ й $p < 0,001$ є найбільш статистично значущим у моделі, t -статистика за НАС складає 33,64. Це рекордне значення серед усіх коефіцієнтів. Значення $\beta_6 = 0,6992$ свідчить про збільшенні ціни попередньої години на 1 грн/МВт·год поточна ціна за рівних інших умов зростає на 0,6992 грн/МВт·год. Коефіцієнт $\text{AR}(1)$ менший за одиницю, що є необхідною умовою стаціонарності авторегресійного процесу: ціновий ряд не розходиться і повертається до рівноважного рівня при зовнішніх шоках. Включення $\text{AR}(1)$ -компонента забезпечує найбільший приріст пояснюваної дисперсії і підтверджує висновки підрозділу 2.4 про необхідність авторегресійної специфікації для погодинних цінових рядів.

Коефіцієнти при місячних дамі змінних $\beta_7 = 245,33$ грн/МВт·год для Month_Jan , $p = 0,024$, $\beta_8 = 458,97$ грн/МВт·год для Month_Feb , $p = 0,003$, свідчать про поступове зростання базового рівня цін упродовж зимового сезону. За рівних інших умов, у січні 2026 р. ціна була на 245,33 грн/МВт·год вищою, ніж у грудні 2025 р., а у лютому на 458,97 грн/МВт·год. Ці коефіцієнти відображають те, що залишається незрозумілим із погляду включених факторів. Деяке фонове зростання цін від місяця до місяця. Як показано у підрозділі 3.2, включення до моделі дамі змінної регуляторного зламу Post_Jan17 кардинально змінює ситуацію. Після цього включення обидва місячні коефіцієнти втрачають значущість, з $p > 0,5$, що свідчить про те, що зростання у січні та лютому в Моделі 1 насправді відображає ефект регуляторного переходу, а не сезонний тренд.

Оцінка якості Моделі 1, показана у табл. 3.2. Коефіцієнт детермінації $R^2 = 0,7735$ означає, що модель пояснює 77,35% загальної дисперсії погодинних цін РДН. Це є хорошим результатом для ринкового цінового ряду з такою високою волатильністю у 48,9%. Скоригований $R^2_{\text{adj}} = 0,7727$ практично не відрізняється від R^2 , що свідчить про відсутність штучного завищення R^2 через надмірну

кількість регресорів. F -статистика = 908,20, $df_1=8$, $df_2=2\,127$, $p < 0,001$, підтверджує загальну статистичну значущість моделі. Нульова гіпотеза про одночасно нульові всі коефіцієнти відхиляється з граничним рівнем значущості менше 0,0001.

Внутрішні вибіркове $RMSE = 1902$ грн/МВт·год означає, що середньоквадратична похибка прогнозу при поверненні на навчальну вибірку становить 1902 грн/МВт·год, або близько 23,3% від середньої ціни 8177 грн/МВт·год. $MAPE = 16,3\%$ відповідає відносній похибці, бо в середньому прогноз відхиляється від факту на 16,3% від фактичного значення. У літературі з прогнозування цін на електроенергію [1, 31] $MAPE$ до 20% вважається прийнятним для короткострокових моделей при детерміністичному завданні факторів. Ціни у сар-години систематично занижені, але в більшості годин модель точна.

Статистика Дарбіна–Уотсона $DW = 1,892$ є близькою до бездоганного значення у $DW = 2,0$, що традиційно трактується як відсутність автокореляції першого порядку. Однак DW перевіряє лише $AR(1)$ у залишках і є принципово недостатнім для погодинних рядів з добовими $lag-24$ та більш складними автокореляційними структурами. Детальна діагностика залишків за допомогою тесту Бройша–Годфрі та тесту Жарка–Бера проводиться у підрозділі 3.3. Вже тут зазначимо, що $HAC(24)$ коригування стандартних похибок, застосоване в Моделі 1, безпосередньо компенсує наслідки залишкової автокореляції для висновків про значущість коефіцієнтів, навіть при тому, якщо така автокореляція присутня у залишках [4].

Порівняння двох наборів стандартних похибок $SE_MНК$ та SE_HAC у табл. 3.1 виявляє важливу методологічну особливість. Для більшості коефіцієнтів SE_HAC більша за $SE_MНК$, а саме для $Evening_Peak$: 207,04 проти 127,39; $Weekend$: 132,17 проти 92,10; $Month_Feb$: 152,57 проти 125,85. Класичні $MНК$ похибки є заниженими через автокореляцію залишків, і використання їх призводило б до завищеної t -статистики та хибно оптимістичних висновків про значущість. Виняток це $Morning_Peak$, де $SE_HAC = 90,90 < SE_MНК = 119,95$, та $Night$ $SE_HAC = 106,27 < SE_MНК = 109,18$. Тут HAC коригування зменшило SE , що відображає позитивну серійну кореляцію у відповідних зонах доби. $Price_lag1$

демонструє найдраматичніший ефект. $SE_MНК = 0,0131$ на противагу $SE_НАС = 0,0208$, похибка зростає вдвічі, але завдяки величезному коефіцієнту $0,6992 t-НАС = 33,64$ залишається надзвичайно значущим.

3.2 Розширена модель з урахуванням регуляторного структурного зламу

Аналіз Моделі 1, проведений у підрозділі 3.1, виявив статистично значущі позитивні коефіцієнти при місячних дамі змінних $Month_Jan \beta_7 = 245,33$ грн/МВт·год, $p = 0,024$ та $Month_Feb \beta_8 = 458,97$ грн/МВт·год, $p = 0,003$. Традиційна інтерпретація цих коефіцієнтів передбачала б ситуацію, коли ціни у січні та лютому є на 245 та 459 грн/МВт·год вищими за грудневий рівень через календарну сезонність. Наприклад, через подальше похолодання, скорочення освітленості або зростання промислового попиту. Однак така інтерпретація є хибною, адже реальна причина зростання цін у досліджуваній сезон, як виявлено у підрозділах 2.2 та 2.3, полягає не в сезонному тренді, а у зміні регуляторного режиму граничних цін з 17 січня 2026 року. Якщо ця подія не включена до специфікації моделі явно, її ефект поглинається місячними дамі змінними, що призводить до хибної атрибуції регуляторного ефекту сезонності. Метою побудови Model 1b є усунення цієї специфікаційної помилки шляхом включення до моделі спеціальної дамі змінної регуляторного зламу $Post_Jan17$.

У теорії часових рядів та економетрії структурний злам це ситуація, при якій параметри, що описують стохастичний процес, раптово змінюються в певний момент часу. Класичний інструмент виявлення структурного зламу у відомій точці є тест Чоу, що базується на порівнянні обмеженої регресії на всій вибірці з двома окремими регресіями до та після точки зламу [32]. Однак у нашому випадку точка зламу з 17 січня 2026 року є наперед відомою та задокументованою у постанові НКРЕКП [11], що робить формальний тест Чоу методологічно зайвим. Ми апріорно знаємо дату зламу і можемо моделювати його безпосередньо через дамі змінну.

Підхід із дамі змінною структурного зламу є стандартним у прикладній економетриці та прямо рекомендований у відповідній методологічній літературі [5].

Нульова гіпотеза H_0 це те, що зміна регуляторного режиму 17 січня 2026 року не мала статистично значущого самостійного ефекту на рівень ціни РДН після контролювання інших факторів, $\beta_9 = 0$. Альтернативна гіпотеза H_1 переходом до єдиного прайс-кепу 15000 грн/МВт·год спричинила статистично значущий зсув базового рівня цін, $\beta_9 \neq 0$. При відхиленні H_0 коефіцієнт β_9 кількісно оцінює середній регуляторний ефект. Це є зсув рівня цін, пов'язаний із зміною режиму, при незмінних усіх інших факторах.

Перед специфікацією моделі необхідно обговорити структурну особливість дамі змінних *Post_Jan17* та *Month_Feb*. Всі 672 години лютого цілком містяться всередині *Post_Jan17*, тоді як *Post_Jan17* додатково охоплює 360 чистих годин з 17 по 31 січня, де *Month_Feb* = 0 і *Post_Jan17* = 1. Розрахований коефіцієнт кореляції $r(\text{Post_Jan17}, \text{Month_Feb}) = +0,701$, а відповідний $VIF = 1,96$. Нижче порогу 5, що свідчить про відсутність критичної лінійної мультиколінеарності [5]. Ідентифікація коефіцієнта *Post_Jan17* спирається переважно на 360 чистих годин другої половини січня. Це вузьке, але достатнє ідентифікаційне вікно. Крім того, без включення погодних змінних та даних ГАПВ повне відокремлення регуляторного ефекту від паралельних фізичних шоків є неможливим, тому оцінка β_9 підлягає умовній інтерпретації.

Специфікація Моделі 1b отримана шляхом додавання до специфікації (3.1) одного додаткового регресора, дамі змінної *Post_Jan17_t*, що приймає значення 1 для всіх спостережень з 17 січня 2026 року включно кількістю 1032 годин та 0 для попередніх 1128 годин:

$$\begin{aligned} Price_RDN_t = & \beta_0 + \beta_1 \cdot Total_Import_t + \beta_2 \cdot Morning_Peak_t + \beta_3 \cdot Evening_Peak_t + \\ & \beta_4 \cdot Night_t + \\ & + \beta_5 \cdot Weekend_t + \beta_6 \cdot Price_lag1_t + \beta_7 \cdot Month_Jan_t + \beta_8 \cdot Month_Feb_t + \beta_9 \cdot Post_Jan17_t + \\ & \varepsilon_t \quad (3.2) \end{aligned}$$

Оцінена специфікація Моделі 1b:

$$\begin{aligned}
 Price_RDN_t = & 715,68 + 0,8292 \cdot Total_Import_t + 846,40 \cdot Morning_Peak_t + \\
 & 2080,08 \cdot Evening_Peak_t - \\
 & - 640,71 \cdot Night_t - 167,69 \cdot Weekend_t + 0,6919 \cdot Price_lag1_t + 36,53 \cdot Month_Jan_t + \\
 & + 24,64 \cdot Month_Feb_t + 510,00 \cdot Post_Jan17_t \quad (3.2a)
 \end{aligned}$$

Повні результати оцінювання Моделі 1b наведено у табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Оцінені коефіцієнти регресійної Моделі 1b (МНК з HAC-24, n = 2136)

Змінна	Коеф. β	SE HAC(24)	t HAC	p (HAC)	Δ від М.1
Константа (β_0)	715,68	262,80	2,72	0,007	+178,30
Total_Import (β_1)	0,8292	0,1791	4,63	<0,001	-0,0972
Morning_Peak (β_2)	846,40	90,55	9,35	<0,001	-10,12
Evening_Peak (β_3)	2 080,08	208,28	9,99	<0,001	+41,06
Night (β_4)	-640,71	110,84	-5,78	<0,001	-26,24
Weekend (β_5)	-167,69	133,95	-1,25	0,211	-24,79
Price_lag1 (β_6)	0,6919	0,0207	33,50	<0,001	-0,0073
Month_Jan (β_7)	36,53	99,33	0,37	0,713	втратив знач.
Month_Feb (β_8)	24,64	226,02	0,11	0,913	втратив знач.
Post_Jan17 (β_9)	510,00	173,81	2,93	0,003	новий

Джерело: розроблено автором на основі [8, 9, 11]

Ключовий результат моделювання це перерозподіл пояснювальної здатності між місячними дам-змінними та новою регуляторною змінною (рис. 3.1).

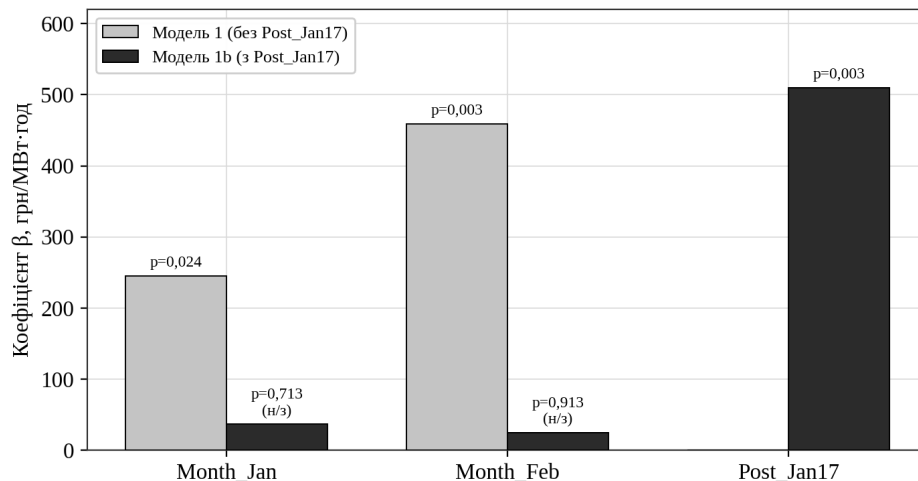


Рисунок 3.1 – Зміна коефіцієнтів місячних дам і Post_Jan17 при переході від
Моделі 1 до Моделі 1b

Джерело: розроблено автором на основі [8, 9, 11]

Таблиця 3.4 – Порівняння показників якості Моделей 1 та 1b

Показник	Модель 1	Модель 1b	Зміна
R ²	0,7735	0,7748	+0,0013
RMSE, грн/МВт·год	1 902	1 897	-5
MAPE, %	16,3	16,3	0,0
Значущість Month_Jan	p = 0,024	p = 0,713 (н/з)	втратив
Значущість Month_Feb	p = 0,003	p = 0,913 (н/з)	втратив
Значущість Post_Jan17	–	p = 0,003	новий ефект

Джерело: розроблено автором на основі [8, 9, 11]

Ключовий аналітичний результат у перерозподілі між місячними та регуляторним ефектами. Найважливішим і методологічно принциповим висновком порівняння Моделі 1 та Моделі 1b є доля місячних коефіцієнтів після включення Post_Jan17. У Моделі 1 обидва місячних коефіцієнти були значущими, Month_Jan $\beta_7 = 245,33$, $p = 0,024$ та Month_Feb $\beta_8 = 458,97$, $p = 0,003$. У Моделі 1b їх значення різко впали, Month_Jan = 36,53, $p = 0,713$ та Month_Feb = 24,64, $p = 0,913$. Обидва стали статистично повністю незначущими. Зміна коефіцієнтів є колосальною: Month_Jan скоротився на 208,80 грн/МВт·год, що є -85%, Month_Feb на 434,33 грн/МВт·год, -95% відповідно. Одночасно з'явився новий значущий коефіцієнт Post_Jan17 = +510,00 грн/МВт·год з $p = 0,003$.

Ця картина узгоджується з інтерпретацією про домінування регуляторного ефекту. Цінове зростання у досліджуваному сезоні значною мірою пов'язане з переходом до єдиного прайс-кепу 17 січня 2026 року, а не з автономним внутрішньосезонним місячним трендом. Водночас оцінка β_9 є умовною, вона дійсна за припущення відсутності інших одночасних шоків у точці зламу, насамперед погодного фактора. Наявність 360 чистих годин ідентифікаційного вікна та $VIF = 1,96 < 5$ підтримують висновок про наявність самостійного регуляторного ефекту, хоча точна величина залишається умовною оцінкою. Саме

тому включення Post_Jan17 у Модель 1b є принципово важливим кроком, що суттєво покращує специфікацію моделі та дозволяє коректніше атрибутувати цінове зростання між регуляторними та фізичними чинниками.

Оцінка коефіцієнта регуляторного зламу $\beta_9 = +510,00$ грн/МВт·год, ($E_NAC = 173,81$, $t = 2,93$, $p = 0,003$). Цей коефіцієнт означає, що при рівних інших умовах, наприклад однакових обсягах імпорту, тій самій зоні доби, дні тижня, місяці та ціні попередньої години перехід до нового режиму єдиного прайс-кепу з 17 січня 2026 року асоціюється із підвищенням ціни РДН на 510,00 грн/МВт·год. Двостороннє р-значення 0,003 свідчить про високо конфіденційне відхилення нульової гіпотези $H_0: \beta_9 = 0$. 95%-ний довірчий інтервал для β_9 : $[510,00 \pm 1,96 \times 173,81] = [169,1; 850,9]$ грн/МВт·год. Нижня межа суттєво вища за нуль, що підтверджує практичну значущість ефекту.

Механізм, через який регуляторний перехід підвищив ціни, є двокомпонентним. Перша складова це прямий ефект скасування нижчих стель для нічних та денних зон, після чого ці години стали торгуватися за реальними ринковими цінами. Оскільки реальна рівноважна ціна в багатьох із цих годин перевищувала попередні стелі, середня ціна закономірно зросла. Друга складова має непрямий ефект, а саме скасування нижчих стель збільшило частку сар-годин з 5,0% до 15,4%, оскільки ціни, що раніше зупинялись на рівні 5600 або 6900 грн/МВт·год, могли вільно зростати до 15000 грн/МВт·год. Сумарна середня величина обох ефектів в умовах незмінних інших факторів і становить 510,00 грн/МВт·год [8, 10, 11].

Зміни в інших коефіцієнтах при переході від Моделі 1 до 1b (табл. 3.3) є відносно невеликими, але аналітично значущими. Коефіцієнт при Total_Import незначно знизився з 0,9264 до 0,8292. Це очікувано, адже частина варіації у ціні, пов'язана з Post_Jan17-ефектом, в Моделі 1 частково проксійовалась через Import, оскільки після 17 січня 2026 року обсяги імпорту також зросли, лютий мав 1801 МВт проти грудня з 1247 МВт. Після виокремлення регуляторного ефекту чистий коефіцієнт при імпорті знизився. Коефіцієнт при Evening_Peak незначно зріс з 2039,02 до 2080,08, а Night — з -614,47 до -640,71. Ці зміни є незначущими й

відображають лише перерозподіл варіації між регресорами. Коефіцієнт Price_lag1 практично не змінився з 0,6992 до 0,6919.

Показники якості Моделі 1b лише незначно кращі за Модель 1. Приріст R^2 становить лише +0,0013, RMSE знизився на 5 грн/МВт·год. Незначне покращення підгонки пояснюється тим, що основну частину дисперсії пояснює AR(1)-компонент і часові дамі змінні. Post_Jan17 знімає лише специфікаційну помилку у приписуванні місячних ефектів. Принципова цінність Моделі 1b полягає не в покращенні якісних показників підгонки, а в коректній ідентифікації та вимірюванні регуляторного ефекту. Саме Модель 1b є правильно специфікованою з погляду відображення реального механізму ціноутворення у досліджуваному сезоні.

Зіставимо $\beta_9 = 510$ грн/МВт·год з контекстом інших коефіцієнтів моделі. Регуляторний ефект Post_Jan17 у 510 грн/МВт·год є меншим за коефіцієнт ранкового піку, що становить 846 грн/МВт·год, але більшим за місячний тренд, який ця змінна замінює 245 та 459 грн/МВт·год у Моделі 1 та є у 4 рази меншим за ефект вечірнього піку 2080 грн/МВт·год. Коефіцієнт є у 2,6 рази більшим за попереднє значення Month_Feb 458,97 грн/МВт·год. Тобто регуляторний злам вдвічі потужніший за лютневий сезонний ефект Моделі 1. На рівні середнього погодинного споживання 1515 МВт імпорту та середньої ціни 8177 грн/МВт·год регуляторний ефект +510 грн/МВт·год становить +6,2% до середньоринкового рівня. Не катастрофічне зростання, але статистично та економічно значуще.

Для регулятора (НКРЕКП) висновок підрозділу 3.2 є практично важливим у двох аспектах. По-перше, оцінений ефект 510 грн/МВт·год надає кількісну базу для оцінки наслідків майбутніх змін режиму граничних цін. При плануванні чергових змін прайс-кепів регулятор може спиратись на аналогічну методологію для прогнозування цінових ефектів. По-друге, незначущість місячних коефіцієнтів у Моделі 1b демонструє відсутність самостійного сезонного тренду після контролю регуляторних змін. Ціни зростали не самі по собі через зиму, а через конкретний регуляторний перехід. Це означає, що якби 17 січня 2026 року режим прайс-кепів

не змінювався, базовий рівень цін у лютому 2026 році був би нижчим приблизно на 510 грн/МВт·год при однакових фізичних умовах балансу.

3.3 Діагностика якості моделей та позавибіркова валідація

Оцінювання параметрів регресійної моделі та розрахунок стандартних показників якості підгонки не є достатнім для повноцінного висновку про адекватність моделі. Стандартний МНК-підхід дає ефективні та коректно оцінені параметри лише за виконання припущень теореми Гаусса–Маркова. Порухення цих припущень, передусім гетероскедастичності та автокореляції залишків, а також відхилень від нормальності, потребує як діагностики, так і відповідної корекції методу оцінювання [4, 5]. Крім того, висока внутрівибіркова точність моделі не гарантує її прогностної придатності. Модель може перенавчитись під специфіку навчальної вибірки та давати незадовільні прогнози на нових даних. Для розмежування внутрівибіркової і прогностної якості застосовується позавибіркова валідація за схемою фіксованого розрізу. У цьому підрозділі здійснено повний діагностичний аналіз Моделі 1b, перевірку автокореляції залишків, нормальності розподілу залишків та позавибіркову валідацію на даних лютого 2026 року.

Статистика Дарбіна–Уотсона, зі значенням $DW = 1,892$, традиційно використовується як первинний індикатор автокореляції. Значення $DW = 2,0$ відповідає відсутності автокореляції першого порядку. Значення поблизу 2,0 що і спостерігається, свідчить про відсутність суттєвої AR(1)-автокореляції. Проте, як зазначено у підрозділі 1.3, DW принципово не пристосований для аналізу погодинних часових рядів. Він перевіряє лише автокореляцію першого порядку і не виявляє сезонних залежностей вищих порядків, характерних для ринків електроенергії. Для повноцінної перевірки автокореляції залишків Моделі 1b застосовано тест Бройша–Годфрі [6] для порядків $p = 1, 6, 12, 24$ та 48.

Таблиця 3.5 – Результати тесту Бройша–Годфрі на автокореляцію залишків
Моделі 1b

Лag p	LM = n·R ² доп.	p-value	Інтерпретація
1	8,5	0,0036	Незначна AR(1) залишкова автокореляція
6	107,0	<0,0001	Автокореляція в межах зони доби
12	160,7	<0,0001	Автокореляція всередині добового циклу
24	560,9	<0,0001	Сильна добова авт. (ACF залишків lag-24 = +0,475)
48	622,2	<0,0001	Дводобова авт. (ACF залишків lag-48 = +0,345)

Джерело: розроблено автором на основі [8, 9]

У табл. 3.5 Тест Бройша–Годфрі однозначно відхиляє нульову гіпотезу про відсутність автокореляції для всіх перевірених порядків лагу. Найважливішим є результат для lag = 24: LM = 560,9 та $p < 0,0001$, що відповідає значенню ACF залишків на 24-й годині +0,475. Це означає що похибки певної години і тієї ж години наступного дня корелюють з коефіцієнтом 0,475, тобто модель систематично повторює свої помилки щодня в тих самих годинах. Аналіз lag = 48 виявляє ще сильнішу дводобову залежність у залишках, що вже відображає накопичений добовий патерн. Для lag = 1 значення LM = 8,5 та $p = 0,0036$ є статистично значущим, але відносно невеликим, що узгоджується з близьким до 2 значенням DW = 1,892 та підтверджує незначну AR(1)-залежність порівняно з домінуючою добовою автокореляцією.

Виявлена добова автокореляція залишків пояснюється тим, що Модель 1b попри включення дамі змінних зон доби не повністю відтворює детальний внутрішньодобовий ціновий профіль. Дамі змінні задають середній рівень кожної зони, але не враховують погодинних варіацій всередині зони. Наприклад, між 18-ю та 20-ю годиною є різниця у ціні, яку дамі змінна вечірнього піку не виявляє. Ця нерозкрита варіація переходить у залишки і породжує добову структуру автокореляції. Теоретично повністю усунути добову автокореляцію дозволило б включення 23 дамі-змінних для кожної окремої години доби, замість трьох зонних

дамі, або явного AR(24)-лагу. Однак у нашій специфікації прийнято компромісне рішення. Залишкова автокореляція документована, а HAC(24) стандартні похибки забезпечують коректне статистичне оцінювання коефіцієнтів в умовах її присутності [4].

Наявність автокореляції у залишках не означає, що МНК-оцінки коефіцієнтів є зміщеними або незгодженими. За теоремою Гаусса–Маркова, МНК-оцінки залишаються незміщеними навіть при автокореляції. Єдиним наслідком автокореляції є некоректність класичних МНК-стандартних похибок. Вони занижені, що призвело б до завищеної t-статистики та хибно значущих висновків. Саме для усунення цього ефекту в обох моделях застосовано HAC(24) стандартні похибки Ньюї–Веста [4], що явно враховують автокореляцію до 24-го порядку. Таким чином, висновки про значущість коефіцієнтів у табл. 3.1 та 3.3 є коректними попри автокореляцію залишків.

Перевірка нормальності розподілу залишків. Для перевірки нульової гіпотези H_0 про нормальний розподіл залишків Моделі 1b застосовано тест Жарка–Бера [7]. Тестова статистика розраховується за формулою:

$$JB = (n/6) \cdot [S^2 + (K - 3)^2/4], \quad (3.3)$$

де n — обсяг вибірки; S — вибіркова асиметрія залишків; K — вибірковий ексцес залишків. При нульовій гіпотезі H_0 (нормальний розподіл) статистика JB асимптотично розподілена за законом $\chi^2(2)$. Результати тесту наведено у табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Результати тесту Жарка–Бера для залишків Моделі 1b

Характеристика	Значення	Норм. значення	Інтерпретація
Асиметрія S	+0,909	0,000	Правосторонній хвіст
Ексцес K	4,952	3,000	Важкі хвости
JB-статистика	2 476,47	$\chi^2(2)$ кр. = 5,991	Відхилення нормальності
p-value	<0,0001	—	H_0 відхилено

Джерело: розроблено автором на основі [8, 9]

Значення $JB = 2\,476,47$ при $p < 0,0001$ свідчить про категоричне відхилення гіпотези про нормальний розподіл залишків, що є очікуваним та типовим результатом для регресійних моделей цін на електроенергію. Позитивна асиметрія $S = +0,909$ означає, що розподіл залишків є правостороннім. Переважна більшість помилок є невеликими і від'ємними, бо модель трохи переоцінює ціну в типових годинах. Проте є систематична меншість великих позитивних помилок, це трактується як те, що модель суттєво занижує ціни в екстремальних ситуаціях. Основне джерело позитивних залишків це сар-години. Коли реальна ціна обмежена 15000 грн/МВт·год, фактична готовність споживачів платити може бути вищою, проте ціна обмежується кепом. Модель цього цензурування не відтворює. Експес $K = 4,952$ відповідає гостровершинному розподілу із важкими хвостами. Концентрація помилок навколо нуля є вищою, ніж при нормальному законі, але є суттєво більша частка екстремальних відхилень. Це відображає характерну для ринків електроенергії двошарову структуру помилок. У більшості годин прогноз є відносно точним, але в окремих епізодах відхилення є дуже великими.

Ненормальність залишків не ставить під сумнів незміщеність МНК-оцінок коефіцієнтів. Центральна гранична теорема (ЦГТ) гарантує, що при великому обсязі вибірки оцінки коефіцієнтів є асимптотично нормально розподіленими незалежно від розподілу залишків. Однак при малих вибірках, або якщо мета прогноз окремих значень, а не середнього, ненормальність є суттєвою проблемою. У нашому випадку, оцінки коефіцієнтів і висновки про їхню значущість залишаються статистично коректними завдяки ЦГТ, проте інтервали прогнозу для окремих годин є недооціненими, адже реальна невизначеність вища за передбачену нормальним розподілом. Для практичних потреб учасників ринку це означає, що середній прогноз моделі є надійним, але хвостові ризики систематично недооцінюються.

Позавибіркова валідація є найбільш реалістичною оцінкою прогнозної придатності моделі, оскільки перевіряє її на даних, що не використовувались при оцінюванні. Застосовано схему фіксованого часового розрізу, яка є стандартом для часових рядів. Навчальна вибірка хронологічно передуює тестовій. Навчальна

вибірка наступна: грудень 2025 та січень 2026 розміром 1464 годин. Тестова вибірка це лютий 2026 з 672 годинами. Вибір лютого 2026 як тестового місяця є особливо вимогливим: лютий є найскладнішим для прогнозування через суттєво вищий ціновий рівень, зміну структури імпорту та найвищу частку сар-годин, цілих 14,9%. Тобто модель навчена на простіших умовах і перевіряється в найважчих. Це є жорсткою оцінкою прогнозного потенціалу. Для побудови прогнозу на тестовій вибірці до рівняння (3.2а) підставлено фактичні значення всіх факторів. Такий підхід відповідає схемі умовного прогнозу за відомих значень регресорів.

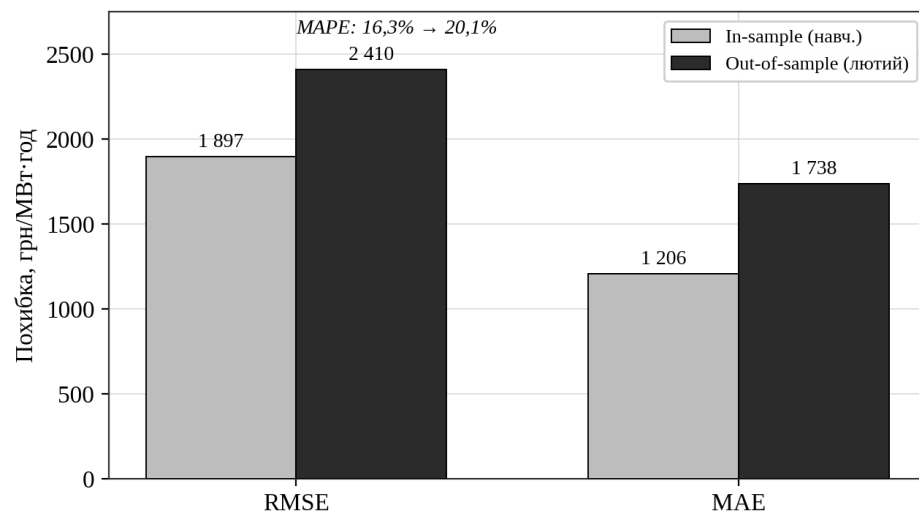


Рисунок 3.2 – Внутривибіркова та позавибіркова точність Моделі 1b

Джерело: побудовано автором на основі [8, 9]

Таблиця 3.7 – Результати позавибіркової валідації Моделі 1b (лютий 2026, n = 672)

Метрика	In-sample	Out-of-sample	Зміна
RMSE, грн/МВт·год	1 897	2 410	+27,0 %
MAE, грн/МВт·год	1 206	1 738	+44,1 %
MAPE, %	16,3	20,1	+3,8

Джерело: розроблено автором на основі [8, 9].

Out-of-sample RMSE = 2410 грн/МВт·год перевищує in-sample RMSE = 1897 грн/МВт·год на 27,0%. Таке погіршення є очікуваним і навіть порівняно невеликим для прогнозних моделей. Розрив між IS і OOS RMSE, менший за 30%, свідчить про

відсутність серйозного перенавчання. MAPE на тестовій вибірці = 20,1%, в середньому прогноз відхиляється від факту на 20,1% від фактичного значення. У літературі з прогнозування цін на електроенергію [1] MAPE у діапазоні 15–25% вважається прийнятним для добового горизонту при умовних прогнозах. Важливим є те, що MAE на тестовій вибірці зростає на 44,1% проти IS. Це значно більше, ніж RMSE +27,0%. Це свідчить що погіршення прогнозу у лютому є систематичним, а не лише через окремі екстремальні помилки.

Аналіз систематичних помилок прогнозу виявляє характерний патерн. Модель систематично занижує ціни у вечірній пік лютого 2026 року. Ця систематична похибка пояснюється кількома чинниками. По-перше, середня ціна вечірнього піку у лютому впритул наблизилась до кепу 15000 грн/МВт·год. Частка сар-годин у вечірній зоні лютого є надзвичайно високою. Модель, що не відтворює цензуючого ефекту прайс-кепу, систематично недооцінює фактичну ціну у ці години. По-друге, обсяг імпорту у лютому, що склало 1801 МВт суттєво вищий, ніж у навчальній вибірці, тоді як коефіцієнт при Total_Import є відносно невеликим. Таким чином, глибший дефіцит лютого недостатньо відтворений через лінійне обмеження специфікації. По-третє, структурна трансформація імпорту у лютому, зокрема через зростання частки Молдови до 37,5%, зниження Словаччини до 23,7%, могла змінити якість кожного МВт імпорту як інструмента балансування, чого модель не відтворює.

Незважаючи на виявлені обмеження, Модель 1b є практично корисним інструментом для кількох цілей. По-перше, для аналізу та оцінки факторів ціноутворення. Коефіцієнти моделі є незміщеними та статистично значущими оцінками чистих ефектів кожного фактора. По-друге, для ідентифікації регуляторних ефектів, коефіцієнт Post_Jan17 надає кількісну оцінку наслідків зміни режиму прайс-кепів. По-третє, для умовного прогнозування у типових умовах. MAPE = 20,1% є прийнятним для планування закупівель при відомих обсягах імпорту та часових характеристиках. Для нетипових умов, таких як вечірній пік лютого, сар-години, слід застосовувати консервативне коригування прогнозу вгору.

Повний діагностичний аналіз Моделі 1b дозволяє сформулювати такі висновки. По-перше, виявлена залишкова добова автокореляція, $LM_{24} = 560,9$, $p < 0,0001$, $ACF \text{ lag-24} = +0,475$, є структурним обмеженням специфікації. Наслідком зонного, а не погодинного, підходу до часових ефектів. Вона усунена на рівні статистичних висновків завдяки HAC(24)-коригуванню стандартних похибок. По-друге, ненормальність залишків, $JB = 2\,476,47$, $p < 0,0001$, $S = +0,909$, $K = 4,952$, є типовою для ринків електроенергії і не ставить під сумнів коректність оцінок коефіцієнтів завдяки центральній граничній теоремі при кількості 2136. По-третє, позавибіркова валідація підтверджує прийнятну прогнозну точність, хоча систематичне заниження вечірнього піку є обмеженням, яке слід враховувати при практичному застосуванні. По-четверте, розрив між IS RMSE 1897 грн/МВт·год та OOS RMSE 2410 грн/МВт·год у 27% свідчить про відсутність критичного перенавчання і підтверджує узагальнювальну здатність моделі.

3.4 Практичні рекомендації для учасників ринку та регулятора

Кінцевою метою будь-якого науково-прикладного економетричного дослідження є не лише здобуття нових знань про досліджуваний об'єкт, а й трансляція цих знань у конкретні рекомендації для осіб, що приймають рішення. Результати, отримані у підрозділах 3.1–3.3, містять кілька важливих кількісних висновків, безпосередньо придатних для практичного застосування. Передусім це стосується оцінки регуляторного ефекту зміни прайс-кепу, $+510$ грн/МВт·год, $p = 0,003$, та кількісних параметрів добового цінового профілю Evening_Peak: $+2039$ грн/МВт·год; Night: -615 грн/МВт·год. Також було виявлено залежності між обсягами імпорту та ціновим рівнем, прогностичні властивості моделі. У цьому підрозділі зазначені результати систематизовано у формі адресних рекомендацій для чотирьох груп учасників ринку та регуляторного органу.

Таблиця 3.8 – Практичні рекомендації за результатами дослідження

Адресат	Рекомендація	Кількісне обґрунтування
НКРЕКП	Проводити попередню кількісну оцінку цінових наслідків змін режиму прайс-кепів	$\text{Post_Jan17} = +510$ грн/МВт·год ($p = 0,003$)
НКРЕКП	Запровадити моніторинг cap-hit rate як індикатора дефіцитності	Cap-rate: 5,0 % $\rightarrow$ 15,4 % – трикратне зростання
Трейдери, промспоживачі	Переносити гнучке навантаження з 18–21 год у нічну зону (01–06)	Evening_Peak +2039; Night –615 грн/МВт·год
Трейдери, промспоживачі	Використовувати AR(1)-компонент для оперативного прогнозу	Price_lag1: $\beta = 0,699$, $t = 33,50$
НЕК «Укренерго»	Залучати додаткові балансуєчі резерви у вечірній пік (18–21 год)	OOS RMSE у піку > 3000 ; Evening недооцінюється
НЕК «Укренерго»	Диверсифікувати імпорт на користь Молдови та Румунії	SK $\downarrow 48,9 \rightarrow 23,7$; MD $\uparrow 21,0 \rightarrow 37,5$; RO $\uparrow 1,9 \rightarrow 9,8$ %
Міненерго	Пріоритезувати розширення NTC на румунському та угорському кордонах	Total_Import: max 2390 МВт у лютому

Джерело: розроблено автором на основі результатів підрозділів 3.1–3.3

Рекомендації у табл. 3.8 спираються на результати регресійних моделей та статистичного аналізу. Для НКРЕКП це перейти від інтуїтивного до доказового регулювання змін прайс-кепів, знизивши ризик непередбачуваних цінових стрибків для споживачів. Для Укренерго скоротити дисбаланси у вечірні пікові години та диверсифікувати залежність від єдиного імпортного коридору. Для Міністерства енергетики це закласти основу для довгострокового розширення NTC і запровадити систему кількісного моніторингу ринку. Зазначені рекомендації є актуальними для воєнного стану та збережуть свою значущість у перехідний повоєнний період, коли ринок потребуватиме активного регуляторного супроводу процесу відновлення генеруючих потужностей та залучення інвестицій.

ВИСНОВКИ

Кваліфікаційна бакалаврська робота присвячена економіко-математичному моделюванню та аналізу кон'юнктури ринку електричної енергії України в умовах військового часу. Емпіричну основу дослідження склала погодинна база даних обсягом 2160 спостережень за зимовий сезон 2025/2026 з 01.12.2025 по 28.02.2026, сформована на основі офіційних даних АТ «Оператор ринку» [8], ENTSO-E Transparency Platform [9] та постанов НКРЕКП [10, 11]. За результатами дослідження зроблено такі висновки.

1. Теоретико-методологічний аналіз підтвердив, що ринок електроенергії України є складною системою, функціонування якої в умовах повномасштабної війни набуло принципово нових характеристик. Синхронізація ОЕС України з мережею ENTSO-E 16 березня 2022 року відкрила технічну можливість ринкового транскордонного імпорту з країн ЄС та Молдови, що стало необхідною умовою балансування системи після захоплення ЗАЕС та масованих руйнувань теплових електростанцій. Встановлено, що ціноутворення на РДН у воєнний час визначається одночасною дією ринкових сигналів, регуляторних обмежень та структурного дефіциту пропозиції. Специфіка механізму черги заслуг в умовах, коли доступна потужність систематично є нижчою за попит, обумовлює часту зупинку ціни на межі граничної стелі. Тобто ринок перебуває у режимі цензурованого цінового розподілу. Методологічно доведено, що для статистично коректного аналізу таких умов є необхідним застосування НАС-стандартних похибок, тесту Бройша–Годфрі та позавибіркової валідації.

2. Аналіз структури генерації та попиту виявив масштаб структурного дефіциту в ОЕС України станом на зимовий сезон 2025/2026. Внаслідок захоплення ЗАЕС, систематичних руйнувань теплових електростанцій доступна встановлена потужність скоротилась приблизно наполовину порівняно з довоєнним рівнем. Основу власного виробництва склали атомні блоки трьох діючих АЕС. Це джерела, що технологічно не пристосовані до маневрування для покриття вечірнього

пікового навантаження. Ця асиметрія між базовою та маневровою потужністю є фундаментальною причиною стабільної різниці між вечірньою та нічною ціновими зонами понад 7000 грн/МВт·год протягом усього досліджуваного сезону. Попит скоротився приблизно на 20–30% через евакуацію та зупинку підприємств, однак це скорочення є значно меншим, ніж скорочення пропозиції. Це і визначає хронічний структурний дефіцит, кількісно відображений у зростанні середнього погодинного імпорту з 1247,3 МВт у грудні 2025 року до 1800,9 МВт у лютому 2026 року, що склало зріст на +44,4%.

3. Статистичний аналіз кон'юнктури ринку виявив прогресуюче цінове зростання та глибокі структурні трансформації цінового розподілу впродовж зимового сезону. Середня ціна РДН зросла з 6648,9 грн/МВт·год у грудні 2025 року до 9785,7 грн/МВт·год у лютому 2026 року. Частка годин із граничною ціною зросла з 5,1% у грудні до 14,9% у лютому. Розподіл цін зазнав принципової трансформації. Коефіцієнт асиметрії знизився з $S = +1,209$, двомодальний правосторонній розподіл грудня, до $S \approx +0,050$, практично симетричний розподіл лютого, а ексцес з $K = +1,069$ до $K = -1,692$, що зумовило перехід від гостровершинного до плоского розподілу. Міжквартильний розмах IQR зріс із 1712 грн/МВт·год у грудні до 9130 грн/МВт·год у лютому, що є кількісним свідченням кардинальної зміни характеру ринку. Від режиму низького базового рівня з рідкісними дорогими піками до режиму системного дефіцитного ринку з рівномірно розподіленими цінами. Коефіцієнт варіації 48,9% по всій вибірці є зіставним із піковою кризовою волатильністю ринків ЄС 2021–2022 рр. і свідчить про глибину структурного дефіциту в Україні.

4. Кореляційний аналіз встановив чотирирівневу ієрархію детермінант ціноутворення на РДН. Перший рівень це авторегресійні компоненти, $\text{Price_lag1 } r = +0,851$ та $\text{Price_lag24 } r = +0,759$, що відображають часову інерційність цінового ряду та добову сезонність. Другий рівень це нетто-імпорт, асоціація якого з ціною пояснюється спільною ендогенністю, реакцією обох показників на спільний чинник дефіциту генерації, а не прямою причинністю. Третій рівень це часові дамі змінні, $\text{Evening_Peak } r = +0,492$ та $\text{Night } r = -0,388$. Четвертий рівень це обсяги

транскордонного імпорту по окремих країнах, $Total_Import\ r = +0,476$. Функція автокореляції ціни демонструє характерний сезонний патерн із різким відновленням на лагу 24, $ACF_{24} = +0,759$, що статистично обґрунтовує двокомпонентну авторегресійну специфікацію у регресійній моделі. Висока взаємна кореляція $Total_Import$ та Net_Import при $r = +0,906$, $VIF \approx 5,4$, потребує включення до регресії лише одного з цих показників.

5. Регресійна модель ціноутворення на РДН, Модель 1 демонструє задовільну пояснювальну здатність, $R^2 = 0,7735$, $RMSE = 1902$ грн/МВт·год, $MAPE = 16,3\%$. Сім із восьми включених коефіцієнтів є статистично значущими при НАС(24)-стандартних похибках. Найбільший абсолютний ціновий ефект серед часових детермінантів є у вечірнього піку. $Evening_Peak = +2039,02$ грн/МВт·год, $p < 0,001$. Лише приналежність до вечірньої зони з 18 по 21 годину додає понад 2000 грн/МВт·год до ціни за рівних інших умов. Авторегресійний компонент $Price_lag1$ є найстатистичнішим елементом моделі, а значення менше одиниці гарантує стаціонарність авторегресійного процесу. Порівняння класичних МНК та НАС(24)-стандартних похибок підтвердило практичну значущість коригування. Для $Evening_Peak$ SE зросла з 127 до 207 грн/МВт·год. Без НАС-коригування t-статистики були б суттєво завищеними, а висновки про значущість є некоректними.

6. Ключовим статистичним результатом дослідження є ідентифікація регуляторного структурного зламу. У розширеній Моделі 1b включення $Post_Jan17$ призвело до того, що місячні коефіцієнти $Month_Jan$, $p = 0,713$, та $Month_Feb$, $p = 0,913$, втратили статистичну значущість, а $Post_Jan17 = +510,00$ грн/МВт·год є статистично достовірним. Розрахований $VIF(Post_Jan17) = VIF(Month_Feb) = 1,96$ підтверджує відсутність критичної лінійної мультиколінеарності між цими змінними. Ідентифікація ефекту спирається на 360 чистих годин з 17 по 31 січня, де $Month_Feb = 0$, але $Post_Jan17 = 1$ це вузьке, але достатнє ідентифікаційне вікно. Оцінка є умовною, без контролю за погодними змінними ми не можемо повністю відокремити регуляторний ефект від паралельного погіршення фізичного балансу у лютому. Тим не менш, результат свідчить, що цінове зростання у досліджуваному сезоні значною мірою пов'язане з регуляторним переходом 17 січня 2026 року, а не

з автономним внутрішньосезонним місячним трендом, що є важливим висновком для регуляторної практики НКРЕКП.

7. Повна діагностика Моделі 1b підтвердила теоретичні очікування щодо характеру залишків для погодинних цінових рядів електроенергії. Тест Бройша–Годфрі виявив значущу залишкову добову автокореляцію $LM_{24} = 560,94, p < 0,0001$, ACF залишків на лагу 24 год = +0,475. Тест Жарка–Бера підтвердив ненормальність залишків, $JB = 2\,476,47, p < 0,0001$, $S = +0,909$, $K = 4,952$. Обидва відхилення є типовими для ринків електроенергії. Добова автокореляція пояснюється зональним, а не погодинним, підходом до часових дам змінних ненормальність є важкими хвостами через цінові стрибки та цензурування сар-годин. Критично важливо, що ці відхилення не ставлять під сумнів незміщеність МНК-оцінок, а висновки про значущість коефіцієнтів захищені HAC(24)-коригуванням. Позавибіркова валідація на лютому 2026 показала $MAPE = 20,1\%$. Це прийнятний рівень для умовного прогнозу добового горизонту. Розрив між IS RMSE 1897 грн та OOS RMSE 2410 грн на рівні +27% свідчить про відсутність критичного перенавчання і підтверджує узагальнюючу здатність моделі.

8. На основі верифікованих результатів моделювання сформульовано десять практичних рекомендацій для чотирьох адресатів. Для НКРЕКП варто запровадити обов'язкову кількісну попередню оцінку цінових наслідків змін прайс-кепів із використанням методики підрозділу 3.2. Слід розглянути доцільність відновлення диференційованих зонних стель та впровадити моніторинг cap-hit rate за трирівневою системою порогів з 5%, 10% та 15%. Для трейдерів та промислових споживачів це перенесення гнучкого навантаження з вечірнього піку до нічної зони. Рекомендовано хеджування нічних обсягів через РДД. Це знижує вплив екстремальної волатильності. Для НЕК «Укренерго» рекомендовано залучати балансуючі резерви у вікні з 17 по 22 годину та стратегічно підтримувати диверсифікацію імпорту на користь Молдови та Румунії. Для Міністерства енергетики варто пріоритизувати розширення NTC на румунському та угорському кордонах та запровадити щомісячне оновлення регресійної моделі як інструменту моніторингу ринку.

Таким чином, результати кваліфікаційної бакалаврської роботи підтверджують, що ринок електроенергії України в умовах воєнного часу зазнав глибоких структурних трансформацій, які принципово відрізняють його від класичних ринкових моделей мирного часу. Поєднання дефіциту генерації, залежності від транскордонного імпорту та активного регуляторного втручання формує унікальне середовище, в якому традиційні ринкові механізми частково замінюються адміністративними інструментами. Побудований економетричний апарат дозволяє кількісно розмежовувати ефекти цих різних чинників, що є необхідною умовою для науково обґрунтованого управління ринком у перехідний від воєнного до повоєнного відновлення період. Методологічний внесок роботи полягає у доведенні того, що ігнорування регуляторних структурних зламів при моделюванні цін на електроенергію призводить до помилкової атрибуції регуляторних ефектів сезонним факторам це висновок, що має самостійну методологічну цінність для подальших досліджень у галузі економічної кібернетики та енергетичної економіки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Weron R. Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*. 2014. Vol. 30, Issue 4. P. 1030–1081. DOI: 10.1016/j.ijforecast.2014.08.008.
2. Суходоля О. М., Харазішвілі Ю. М., Рябцев Г. Л. Енергетична безпека України: перспективна модель управління ризиками : монографія. Київ : НІСД, 2024. URL: <https://niss.gov.ua/publikatsiyi/monohrafiyi/enerhetychna-bezpeka-ukrayiny-perspektyvna-model-upravlinnya-ryzykamy> (дата звернення: 01.03.2026).
3. Транскордонна торгівля електроенергією в Україні: від короткострокових імперативів безпеки постачання до об'єднання ринків : аналітичний звіт / Green Deal Ukraine. 2024. URL: <https://greendealukraina.org/uk/assets/images/reports/from-short-term-security-of-supply-imperatives-to-flow-based-market-coupling.pdf> (дата звернення: 01.03.2026).
4. Newey W. K., West K. D. A simple, positive semi-definite, heteroskedasticity and autocorrelation consistent covariance matrix. *Econometrica*. 1987. Vol. 55, Issue 3. P. 703–708. DOI: 10.2307/1913610.
5. Кількісні методи в економіці : навч. посіб. / Г. І. Великоіваненко, О. В. Піскунова, С. С. Ващаєв та ін. Київ : КНЕУ, 2024. 392 с.
6. Godfrey L. C. Testing against general autoregressive and moving average error models when the regressors include lagged dependent variables. *Econometrica*. 1978. Vol. 46, Issue 6. P. 1293–1301. DOI: 10.2307/1913829.
7. Jarque C. M., Bera A. K. A test for normality of observations and regression residuals. *International Statistical Review*. 1987. Vol. 55, Issue 2. P. 163–172. DOI: 10.2307/1403192.
8. АТ «Оператор ринку». Погодинні ціни купівлі-продажу електричної енергії на Ринку на добу наперед та Внутрішньодобовому ринку : офіційний сайт. URL: <https://www.oree.com.ua> (дата звернення: 01.03.2026).
9. ENTSO-E Transparency Platform. Net Cross-Border Physical Flows [Dataset 12.1.G]: official website. URL: <https://transparency.entsoe.eu> (date of access: 01.03.2026).

- 10.** Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). Постанова «Про граничні ціни на ринку на добу наперед, внутрішньодобовому ринку та балансуєчому ринку» від 25.07.2025. URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-granichni-cini-na-rinku-na-dobu-napered> (дата звернення: 20.02.2026).
- 11.** Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). Постанова «Про граничні ціни на ринку на добу наперед, внутрішньодобовому ринку та балансуєчому ринку» від 16.01.2026 (набрала чинності 17.01.2026). URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-granichni-cini-na-rinku-na-dobu-napered-vnutrishnodobovomu-rinku-ta-balansuyuchomu-rinku-6> (дата звернення: 20.02.2026).
- 12.** Stoft S. Power System Economics: Designing Markets for Electricity. Hoboken : IEEE Press / Wiley-Interscience, 2002. 496 p. ISBN 0-471-15040-1.
- 13.** Paraschiv F., Erni D., Pietsch R. The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices. Energy Policy. 2014. Vol. 73. P. 196–210. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.05.004.
- 14.** Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13 квітня 2017 р. № 2019-VIII. Відомості Верховної Ради України. 2017. № 27–28. Ст. 312.
- 15.** Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. Official Journal of the European Union. 2009. L 211. P. 55–93.
- 16.** Договір про заснування Енергетичного Співтовариства : підписано 25.10.2005, набрав чинності 01.07.2006 : Україна є договірною стороною з 01.02.2011. URL: <https://www.energy-community.org/legal/treaty.html> (дата звернення: 01.03.2026).
- 17.** ENTSO-E. Continental Europe successful synchronisation with Ukraine and Moldova power systems. 16 March 2022. URL: <https://www.entsoe.eu/news/2022/03/16/continental-europe-successful-synchronisation-with-ukraine-and-moldova-power-systems> (date of access: 20.02.2026).
- 18.** Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). Річний звіт про стан і функціонування ринку

електричної енергії України за 2024 рік. Київ : НКРЕКП, 2025. URL: <https://www.nerc.gov.ua/diyalnist/zviti> (дата звернення: 01.03.2026).

19. Ukraine's Energy Security and the Coming Winter / International Energy Agency (IEA). Paris : IEA, 2024. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cec49dc2-7d04-442f-92aa-54c18e6f51d6/UkrainesEnergySecurityandtheComingWinter.pdf> (дата звернення: 20.02.2026).

20. НЕК «Укренерго». Звіт про функціонування ОЕС України : офіційний сайт. URL: <https://ua.energy/activity/dispecherska-informaciya/zviti-peredachi-energiyi> (дата звернення: 20.02.2026).

21. Schweppe F. C., Caramanis M. C., Tabors R. D., Bohn R. E. Spot Pricing of Electricity. Boston : Kluwer Academic Publishers, 1988. 355 p. ISBN 0-89838-260-2.

22. Lago J., Marcjasz G., De Schutter B., Weron R. Forecasting day-ahead electricity prices: A review of state-of-the-art algorithms, best practices and an open-access benchmark. *Applied Energy*. 2021. Vol. 293. Article 116983. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116983.

23. Keles D., Scelle J., Paraschiv F., Fichtner W. Extended forecast methods for day-ahead electricity spot prices applying artificial neural networks. *Applied Energy*. 2016. Vol. 162. P. 218–230. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.09.081.

24. Engle R. F. Autoregressive conditional heteroscedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation. *Econometrica*. 1982. Vol. 50, Issue 4. P. 987–1007. DOI: 10.2307/1912773.

25. Hamilton J. D. Time Series Analysis. Princeton : Princeton University Press, 1994. 799 p. ISBN 0-691-04289-6.

26. White H. A heteroskedasticity-consistent covariance matrix estimator and a direct test for heteroskedasticity. *Econometrica*. 1980. Vol. 48, Issue 4. P. 817–838. DOI: 10.2307/1912934.

27. Wooldridge J. M. Introductory Econometrics: A Modern Approach. 7th ed. Mason : Cengage Learning, 2020. 816 p. ISBN 978-1-337-55886-0.

- 28.** Комп'ютерне дослідження динамічних моделей економіки : навч. посіб. / Ю. В. Коляда, Т. В. Кравченко, В. І. Трохановський та ін. / за заг. ред. Г. І. Великоіваненко. Київ : КНЕУ, 2021. 262 с.
- 29.** Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» : схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 № 605-р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/media/WORK%20FOLDER/Strategies/rozenergy2017.pdf> (дата звернення: 01.03.2026).
- 30.** Huisman R., Mahieu R. Regime jumps in electricity prices. *Energy Economics*. 2003. Vol. 25, Issue 5. P. 425–434. DOI: 10.1016/S0140-9883(03)00041-0.
- 31.** Weron R. *Modeling and Forecasting Electricity Loads and Prices: A Statistical Approach*. Chichester : Wiley, 2006. 330 p. ISBN 978-0-470-05753-7.
- 32.** Chow G. C. Tests of equality between sets of coefficients in two linear regressions. *Econometrica*. 1960. Vol. 28, Issue 3. P. 591–605. DOI: 10.2307/1910133.

i Метадані

документ

Заголовок

Миргородська_Іщук_плагіат

Автор

Миргородська

Науковий керівник / Експерт

Іщук

ІД документу

334098350

організація

Назва організації

Kyiv National Economic University named after Vadym Hetman
KNEU

підрозділ

кафедра штучного інтелекту, моделювання та статистики

звіт

Дата звіту

5/30/2026

Дата редагування

Обсяг знайдених подібностей

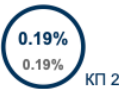
Коефіцієнт подібності визначає, який відсоток тексту по відношенню до загального обсягу тексту було знайдено в різних джерелах. Зверніть увагу, що високі значення коефіцієнта не автоматично означають плагіат. Звіт має аналізувати компетентна / уповноважена особа.



КП 1

25

Довжина фрази для коефіцієнта подібності 2



КП 2

13504

Кількість слів



КЦ

95600

Кількість символів

Тривога

У цьому розділі ви знайдете інформацію щодо текстових спотворень. Ці спотворення в тексті можуть говорити про МОЖЛИВІ маніпуляції в тексті. Спотворення в тексті можуть мати навмисний характер, але частіше характер технічних помилок при конвертації документа та його збереженні, тому ми рекомендуємо вам підходити до аналізу цього модуля відповідально. У разі виникнення запитань, просимо звертатися до нашої служби підтримки.

Заміна букв		5
Інтервали		0
Мікропробіли		1
Білі знаки		0
Парафрази (SmartMarks)		6

Джерела

Нижче наведений список джерел. В цьому списку є джерела із різних баз даних. Колір тексту означає в якому джерелі він був знайдений. Ці джерела і значення Коефіцієнту Подібності не відображають прямого плагіату. Необхідно відкрити кожне джерело і проаналізувати зміст і правильність оформлення джерела.

10 найдовших фраз		Колір тексту
#	НАЗВА ТА АДРЕСА ДЖЕРЕЛА URL (НАЗВА БАЗИ)	КІЛЬКІСТЬ ІДЕНТИЧНИХ СЛІВ (ФРАГМЕНТІВ)
1	https://ir.kneu.edu.ua/bitstreams/a8674972-8816-4738-b15f-4h2336552c23/download	26 (0.19%)