

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

ІНСТИТУТ ЕЛЕКТРОДИНАМІКИ НАЦІОНАЛЬНОЇ АКАДЕМІЇ НАУК УКРАЇНИ

ВІДДІЛЕННЯ ЦІЛЬОВОЇ ПІДГОТОВКИ

НАЦІОНАЛЬНОГО ТЕХНІЧНОГО УНІВЕРСИТЕТУ УКРАЇНИ «КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ
ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО» ПРИ НАЦІОНАЛЬНІЙ АКАДЕМІЇ НАУК УКРАЇНИ

СИСТЕМИ РИНКІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ПРАКТИКУМ

Навчальний посібник

Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
як навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра
за освітньою програмою «Енергетичний менеджмент, електропостачання та інжиніринг
електротехнічних комплексів»
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Укладачі: І.В. Блінов, Є.В. Парус

Електронне мережне навчальне видання

Київ

КПІ ім. Ігоря Сікорського
2024 КПІ ім. Ігоря Сікорського

УДК 621.311:681.3

Укладачі: *Блінов Ігор Вікторович*, д-р техн. наук, проф.
Парус Євген Володимирович, канд. техн. наук.

Рецензент *Зайцев Є.В.*, д-р техн. наук, старший науковий співробітник,
Інститут електродинаміки НАН України

Відповідальний редактор *Денисюк С.П.*, д-р техн. наук, проф.

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
(протокол № 8 від 20.06.2024 р.)
за поданням вченої ради навчально-наукового інституту енергозбереження та енергоменеджменту
(протокол № 9 від 28.02.2024 р.)*

Системи ринків електричної енергії. Практикум [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня магістра за освіт. програмою «Енергетичний менеджмент, електропостачання та інжиніринг електротехнічних комплексів» спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: І. В. Блінов, Є.В. Парус. – Електрон. текст. дані (1 файл). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2024. – 84 с.

Викладено основні положення щодо виконання практичних робіт, тематика яких обіймає розділи дисципліни «Системи ринків електричної енергії». Навчальне видання до виконання практичних робіт містить основні теоретичні відомості, програму роботи, приклади та вказівки для її виконання, завдання та контрольні запитання.

Висвітлено основні завдання з дослідження функцій попиту та пропозиції на ринку електричної енергії, аналізу ситуації на ринку електричної енергії України, розрахунку цін в сегментах оптового ринку електричної енергії, розрахунку цін та тарифів на роздрібному ринку електричної енергії, розрахунку вартості небалансів та прогнозування їх значень.

УДК 621.311:681.3

Реєстр. № НП 23/24-372. Обсяг 2,0 авт. арк.

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
проспект Берестейський, 37, м. Київ, 03056
<https://kpi.ua>

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців, виготовлювачів
і розповсюджувачів видавничої продукції ДК № 5354 від 25.05.2017 р.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1 Пошук ринкової рівноваги для ступінчатих графіків попиту і пропозиції, аналіз правил визначення рівноважної ціни на ринку електричної енергії	6
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2 Дослідження еластичності попиту на ринку електричної енергії	12
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3 Аналіз еластичності ринкової пропозиції	25
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4 Нормативно-правове регулювання ринку електричної енергії України	41
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 5 Структура купівлі-продажу електричної енергії за видами діяльності на ринку «на добу наперед» та ринку двосторонніх договорів.....	44
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 6 Формування ринкової складової вартості електричної енергії для споживача.....	52
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 7 Обчислення та прогнозування небалансів електричної енергії.....	55
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 8 Розрахунок ціни електричної енергії постачальника універсальних послуг та постачальника «останньої надії».....	68
ПРАКТИЧНА РОБОТА № 9 Розрахунок ціни постачальників електричної енергії за вільними цінами	73
Перелік посилань	76

ВСТУП

Сьогодні розвиток електроенергетики як в світі, так і в Україні відбувається в умовах ринкових відносин [1-8]. Планування роботи різних учасників ринку електричної енергії [9-15] вимагає врахуванням ринкової кон'юнктури, що зумовлює потребу у розумінні механізмів конкурентного ціноутворення [6, 7, 16-18] та навичках прогнозування впливу зовнішніх чинників на рівновагу [19-24] як в окремому ринковому сегменті, так і на ринку електричної енергії в цілому. При цьому перехід ОЕС України до синхронної роботи з ENTSO-E [25-27] та подальша інтеграція національного ринку електричної енергії до ринків електричної енергії європейських країн [28-32] додатково вимагає поглиблених знань щодо запровадження ринкових відносин в електроенергетиці.

Дисципліна «Системи ринків електричної енергії» висвітлює принципи організації та функціонування як окремих сегментів ринку електричної енергії України [33, 34], так і загальної системи ринків електричної енергії [35].

Метою навчальної дисципліни є формування відповідного рівня знань про принципи функціонування та взаємодії сегментів ринку електричної енергії з урахуванням особливостей формування ринкового попиту і ринкової пропозиції, а також впливу зовнішніх чинників на ринкову рівновагу. Розуміння чинників формування ринкової рівноваги [2, 16, 36] необхідне для засвоєння знань щодо механізмів ціноутворення в ринкових сегментах [33-35, 37-40], економічних результатів функціонування окремих учасників ринку та тарифоутворення для кінцевих споживачів [40-43]. Опанування дисципліни також є формування відповідного рівня знань і досвіду щодо функціонування ринку електричної енергії України [33, 34] та його основних сегментів [33, 40, 45, 46].

Функціонування більшості ринків електричної енергії базується на принципі двосторонньої подачі заявок щодо купівлі/продажу електричної енергії, відбір яких та подальші розрахунки здійснюються на перетині кривих попиту та пропозиції [1-

5]. Впровадження у липні 2019 року в Україні нової моделі ринку електричної енергії [47] супроводжувалося як появою нових ринкових сегментів [48, 49], так і появою нових учасників ринку. При цьому відбулися суттєві зміни у правилах взаємодії між учасниками ринку та принципах ціноутворення для них [40, 48-50], передусім – для кінцевого споживача [43, 46, 51], що працює на роздрібному ринку електричної енергії [51, 52].

Діюча сьогодні в Україні модель ринку електричної енергії надала споживачу право зміни постачальника електроенергії та можливість безпосередньої закупівлі електроенергії у ринкових сегментах [43, 51, 52]. Відповідно для споживачів електроенергії набули актуальності питання вибору оптимальної моделі закупівлі електроенергії [33, 34, 43, 52]. Вирішення такої задачі безпосереднім порівнянням різних варіантів закупівлі електроенергії ускладнене внаслідок функціонування в оптовій частині ринку кількох сегментів з різними принципами участі і різними правилами ціноутворення, а у роздрібній частині – постачальників із різними підходами до тарифоутворення для споживачів.

Навчальне видання призначене для здобувачів ступеня магістра за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка за освітньою програмою «Енергетичний менеджмент, електропостачання та інжиніринг електротехнічних комплексів».

В початковому посібнику викладено основні положення щодо виконання практичних робіт, тематика яких обіймає розділи дисципліни «Системи ринків електричної енергії». Навчальне видання до виконання практичних робіт містить основні теоретичні відомості, програму роботи, приклади та вказівки для її виконання, завдання та контрольні запитання. Висвітлено основні завдання з дослідження функцій попиту та пропозиції на ринку електричної енергії, аналізу ситуації на ринку електричної енергії України, розрахунку цін в сегментах оптового ринку електричної енергії, розрахунку цін та тарифів на роздрібному ринку електричної енергії, розрахунку вартості небалансів та прогнозування їх значень.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1

Пошук ринкової рівноваги для ступінчатих графіків попиту і пропозиції, аналіз правил визначення рівноважної ціни на ринку електричної енергії

Мета роботи – отримання практичних навичок побудови графіків попиту та пропозиції на аукціоні з купівлі-продажу електричної енергії, визначення рівноважної ціни та обсягу за результатами торгів, опанування різних правил визначення ціни

1.1. Основні теоретичні відомості

Аукціони з купівлі-продажу електричної енергії [33, 36] за кількістю сторін, що приймають участь в аукціоні, поділяються на односторонні та двосторонні.

Односторонні аукціони – достатньо розповсюджені механізми торгівлі електричною енергією чи послугами. Деякі приклади конкурентної торгівлі на ринку електричної енергії використанням механізмів односторонніх аукціонів:

- Оператор системи передачі продає доступний обсяг пропускної спроможності міждержавного перетину [54-59]: у даному випадку оператор системи передачі подає доступний обсяг пропускної спроможності (абсолютно нееластична пропозиція), а покупці конкурують між собою за купівлю цих обсягів (еластичний попит);

- Оператор системи передачі на ринку допоміжних послуг [9-12] закуповує ресурси регулювання режиму енергосистеми у постачальників таких послуг: у даному випадку Оператор системи передачі окремо по кожному виду допоміжних послуг подає необхідний обсяг послуги (абсолютно нееластичний попит), а постачальники допоміжних послуг конкурують за право продати ці послуги у межах заданого сумарно необхідного обсягу (еластична пропозиція);

– Виробники на платформі біржі електричної енергії продають прогнозовані обсяги генерації: у даному випадку виробник подає прогнозований обсяг виробництва електричної енергії (абсолютно нееластична пропозиція), а постачальники, трейдери чи споживачі конкурують між собою за купівлю електричної енергії (еластичний попит);

– Споживачі на роздрібному ринку [43, 46, 51, 52] влаштовують тендери для вибору постачальника електричної енергії: у даному випадку споживач електричної енергії визначає прогнозований обсяг споживання (без урахування означених споживачем додаткових умов чи вимог до постачальника – абсолютно нееластичний попит на електричну енергію), а постачальники конкурують між собою за право поставити і продати означені обсяги електричної енергії (еластична пропозиція).

Таким чином, особливості односторонніх аукціонів полягають у тому, що одна із функцій (попиту чи пропозиції) є абсолютно нееластичною по ціні, у той час як друга функція має еластичність по ціні.

Для учасників двостороннього аукціону з купівлі-продажу електричної енергії криві як попиту, так і пропозиції можуть подаватись у вигляді східчастих чи лінійних залежностей, що відображають подані учасниками аукціону цінові заявки та пропозиції щодо обсягів купівлі-продажу електричної енергії, наприклад на ринку «на добу наперед» [33, 34].

Найпростішим типом заявок щодо купівлі та продажу електричної енергії є дискретна фіксована цінова заявка (ЦЗ) [33, 36, 60-62]. В заявках/пропозиціях цього типу визначається лише одна цінова позиція {ціна; обсяг} (див. рис.1.1). Головним недоліком такого типу заявки є підвищена вірогідність її відхилення на аукціоні в цілому, якщо зазначена у заявці ціна виявиться вищою за граничну ціну визначеного розрахункового періоду часу.

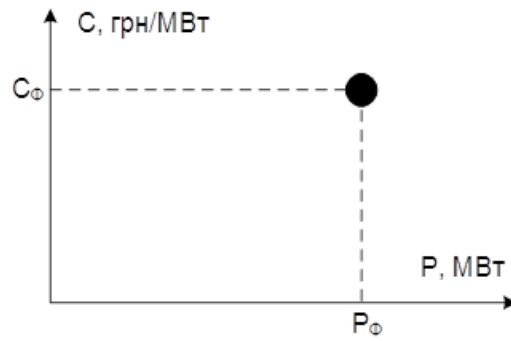


Рисунок 1.1 – Дискретна фіксована цінова заявка

Розглянемо приклад побудови ступінчатого графіку пропозиції на односторонньому аукціоні електричної енергії, де кожна заявка подається парою {ціна; обсяг}. А {1000; 10}; В {1500; 20} ; С {2000; 10} .

Для побудови пропозиції на продаж необхідно виконати ранжування заявок від найменшої до найбільшої ціни, що зазначена в пропозиціях.

Попит подається в односторонньому аукціоні нееластичним попитом ($E=0$), парою {ціна; обсяг} . $V \{ \infty; 40 \}$.

За результатами аукціону рівноважна ціна склала 2000 грн./МВт·год, рівноважний обсяг склав 40 МВт·год.

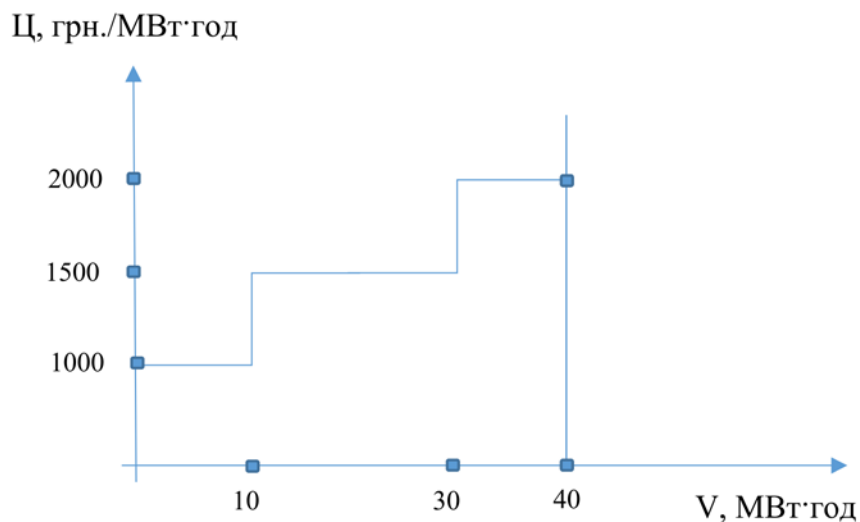


Рисунок 1.2. – Приклад побудови графіка одностороннього аукціону

Розглянемо приклад побудови ступінчатих графіків попиту та пропозиції на двосторонньому аукціоні електричної енергії та визначення маржинальної ціни та рівноважного обсягу, що склалась за результатами торгів.

Для прикладу. Кожна заявка на продаж подається парою {ціна; обсяг}. А {1000; 10}; В {1500; 20} ; С {2000; 10}.

Для побудови пропозиції на продаж необхідно виконати ранжування заявок від найменшої до найбільшої ціни, що зазначена в пропозиціях. Кожна заявка на купівлю подається парою {ціна; обсяг}. А {3000; 10}; В {2500; 20} ; С {1750; 10}.

Для побудови пропозиції на купівлю необхідно виконати ранжування заявок від найбільшої до найменшої ціни, що зазначена в пропозиціях.

За результатами аукціону рівноважна ціна склала 2000 грн./МВт·год, рівноважний обсяг склав 30 МВт·год.

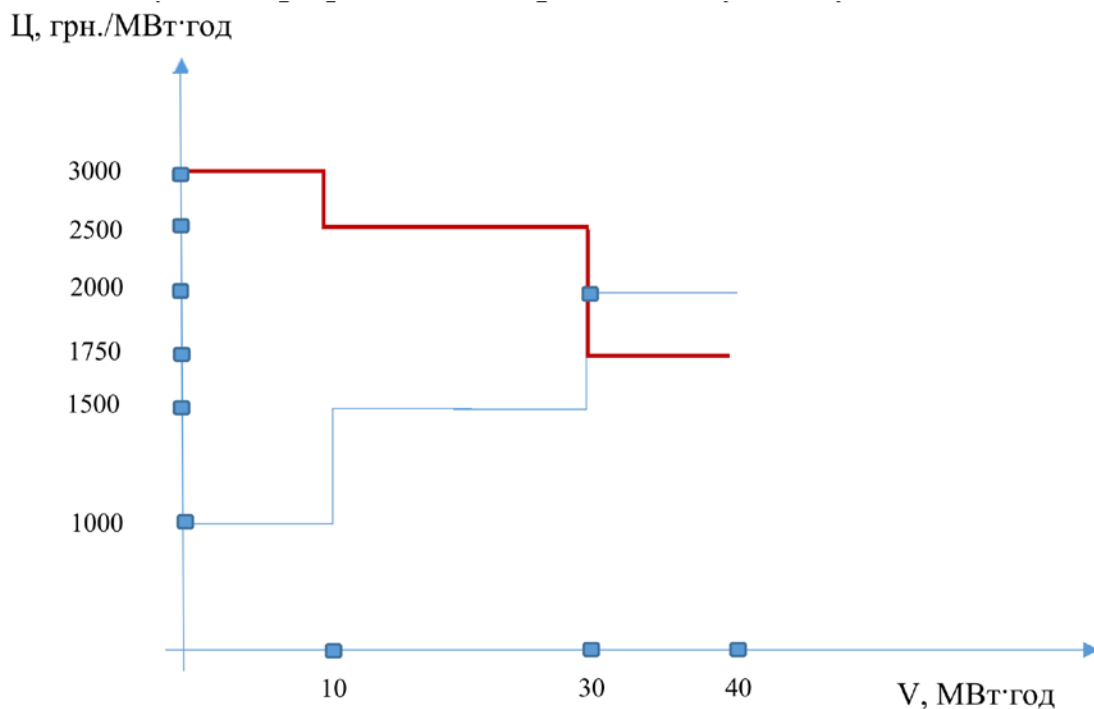


Рисунок 1.3 – Приклад побудови графіка двостороннього аукціону

Точка перетину східчастих кривих заявлених лотів покупців та продавців електричної енергії не завжди знаходитиметься на вертикальних гранях обох кривих, охоплюючи тим самим цілісні лоти як покупців, так і продавців електричної енергії. В більшості випадків вказана вище точка перетину “розриватиме” заявку покупця або продавця електричної енергії [33, 36]. Характерні випадки такого “розриву” наведено на рис. 1.4.

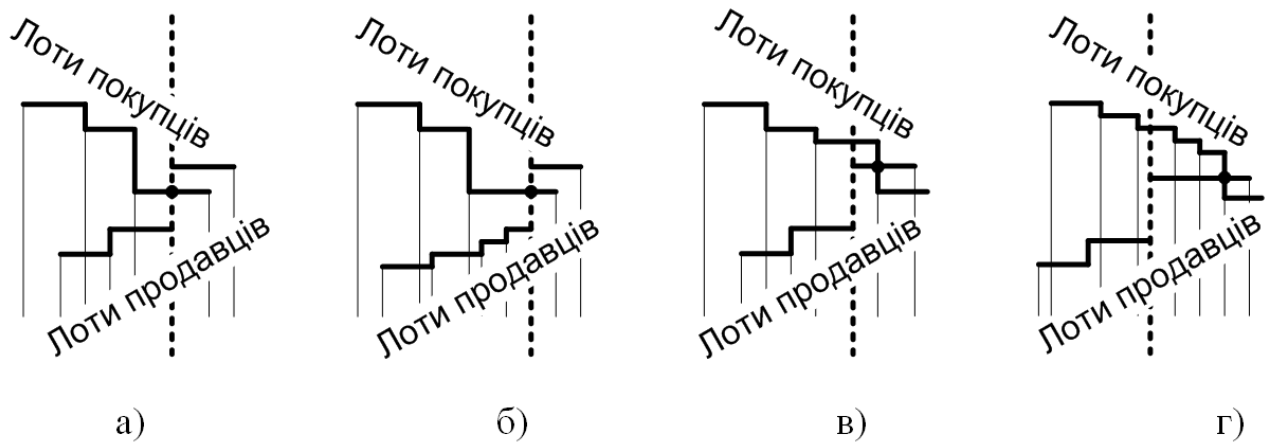


Рисунок 1.4 – Випадки “розриву” лоту (заявки) учасника ринку

Товстими лініями на рис.1.4 виділені східчасті криві заявлених лотів покупців та продавців електричної енергії. Точка перетину цих кривих може “розірвати” як лот покупця (випадки а, б на рис.1.4), так і лот продавця (випадки в, г на рис.1.4).

Крім того, в загальному випадку, обсяг, визначений в окремому лоті продавця електричної енергії, може балансуватись кількома лотами покупців електричної енергії (рис. 1.4, г). І навпаки, обсяг, визначений в окремому лоті покупця електричної енергії, може покриватись кількома лотами продавців електричної енергії (рис. 1.4, б). Тому, при визначенні переможців двостороннього аукціону електричної енергії, слід також враховувати сумарний попит та пропозиції.

Стохастичний в основному характер чисельних значень заявлених в лотах обсягів активної потужності практично унеможлиблює досягнення точного балансу

між сумарними обсягами пропозиції та попиту електричної енергії по заданим в лотах обсягам. Тому умова забезпечення точного балансу на аукціоні часто вимагає “розриву” окремого лота.

1.2 Контрольні питання та завдання

Завдання 1.

Побудувати ступінчатий графік пропозиції на односторонньому аукціоні електричної енергії та визначити маржинальну ціну, що склалась за результатами торгів. Визначити за результатами аналізу графіку рівноважну ціну та обсяг за результатами торгів.

Пропозиція на аукціоні складається з трьох заявок на продаж електричної енергії (згідно таблиці варіантів).

Завдання 2.

Побудувати ступінчаті графіки попиту та пропозиції на двосторонньому аукціоні електричної енергії та визначити маржинальну ціну, що склалась за результатами торгів. Визначити за результатами аналізу графіку рівноважну ціну та обсяг за результатами торгів.

Пропозиція на аукціоні складається з трьох заявок на продаж електричної енергії (згідно таблиці варіантів).

Завдання 3.

Самостійно дослідити випадки “розриву” лоту покупця або продавця електричної енергії та його вплив на результат аукціону.

Таблиця вибору варіанту надається викладачем.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2

Дослідження еластичності попиту на ринку електричної енергії

Мета роботи – отримання практичних навичок з розрахунків чисельного значення еластичності попиту та оцінки поведінки покупця електричної енергії за різних ринкових умов.

2.1 Основні теоретичні відомості

Еластичність попиту відображає рівень реакції покупців на зміну ринкової ціни. На ринку електроенергії еластичність попиту оцінюється як відношення зміни обсягів попиту на електроенергію dV до зміни ціни на електроенергію dC :

$$E_{abs} = \frac{dV}{dC} = \frac{V_2 - V_1}{C_1 - C_2}$$

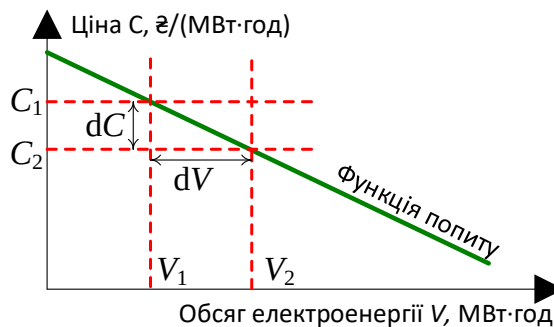


Рисунок 2.1 – Функція попиту

Якщо функція агрегованого попиту подається упорядкованою в напрямку спадання ціни лінійними фрагментами, то для кожного фрагменту із початковою C_1 і кінцевою C_2 цінами, а також визначеним у цьому фрагменті обсягом V_ϕ абсолютна еластичність кожного окремого фрагмента (ϕ) розраховується як:

$$E_{abs(\phi)} = \frac{dV}{dC} = \frac{V_\phi}{C_1 - C_2}. \quad (2.1)$$

Наразі електрична енергія широко розповсюджена як на виробництві, так і у побуті. В результаті електроенергія умовно відноситься до групи товарів першої необхідності з практичною відсутністю альтернативних видів товару і тому має

вкрай низький рівень еластичності. В екстремальних ситуаціях (наприклад, за морозної погоди), може спостерігатися навіть парадокс товарів Гіффена: попит на електроенергію збільшуватиметься не зважаючи на збільшення ринкової вартості електроенергії. Тому в країнах з ринковими формами ціноутворення в електроенергетиці зазвичай вартість електроенергії визначається характеристиками доступної пропозиції електроенергії.

Еластичність попиту при цьому в цілому відтворює рівень купівельної спроможності населення: чим бідніше населення, тим нижчий рівень еластичності.

В цих умовах в оптовій частині ринку покупці електроенергії відштовхуються від розуміння щодо необхідності купити увесь необхідний обсяг електроенергії, а цінові заявки формують виходячи із власної стратегії участі в окремих ринкових сегментах [12, 13, 63-65].

Тому розраховані за (2.1) значення еластичності для окремих цінових заявок призведуть до неінформативного набору значень, які різняться в широких межах на усьому інтервалі агрегованого графіка попиту без кореляції із рівнями цін:

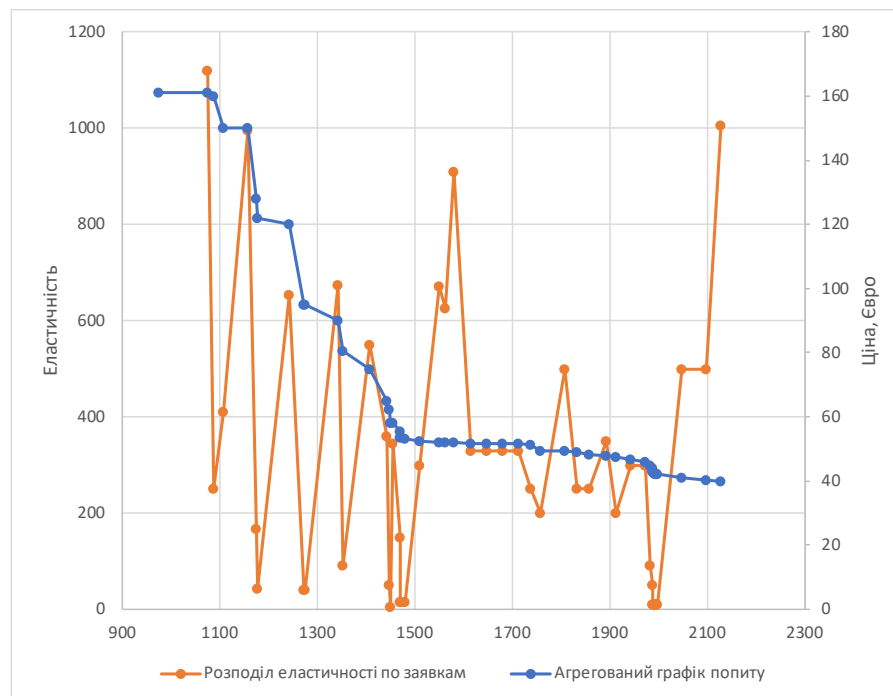


Рисунок 2.2. – Розраховані значення еластичності для окремих цінових заявок

Тому для аналізу функції попиту на ринку електроенергії зазвичай використовують інші формули оцінки рівня еластичності.

Узагальнені настрої покупців електроенергії в ринковому сегменті можливо оцінити розраховуючи еластичність E_{int} кожної цінової заявки з накопичувальним ефектом по ціні і обсягам, як показано на рис. 2.3:

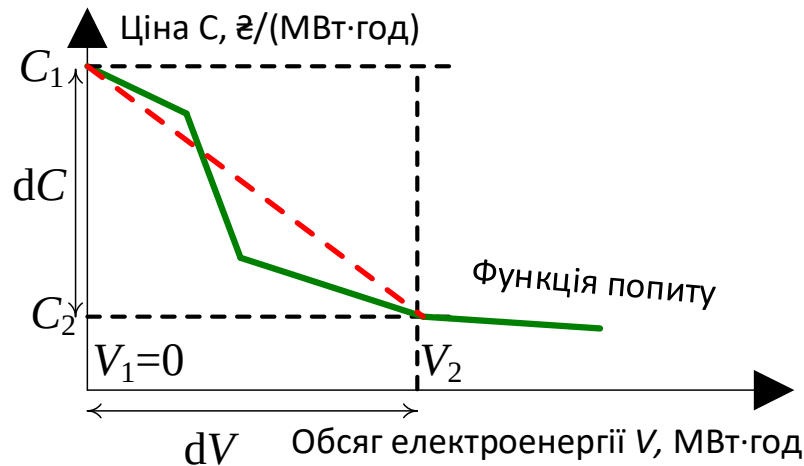


Рисунок 2.3. – Еластичність цінової заявки з накопичувальним ефектом

Якщо агрегований графік попиту подається упорядкованою за спаданням ціни множиною цінових заявок, то еластичність попиту на рівні k -ої заявки розраховується як:

$$E_{int} = \frac{dV}{dC} = \frac{\sum_{i=1}^{i=k} V_k}{C_1 - C_2} \quad (2.2)$$

Розраховані за наведеним принципом значення еластичності по кожній ціновій заявці дозволяють побудувати накопичувальну криву еластичності попиту, як показано на рис.2.4. Якщо розрахунки по (2.1) дозволяють оцінити еластичність попиту на рівні одного покупця (однієї цінової заявки), то розрахунки по (2.2) відображають інтегральну характеристику еластичності всієї функції попиту.

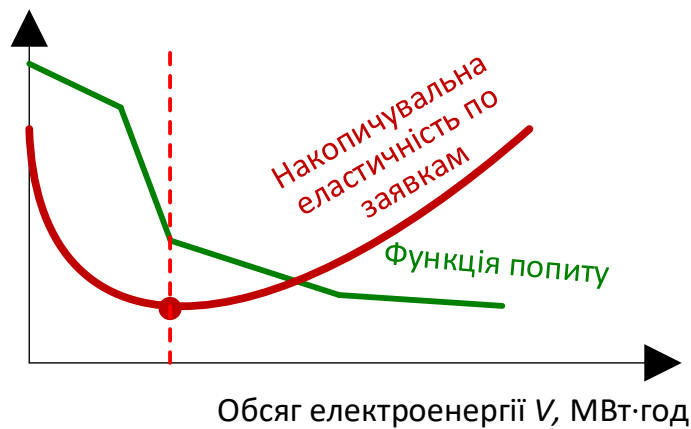


Рисунок 2.4 - Накопичувальна крива еластичності попиту

Вертикальна вісь на рис.2.4, яка проходить через точку мінімуму функції еластичності, розділяє функцію попиту на дві групи:

- ліва частина (зліва від точки мінімуму) функції попиту визначає групу покупців, готових купити електроенергію не зважаючи на високу ціну у ринковому сегменті;

- права частина (справа від точки мінімуму) функції попиту визначає групу покупців, готових купити електроенергію у ринковому сегменті лише за сприятливої ціни.

Ліва частина графіка попиту на рисунку 4 визначає для продавця електроенергії область низьких цінових ризиків в частині ймовірності продажу електроенергії, а права частина – область високих цінових ризиків в частині ймовірності продажу електроенергії.

Наведений на рис.2.4 графік еластичності характерний в пікові години доби в сезони максимальних завантажень енергосистеми. В нічні години доби сезону мінімальних завантажень, коли постачальники визначають невеликі обсяги купівлі електроенергії, функція еластичності попиту може спадати на всій області визначення, тобто взагалі не мати точки мінімуму. У цьому випадку вся область визначення функції попиту містить високі цінові ризики в частині ймовірності купівлі/продажу електроенергії.

В інших ситуаціях на ринку електроенергії можливе формування графіку еластичності попиту, в якому за областю стійкого зменшення значень еластичності слідує область, в якій значення еластичності не змінюється, або коливається у незначних межах. У цьому випадку, для визначення осі інтересів слід орієнтуватися на перший сегмент функції попиту, для якого значення функції еластичності стабілізується (чи починає коливатися вверх-вниз в незначному діапазоні).

Для оцінки реакції попиту на зміну ціни електроенергії слід розраховувати коефіцієнти точкової або дугової еластичності. Для наведених на рис.2.1 символів коефіцієнт точкової еластичності розраховується як:

$$E_T = \frac{\%dV}{\%dC} = \frac{\left(\frac{V_2 - V_1}{V_2}\right)}{\left(\frac{C_1 - C_2}{C_1}\right)}$$

При розрахунках окремо по кожній ціновій заявці $V_1=0$ і формула набуває вигляду:

$$E_T = \frac{1}{\left(\frac{C_1 - C_2}{C_1}\right)}$$

що спотворює результати розрахунків, коли обсяги електроенергії в цінових заявках значно різняться. Тому для аналізу функції попиту на електроенергію у ринковому сегменті рекомендується розраховувати коефіцієнт дугової еластичності:

$$E_d = \frac{\left(\frac{V_2 - V_1}{\frac{1}{2}(V_2 + V_1)}\right)}{\left(\frac{C_1 - C_2}{\frac{1}{2}(C_2 + C_1)}\right)} = \frac{\left(\frac{V_2 - V_1}{V_2 + V_1}\right)}{\left(\frac{C_1 - C_2}{C_2 + C_1}\right)} (\%) \quad (2.3)$$

За умови $V_1 = 0$ маємо:

$$E_d = \frac{1}{\left(\frac{C_1 - C_2}{C_2 + C_1}\right)} (\%) \quad (2.4)$$

Коефіцієнти точкової і дугової еластичності відображають, наскільки відсотків зміниться обсяг попиту, якщо ціна електроенергії зміниться на 1%.

Для загальної оцінки еластичності ринкового попиту слід розрахувати середнє арифметичне $E_d^{c/a}$ для всіх значень E_d , обчислених окремо для кожної цінової заявки.

Коефіцієнт дугової еластичності дозволяє оцінити загальний стан ринкового попиту. Основні критерії оцінки зведені до таблиці.

Відношення	Характеристика попиту
$E_d^{c/a} \rightarrow 0$	Абсолютно нееластичний попит. Покупці готові купити увесь заявлений обсяг електроенергії за визначеною продавцями ціною.
$E_d^{c/a} < 1$	Нееластичний попит. Покупці слабо реагують зміною заявлених обсягів на зміну ринкової ціни.
$E_d^{c/a} > 1$	Еластичний попит. Покупці активно реагують зміною заявлених обсягів на зміну ринкової ціни.
$E_d^{c/a} \gg 1 (\rightarrow \infty)$	Абсолютно еластичний попит. Покупці готові купити увесь заявлений обсяг електроенергії за визначеною постійною ціною агрегованого графіку попиту. Попит зростає, а ціна залишається незмінною.

Абсолютне значення зміни обсягу попиту за зміни ціни на 1% оцінюється за формулою:

$$dV_{abs} = \frac{E_d^{c/a} \cdot V_{од}}{100\%} \quad (2.5)$$

де: $V_{од}$ – одиничний обсяг електроенергії у функції попиту, наприклад МВт·год.

Розрахунки по формулі (2.1) окремо по кожній ціновій заявці дають коректний результат лише за умови, коли функцію попиту формують цінові заявки лінійного типу. Якщо функцію попиту формують цінові заявки ступінчатого типу, то розрахунки слід здійснювати з накопичувальним ефектом (за наведеним на рис.2.2 принципом) відносно всієї функції попиту, або окремо для кількох областей, виділених за візуально однаковим кутом нахилу функції попиту в межах кожної області.

Використання у (2.5) середнього арифметичного значення коефіцієнтів дугової еластичності запропоновано виключно з метою спрощення розрахунків. Якщо функція попиту має чітко виражений нелінійний характер (що характерно для попиту в електроенергетиці), для точної оцінки в (2.5) слід орієнтуватися на кут нахилу графіка функції попиту в області ринкової рівноваги.

2.2. Приклад виконання розрахунків

1. По формулі (2.1) розраховуємо значення E_{abs} для кожного лінійного фрагмента графіка попиту. Вхідні дані наведено в перших трьох стовпчиках на рис.2.1. Перший лінійний фрагмент має однакову початкову та кінцеву ціни і в розрахунках не враховується. Для другого фрагменту маємо:

$$E_{abs(2)} = \frac{V_{\phi}}{C_1 - C_2} = \frac{194,1}{170,09 - 170} = 2157$$

Аналогічно розраховуються значення абсолютної еластичності і для інших лінійних фрагментів з $C_1 \neq C_2$.

Для побудови графіка розподілу значень абсолютної еластичності по окремим ціновим заявкам попередньо для кожної цінової заявки розраховуємо значення обсягу торгів за умови, коли дана цінова заявка задовольняється останньою по формулі:

$$V_{T(k)} = \sum_{i=1}^{i=k} V_k$$

Результати виконаних в Excel розрахунків показані на рис. 2.5.

D4				$\sum_{i=1}^{i=k} V_k$	
	A	B	C	D	E
1	Варіант 24				
2	Ц1,€/ (МВт·год)	Ц2,€/ (МВт·год)	Заявлено, МВт·год		$E_{abs}(\phi)$
3	170,09	170,09	1000,3	1000,3	-
4	170,09	170	194,1	1194,4	2157
5	161,1	161	115,1	1309,5	1151
6	150,1	150	47	1356,5	470
7	128,1	128	9,6	1366,1	96
8	122	121,9	3	1369,1	30
9	90,1	90	67,1	1436,2	671
10	80,7	80,6	8	1444,2	80
11	70,1	70	0,1	1444,3	1
12	60,1	60	90	1534,3	900
13	40,1	40,1	3,1	1537,4	-
14	40,1	40	155,9	1693,3	1559
15	37,76	37,7	0,6	1693,9	10
16	36,8	36,7	1	1694,9	10
17	34,1	34	2	1696,9	20
18	29	28,92	12	1708,9	150
19	28,92	28,9	8	1716,9	400
20	27	26,9	35	1751,9	350
21	25,9	25,8	30	1781,9	300
22	25,4	25,3	96	1877,9	960
23	25,3	25,2	33	1910,9	330
24	25,2	25,1	33	1943,9	330
25	25,1	25	38,3	1982,2	383
26	25	24,9	63	2045,2	630
27	24,3	24,27	29,3	2074,5	977

Рисунок 2.5. – Приклад результатів розрахунків

Відображені на рис.2.5 дві числові колонки справа використовуються для побудови графіка розподілу абсолютної еластичності попиту по ціновим заявкам. Згенерований в Ехсел графік має вигляд:

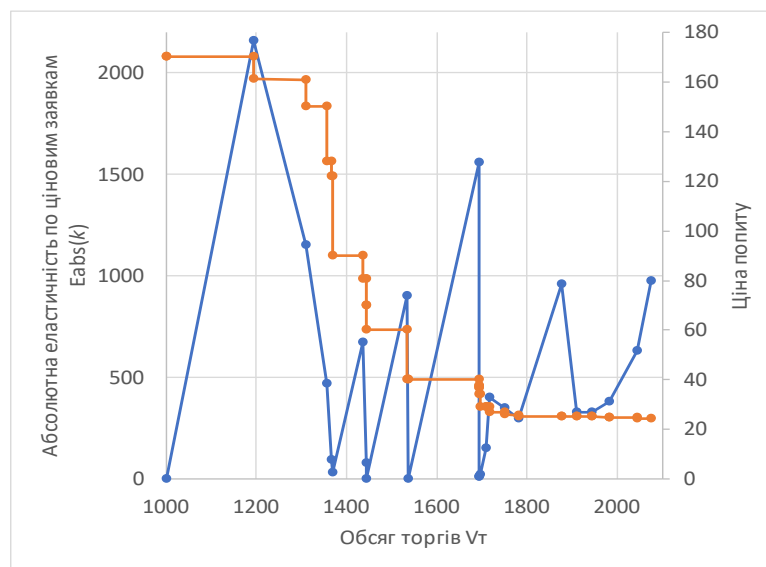


Рисунок 2.6. - Розподіл абсолютної еластичності попиту по ціновим заявкам

Як видно з рисунка, розраховані окремо по кожній ціновій заявці з купівлі електричної енергії значення абсолютної еластичності не надають ніякої корисної інформації щодо структури покупців електричної енергії.

Увага! Побудова за вхідними даними графіка функції попиту потребує навичок програмування макросів і тому не обов'язкова при виконанні практичного завдання. Проте створення відображених на рисунку вище суміщених графіків еластичності та функції попиту винагороджується додатковими заліковими балами.

2. По формулі (2.2) розраховуємо значення E_{int} для кожного лінійного фрагмента графіка попиту. Перший лінійний фрагмент має однакову початкову та кінцеву ціни і в розрахунках не враховується. Для другого фрагменту маємо:

$$E_{int} = \frac{V_{T(k)}}{C_1 - C_2} = \frac{1194,4}{170,09 - 170} = 13271,1$$

Результати виконаних в Ексел розрахунків показані на рис. 2.7.

Варіант 24								
Ц1,€/ (МВт-год)	Ц2,€/ (МВт-год)	Заявлено,МВт-год	$\sum_{i=1}^{i=k} V_k$	$E_{abs}(\Phi)$	C1	$\sum_{i=1}^{i=k} V_k$	E_{int}	
170,09	170,09	1000,3	1000,3	-	170,09	1000,3	-	
170,09	170	194,1	1194,4	2157	170,09	1194,4	13271,1	
161,1	161	115,1	1309,5	1151	170,09	1309,5	144,1	
150,1	150	47	1356,5	470	170,09	1356,5	67,5	
128,1	128	9,6	1366,1	96	170,09	1366,1	32,5	
122	121,9	3	1369,1	30	170,09	1369,1	28,4	
90,1	90	67,1	1436,2	671	170,09	1436,2	17,9	
80,7	80,6	8	1444,2	80	170,09	1444,2	16,1	
70,1	70	0,1	1444,3	1	170,09	1444,3	14,4	
60,1	60	90	1534,3	900	170,09	1534,3	13,9	
40,1	40,1	3,1	1537,4	-	170,09	1537,4	11,8	
40,1	40	155,9	1693,3	1559	170,09	1693,3	13,0	
37,76	37,7	0,6	1693,9	10	170,09	1693,9	12,8	
36,8	36,7	1	1694,9	10	170,09	1694,9	12,7	
34,1	34	2	1696,9	20	170,09	1696,9	12,5	
29	28,92	12	1708,9	150	170,09	1708,9	12,1	
28,92	28,9	8	1716,9	400	170,09	1716,9	12,2	
27	26,9	35	1751,9	350	170,09	1751,9	12,2	
25,9	25,8	30	1781,9	300	170,09	1781,9	12,3	
25,4	25,3	96	1877,9	960	170,09	1877,9	13,0	
25,3	25,2	33	1910,9	330	170,09	1910,9	13,2	
25,2	25,1	33	1943,9	330	170,09	1943,9	13,4	
25,1	25	38,3	1982,2	383	170,09	1982,2	13,7	
25	24,9	63	2045,2	630	170,09	2045,2	14,1	
24,3	24,27	29,3	2074,5	977	170,09	2074,5	14,2	

Рисунок 2.7. – Значення E_{int} для кожного лінійного фрагмента графіка попиту

Для зручності розрахунків та побудови графіка в Excel сформовано окремо колонку зі значенням початкової ціни функції попиту і скопійовано розраховану раніше колонку обсягів торгів.

Відображені на рис.2.8 дві числові колонки справа використовуються для побудови графіка розподілу абсолютної еластичності функції попиту в залежності від обсягу торгів. Згенерований в Excel графік має вигляд, як показано на рис.2.9. Для наочності відображення області навколо осі інтересів, використано лише фрагмент графіка зі значеннями еластичності меншими за 100.

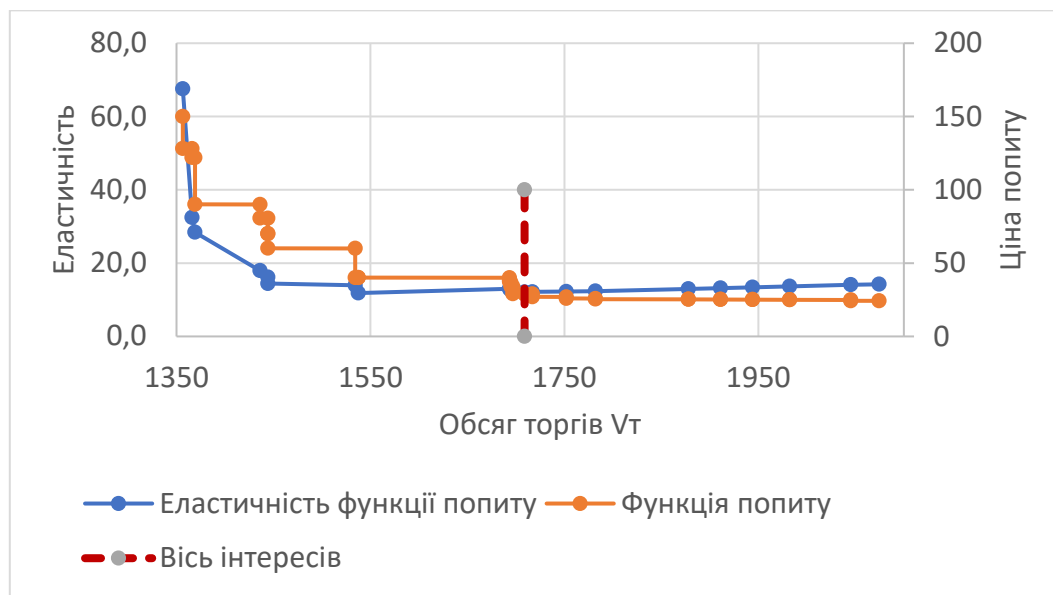


Рисунок 2.9. – Розподіл абсолютної еластичності функції попиту в залежності від обсягу торгів

На зображенні графіка еластичності функції попиту в залежності від обсягу торгів додатково нанесено вісь інтересів. Зліва від осі знаходяться цінові заявки покупців, які розраховують на купівлю електричної енергії передусім у певному ринковому сегменті. Справа від осі інтересів знаходяться цінові заявки покупців, які готові купувати електроенергію на цьому сегменті лише за сприятливої ціни. Розташування осі інтересів достатньо просто визначається за результатами розрахунків: вертикальна вісь інтересів проходить через початок фрагменту функції попиту, для якого значення еластичності починає збільшуватися (або через кінець

попереднього фрагменту функції попиту). Для даного прикладу вісь інтересів проходить через функцію попиту через точку з обсягом торгів 1708,9 МВт·год та граничною ціною 28,92 €/ (МВт·год).

Суміщення графіка еластичності з графіком функції попиту дозволяє наочно оцінити належність окремих цінових заявок до групи інтересів.

Увага! Побудова за вхідними даними графіка функції попиту потребує навичок програмування макросів і тому не обов'язкова при виконанні практичного завдання. Проте створення відображених на рисунку вище суміщених графіків еластичності та функції попиту винагороджується додатковими заліковими балами.

3. Окремо для кожного фрагменту функції попиту розраховуємо коефіцієнт дугової еластичності за формулою (5). Перший лінійний фрагмент має однакову початкову та кінцеву ціни і в розрахунках не враховується. Для другого фрагменту маємо:

$$E_d = \frac{1}{\left(\frac{C_1 - C_2}{C_2 + C_1}\right)} = \frac{(170,09 + 170)}{(170,09 - 170)} = 3778 [\%].$$

Розраховані в Ексел значення дугової еластичності відображені на рис.2.10.

14									
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Варіант 24								
2	Ц1,€/ (МВт·год)	Ц2,€/ (МВт·год)	Заявлено, МВт·год	$\sum_{i=1}^{i=k} V_k$	$E_{abs}(\Phi)$	C1	$\sum_{i=1}^{i=k} V_k$	E_{int}	E_d
3	170,09	170,09	1000,3	1000,3	-	170,09	1000,3	-	-
4	170,09	170	194,1	1194,4	2157	170,09	1194,4	13271,1	3778,8
5	161,1	161	115,1	1309,5	1151	170,09	1309,5	144,1	3221,0
6	150,1	150	47	1356,5	470	170,09	1356,5	67,5	3001,0
7	128,1	128	9,6	1366,1	96	170,09	1366,1	32,5	2561,0
8	122	121,9	3	1369,1	30	170,09	1369,1	28,4	2439,0
9	90,1	90	67,1	1436,2	671	170,09	1436,2	17,9	1801,0
10	80,7	80,6	8	1444,2	80	170,09	1444,2	16,1	1613,0
11	70,1	70	0,1	1444,3	1	170,09	1444,3	14,4	1401,0
12	60,1	60	90	1534,3	900	170,09	1534,3	13,9	1201,0
13	40,1	40,1	3,1	1537,4	-	170,09	1537,4	11,8	-
14	40,1	40	155,9	1693,3	1559	170,09	1693,3	13,0	801,0
15	37,76	37,7	0,6	1693,9	10	170,09	1693,9	12,8	1257,7
16	36,8	36,7	1	1694,9	10	170,09	1694,9	12,7	735,0
17	34,1	34	2	1696,9	20	170,09	1696,9	12,5	681,0
18	29	28,92	12	1708,9	150	170,09	1708,9	12,1	724,0
19	28,92	28,9	8	1716,9	400	170,09	1716,9	12,2	2891,0
20	27	26,9	35	1751,9	350	170,09	1751,9	12,2	539,0
21	25,9	25,8	30	1781,9	300	170,09	1781,9	12,3	517,0
22	25,4	25,3	96	1877,9	960	170,09	1877,9	13,0	507,0
23	25,3	25,2	33	1910,9	330	170,09	1910,9	13,2	505,0
24	25,2	25,1	33	1943,9	330	170,09	1943,9	13,4	503,0
25	25,1	25	38,3	1982,2	383	170,09	1982,2	13,7	501,0
26	25	24,9	63	2045,2	630	170,09	2045,2	14,1	499,0
27	24,3	24,27	29,3	2074,5	977	170,09	2074,5	14,2	1619,0
28									1447,7

Рисунок 2.10. – Приклад розрахунку значення дугової еластичності

Середнє арифметичне ненульових значень коефіцієнтів дугової еластичності для фрагментів функції попиту склало $E_d^{c/a} = 1447,7(\%)$. Таким чином, на РДН Угорщини спостерігаємо попит, що характеризується значною (умовно абсолютною) еластичністю. Покупці в цілому готові придбати заявлені обсяги електроенергії не зважаючи на високі ринкові ціни. На РДН зазвичай використовується розмірність обсягів електроенергії у МВт·год. Тоді одиничний обсяг у (2.5) становить $V_{од} = 1 \text{ МВт} \cdot \text{год}$. Тоді за формулою (2.5) обсяг зміни попиту в умовах зміни ціни електроенергії на 1% становить:

$$dV_{abs} = \frac{E_d^{c/a} \cdot V_{од}}{100\%} = \frac{1447,7 \cdot 1}{100\%} = 14,5 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

Враховуючи обернену пропорційність відношення обсягів попиту до ціни, маємо:

- за збільшення ціни електроенергії на 1% обсяг попиту скоротиться на 14,5 МВт·год;
- за зменшення ціни електроенергії на 1% обсяг попиту збільшиться на 14,5 МВт·год.

2.3 Контрольні питання та завдання

Для виконання практичного завдання рекомендується використовувати редактор електронних таблиць.

В якості вхідних даних подається погодинний графік агрегованої функції попиту на угорському ринку «на добу наперед» з ціновими заявками лінійного типу. По кожному лінійному фрагменту функції попиту ціни $C1$ і $C2$ подані у $\text{€}/(\text{МВт} \cdot \text{год})$, а обсяг V – у $\text{МВт} \cdot \text{год}$.

Необхідно виконати наступні завдання.

1. Для кожного фрагменту функції попиту (окремо по кожній ціновій заявці) по формулі (1) розрахувати значення абсолютної еластичності E_{abs} . Фрагменти з однаковою початковою та кінцевою цінами не враховуються. Побудувати графік

розподілу значень абсолютної еластичності по окремим ціновим заявкам, як показано на рисунку 2.2. Для отримання додаткових залікових балів сумістити отриманий графік з відображенням функції попиту.

2. Побудувати графік розподілу еластичності функції попиту подібно рисунку 4 по формулі (2.2). Для наочності допускається не відображати фрагменти графіка зі значенням еластичності $E_{int} > 100$. Для отримання додаткових залікових балів сумістити отриманий графік з відображенням функції попиту.

Визначити сукупний обсяг електроенергії та ціну у точці мінімуму накопичувальної еластичності.

3. Окремо для кожного фрагменту функції попиту розрахувати коефіцієнт дугової еластичності за формулою (2.4). Фрагменти з однаковою початковою та кінцевою цінами не враховуються. Розрахувати середнє арифметичне коефіцієнтів дугової еластичності для всіх фрагментів функції попиту. За формулою (2.5) розрахувати обсяг зміни попиту в умовах зміни ціни електроенергії на 1%.

4. Оформити результати розрахунків, описати хід виконання роботи та зробити висновки за результатами роботи.

Таблиця вибору варіанту надається викладачем.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3

Аналіз еластичності ринкової пропозиції

Мета роботи – отримання практичних навичок з розрахунків чисельного значення еластичності пропозиції та оцінки поведінки продавця електричної енергії за різних ринкових умов.

3.1 Основні теоретичні відомості

Еластичність пропозиції відображає рівень реакції продавців на зміну ринкової ціни. Аналогічно еластичності попиту, на ринку електроенергії еластичність пропозиції оцінюється як відношення зміни обсягів попиту на електроенергію dV до зміни ціни на електроенергію dC :

$$E_{abs} = \frac{dV}{dC} = \frac{V_2 - V_1}{C_2 - C_1}$$

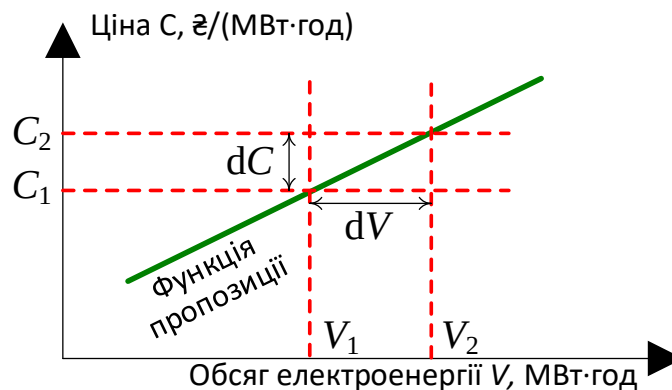


Рисунок 3.1. Функція пропозиції

Якщо функція агрегованої пропозиції подається упорядкованою в напрямку зростання ціни лінійними фрагментами, то для кожного фрагменту із початковою C_1 і кінцевою C_2 цінами, а також визначеним у цьому фрагменті обсягом V_ϕ абсолютна еластичність кожного окремого фрагмента (ϕ) розраховується як:

$$E_{abs(\phi)} = \frac{dV}{dC} = \frac{V_\phi}{C_2 - C_1} \cdot \quad (3.1)$$

Продаж електроенергії у сегменті ринку «на добу наперед» (РДН) [33, 34] можуть здійснювати, наприклад:

- виробники електроенергії, які мають не реалізовані в інших ринкових сегментах виробничі потужності;
- постачальники та/або великі споживачі, які закупили електроенергію у сегменті двосторонніх договорів і за уточненим прогнозом електроспоживання позбавляються «надлишків» закупленої електроенергії з метою зменшення обсягів та вартості небалансів;
- трейдери, які закупили електроенергію в інших оргових зонах (з нижчою вартістю електроенергії) та продають у даній торговій зоні ці обсяги з метою отримання економічної вигоди;
- ДП «Гарнтований покупець» задля релазії електричної енергії з відновлюваних джерел енергії [66-69];

Тому загальна структура функції пропозиції електроенергії у сегменті РДН залежить від ряду факторів та може суттєво змінюватися як у різні години доби, так і у різні сезони року.

Тому безпосередньо розраховані за (3.1) значення еластичності для окремих цінових заявок призведуть до неінформативного набору значень (рис.3.2), які різняться в широких межах на усьому інтервалі агрегованого графіка пропозиції без кореляції із рівнями цін.

Тому для аналізу функції пропозиції на ринку електроенергії зазвичай використовують інші формули оцінки рівня еластичності.

Узагальнені настрої продавців електроенергії в ринковому сегменті можливо оцінити розраховуючи еластичність E_{int} кожної цінової заявки з накопичувальним ефектом по ціні і обсягам, як показано на рис.3.3.

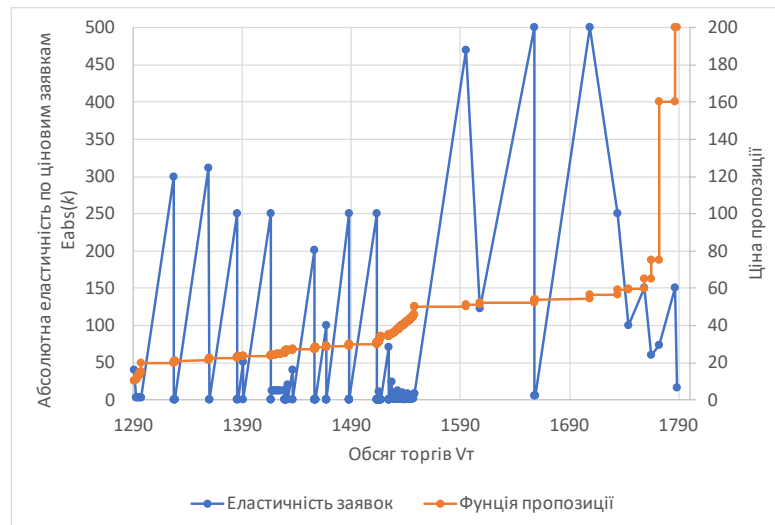


Рисунок 3.2. Значення еластичності для окремих цінових заявок

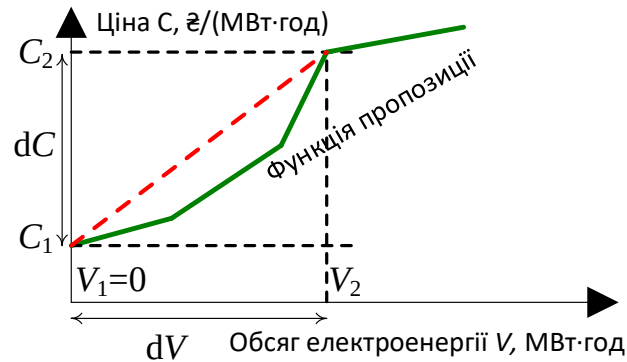


Рисунок 3.3. Еластичність цінової заявки з накопичувальним ефектом по ціні і обсягам

Якщо агрегований графік пропозиції подається упорядкованою за зростанням ціни множиною цінових заявок, то еластичність пропозиції на рівні k -ої заявки розраховується як:

$$E_{int} = \frac{dV}{dC} = \frac{\sum_{i=1}^{i=k} V_k}{C_2 - C_1} \quad (3.2)$$

Розраховані за наведеним принципом значення еластичності по кожній ціновій заявці дозволяють побудувати графік еластичності функції пропозиції, як показано на рис.3.4. Якщо розрахунки по (3.1) дозволяють оцінити еластичність пропозиції на рівні одного продавця (однієї цінової заявки), то розрахунки по (3.2) відображають інтегральну характеристику еластичності всієї функції пропозиції.

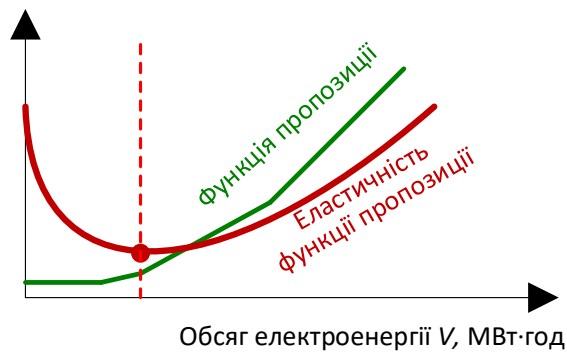


Рисунок 3.4. Графік еластичності функції пропозиції

Вертикальна вісь на рис.3.4, яка проходить через точку мінімуму функції еластичності, розділяє функцію пропозиції на дві групи:

- ліва частина (зліва від точки мінімуму) функції пропозиції визначає групу продавців, готових продати електроенергію не зважаючи на низьку ціну у ринковому сегменті;
- права частина (справа від точки мінімуму) функції пропозиції визначає групу продавців, готових продати електроенергію у ринковому сегменті лише за сприятливо високої ціни.

Ліва частина графіка пропозиції на рис.3.4 визначає для покупця електроенергії область низьких цінових ризиків в частині ймовірності купівлі електроенергії, а права частина – область високих цінових ризиків в частині ймовірності купівлі електроенергії.

Наведений на рис.3.4 графік еластичності характерний в пікові години доби в сезони максимальних завантажень енергосистеми. Сезони мінімальних завантажень виробники електроенергії зазвичай використовують для виведення з роботи енергоагрегатів електростанцій на планове технічне обслуговування. Відсутність на ринку помітної частини пропозиції електроенергії (особливо в години нічних провалів електроспоживання) призводить до того, що функція еластичності пропозиції може спадати на всій області визначення, тобто взагалі не мати точки мінімуму. У цьому випадку вся область визначення функції пропозиції містить високі цінові ризики в частині ймовірності купівлі/продажу електроенергії.

В інших ситуаціях на ринку електроенергії можливе формування графіку еластичності пропозиції, в якому за областю стійкого зменшення значень еластичності слідує область, в якій значення еластичності не змінюється, або коливається у незначних межах. У цьому випадку, для визначення осі інтересів слід орієнтуватися на перший сегмент функції пропозиції, для якого значення функції еластичності стабілізується (чи починає коливатися вверх-вниз в незначному діапазоні).

Для оцінки реакції пропозиції на зміну ціни електроенергії слід розраховувати коефіцієнти точкової або дугової еластичності. Для наведених на рис.3.1 символів коефіцієнт точкової еластичності розраховується як:

$$E_T = \frac{\%dV}{\%dC} = \frac{\left(\frac{V_2 - V_1}{V_2}\right)}{\left(\frac{C_2 - C_1}{C_1}\right)}.$$

При розрахунках окремо по кожній ціновій заявці $V_1=0$ і формула набуває вигляду:

$$E_T = \frac{1}{\left(\frac{C_2 - C_1}{C_1}\right)},$$

що спотворює результати розрахунків, коли обсяги електроенергії в цінових заявках значно різняться. Тому для аналізу функції пропозиції на електроенергію у ринковому сегменті рекомендується розраховувати коефіцієнт дугової еластичності:

$$E_d = \frac{\left(\frac{V_2 - V_1}{\frac{1}{2}(V_2 + V_1)}\right)}{\left(\frac{C_2 - C_1}{\frac{1}{2}(C_2 + C_1)}\right)} = \frac{\left(\frac{V_2 - V_1}{V_2 + V_1}\right)}{\left(\frac{C_2 - C_1}{C_2 + C_1}\right)} (\%) \quad (3.3)$$

За умови $V_1 = 0$ маємо:

$$E_d = \frac{1}{\left(\frac{C_2 - C_1}{C_2 + C_1}\right)} = \frac{C_2 + C_1}{C_2 - C_1} (\%) \quad (3.4)$$

Коефіцієнти точкової і дугової еластичності відображають, наскільки відсотків зміниться обсяг пропозиції, якщо ринкова ціна електроенергії зміниться на 1%. Враховуючи пряму пропорцію ціни та обсягів у функції пропозиції, маємо наступну логіку оцінки:

- на скільки % збільшиться обсяг пропозиції електроенергії, якщо ринкова ціна збільшиться на 1%;
- на скільки % зменшиться обсяг пропозиції електроенергії, якщо ринкова ціна зменшиться на 1%.

Для приблизної оцінки еластичності ринкової пропозиції, замість побудови графіка з накопичувальним ефектом, достатньо розрахувати середнє арифметичне $E_d^{c/a}$ для всіх значень E_d , обчислених окремо для кожної цінової заявки.

Коефіцієнт дугової еластичності дозволяє оцінити загальний стан ринкової пропозиції. Основні критерії оцінки зведені до таблиці.

Відношення	Характеристика пропозиції
$E_d^{c/a} \rightarrow 0$	Абсолютно нееластична пропозиція. Продавці готові продати увесь заявлений обсяг електроенергії за визначеною покупцями ціною.
$E_d^{c/a} < 1$	Нееластична пропозиція. Продавці слабо реагують зміною заявлених обсягів на зміну ринкової ціни.
$E_d^{c/a} > 1$	Еластична пропозиція. Продавці активно реагують зміною заявлених обсягів на зміну ринкової ціни.
$E_d^{c/a} \gg 1 (\rightarrow \infty)$	Абсолютно еластична пропозиція. Продавці готові продати увесь заявлений обсяг електроенергії за визначеною незмінною ціною за результатами аукціону, де ціноутворювальними є заявки продавців. Обсяг в пропозиції зростає, а ціна залишається незмінною.

Тоді абсолютне значення зміни обсягу пропозиції за зміни ціни на 1% оцінюється за формулою:

$$dV_{abs} = \frac{E_d^{c/a} \cdot V_{од}}{100\%} \quad (3.5)$$

де: $V_{од}$ – одиничний обсяг електроенергії у функції пропозиції, наприклад 1 МВт·год.

Розрахунки по формулі (3.1) окремо по кожній ціновій заявці дають коректний результат лише за умови, коли функцію пропозиції формують цінові заявки лінійного типу. Якщо функцію пропозиції формують цінові заявки ступінчатого типу, то розрахунки слід здійснювати з накопичувальним ефектом (за наведеним на рисунку 2 принципом) відносно всієї функції пропозиції, або окремо для кількох областей, виділених за візуально однаковим кутом нахилу функції пропозиції в межах кожної області.

Використання у (3.5) середнього арифметичного значення коефіцієнтів дугової еластичності запропоновано виключно з метою спрощення розрахунків. Якщо функція пропозиції має чітко виражений нелінійний характер (що характерно для пропозиції в електроенергетиці), для точної оцінки в (3.5) слід орієнтуватися на кут нахилу графіка функції пропозиції в області ринкової рівноваги.

Порівняння графіків абсолютної еластичності $E_{int}(V_T)$ для функцій попиту і пропозиції дозволяє оцінити ризики відхилення цінової заявки на торгах. У найпростішому випадку використовуються графіки абсолютної еластичності попиту та пропозиції з визначеною однією віссю для кожного з графіків. Співставлення таких графіків еластичності попиту і пропозиції дозволяє сформувати систему рейтингів: низькі, середні та високі ризики. Приклад такої системи рейтингу наведено на рис.3.5. Діапазони цін окремо для попиту та пропозиції для кожної із визначених областей ризику і надають практичну оцінку для цінової політики учасника аукціону.

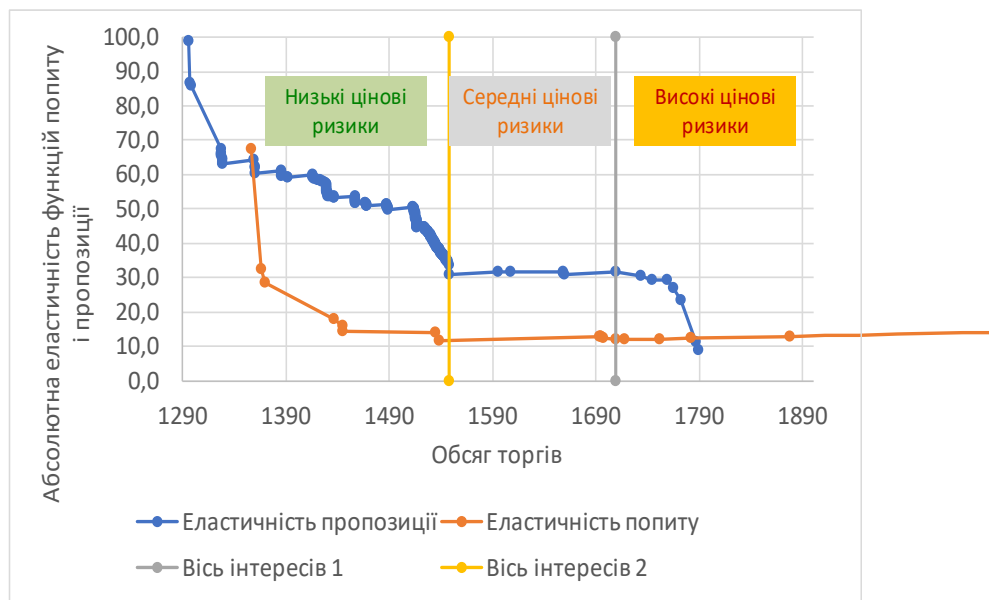


Рисунок 3.5. Співставлення графіків еластичності попиту і пропозиції

3.2. Приклад виконання розрахунків

1. По формулі (3.1) розраховуємо значення E_{abs} для кожного лінійного фрагмента графіка пропозиції. Вхідні дані наведено в перших трьох стовпчиках на рис.3.6. Перший лінійний фрагмент має однакову початкову та кінцеву ціни і в розрахунках не враховується. Для другого фрагменту маємо:

$$E_{abs(2)} = \frac{V_{\phi}}{C_2 - C_1} = \frac{286,6}{0,1 - 0,07} = 9553$$

Аналогічно розраховуються значення абсолютної еластичності і для інших лінійних фрагментів з $C_1 \neq C_2$.

Для побудови графіка розподілу значень абсолютної еластичності по окремим ціновим заявкам попередньо для кожної цінової заявки розраховуємо значення обсягу торгів за умови, коли дана цінова заявка задовольняється останньою по формулі:

$$V_{T(k)} = \sum_{i=1}^{i=k} V_k$$

Фрагмент результатів виконаних в Excel розрахунків показані на рисунку нижче:

D4				=D3+C4	
	A	B	C	D	E
1	Варіант 24				
2	Ц1,€/ (МВт-год)	Ц2,€/ (МВт-год)	Заявлено,МВт-год	$\sum_{i=1}^{i=k} V_k$	$E_{abs}(\Phi)$
3	0,07	0,07	1000,3	1000,3	-
4	0,07	0,1	286,6	1286,9	9553
5	10	10,1	4	1290,9	40
6	10,4	11	1,8	1292,7	3
7	11	11,2	0,6	1293,3	3
8	12,4	13	1,5	1294,8	3
9	13	13,2	0,5	1295,3	3
10	14,4	15	1,5	1296,8	3
11	15	15,2	0,5	1297,3	3
12	19,6	19,7	30	1327,3	300
13	20	20,1	0,06	1327,36	1
14	20,1	20,2	0,07	1327,43	1
15	20,2	20,3	0,07	1327,5	1
16	20,3	20,6	0,2	1327,7	1
17	20,6	20,7	0,06	1327,76	1
18	20,7	21	0,21	1327,97	1
19	21	21,1	0,06	1328,03	1
20	21,1	21,2	31,07	1359,1	311
21	21,2	21,9	0,47	1359,57	1
22	21,9	22	0,07	1359,64	1
23	22	22,6	0,4	1360,04	1
24	22,6	22,7	25,07	1385,11	251
25	22,7	22,8	0,06	1385,17	1
26	22,8	22,9	0,07	1385,24	1
27	22,9	23	0,07	1385,31	1

Рисунок 3.6. Приклад результатів виконаних розрахунків

Відображені на рис.3.6 дві числові колонки справа використовуються для побудови графіка розподілу абсолютної еластичності пропозиції по ціновим заявкам. Згенерований в Excel графік має вигляд наведений на рис.3.7.

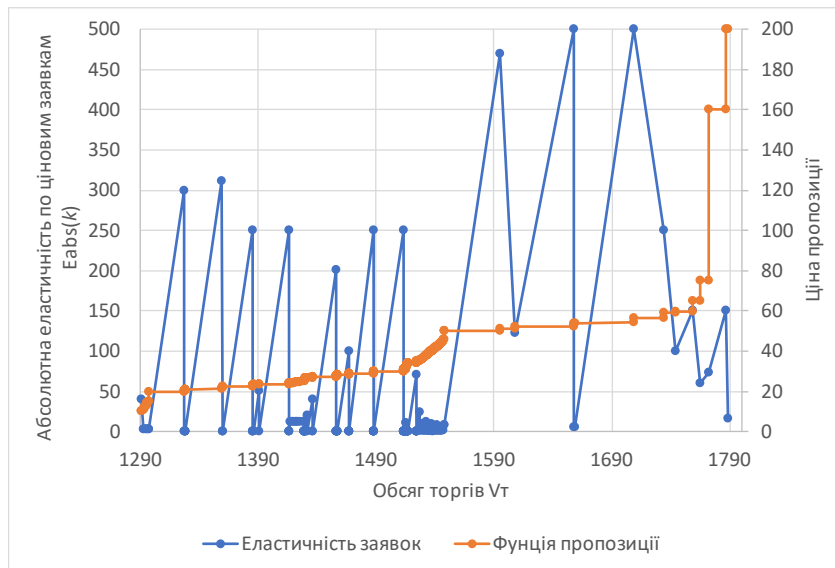


Рисунок 3.7. Приклад побудови графіка розподілу абсолютної еластичності пропозиції по ціновим заявкам

Як видно з рисунка, розраховані окремо по кожній ціновій заявці з продажу електричної енергії значення абсолютної еластичності не надають ніякої корисної інформації щодо структури продавців електричної енергії.

Увага! Побудова за вхідними даними графіка функції пропозиції потребує навичок програмування макросів і тому не обов'язкова при виконанні практичного завдання. Проте створення відображених на рисунку вище суміщених графіків еластичності та функції пропозиції винагороджується додатковими заліковими балами.

2. По формулі (3.2) розраховуємо значення E_{int} для кожного лінійного фрагмента графіка пропозиції. Перший лінійний фрагмент має однакову початкову та кінцеву ціни і в розрахунках не враховується. Для другого фрагменту маємо:

$$E_{int} = \frac{V_{T(k)}}{C_2 - C_1} = \frac{1286,9}{0,1 - 0,07} = 42896,7$$

Фрагмент результатів виконаних в Excel розрахунків показаний на рисунку нижче. Для зручності розрахунків та побудови графіка в Excel сформовано окремо колонку зі значенням початкової ціни функції пропозиції і скопійовано розраховану раніше колонку обсягів торгів.

1	A	B	C	D	E	F	G	H
2	Ц1, €/ (МВт-год)	Ц2, €/ (МВт-год)	Заявлено, МВт-год	$\sum_{i=1}^{i=H} V_i$	$E_{abs}(\Phi)$	C1	$\sum_{i=1}^{i=H} V_i$	E_{int}
3	0,07	0,07	1000,3	1000,3	-	0,07	1000,3	-
4	0,07	0,1	286,6	1286,9	9553	0,07	1286,9	42896,7
5	10	10,1	4	1290,9	40	0,07	1290,9	128,7
6	10,4	11	1,8	1292,7	3	0,07	1292,7	118,3
7	11	11,2	0,6	1293,3	3	0,07	1293,3	116,2
8	12,4	13	1,5	1294,8	3	0,07	1294,8	100,1
9	13	13,2	0,5	1295,3	3	0,07	1295,3	98,7
10	14,4	15	1,5	1296,8	3	0,07	1296,8	86,9
11	15	15,2	0,5	1297,3	3	0,07	1297,3	85,7
12	19,6	19,7	30	1327,3	300	0,07	1327,3	67,6
13	20	20,1	0,06	1327,36	1	0,07	1327,36	66,3
14	20,1	20,2	0,07	1327,43	1	0,07	1327,43	65,9
15	20,2	20,3	0,07	1327,5	1	0,07	1327,5	65,6
16	20,3	20,6	0,2	1327,7	1	0,07	1327,7	64,7
17	20,6	20,7	0,06	1327,76	1	0,07	1327,76	64,4
18	20,7	21	0,21	1327,97	1	0,07	1327,97	63,4
19	21	21,1	0,06	1328,03	1	0,07	1328,03	63,1
20	21,1	21,2	31,07	1359,1	311	0,07	1359,1	64,3
21	21,2	21,9	0,47	1359,57	1	0,07	1359,57	62,3
22	21,9	22	0,07	1359,64	1	0,07	1359,64	62,0
23	22	22,6	0,4	1360,04	1	0,07	1360,04	60,4
24	22,6	22,7	25,07	1385,11	251	0,07	1385,11	61,2
25	22,7	22,8	0,06	1385,17	1	0,07	1385,17	60,9
26	22,8	22,9	0,07	1385,24	1	0,07	1385,24	60,7
27	22,9	23	0,07	1385,31	1	0,07	1385,31	60,4
28	23	23,4	0,27	1385,58	1	0,07	1385,58	59,4

Рисунок 3.8. Розрахунок значення E_{int} для кожного лінійного фрагмента графіка пропозиції

Відображені на рисунку дві числові колонки справа використовуються для побудови графіка розподілу абсолютної еластичності функції пропозиції в залежності від обсягу торгів. Згенерований в Ексел графік має вигляд наведений на рис.3.9.

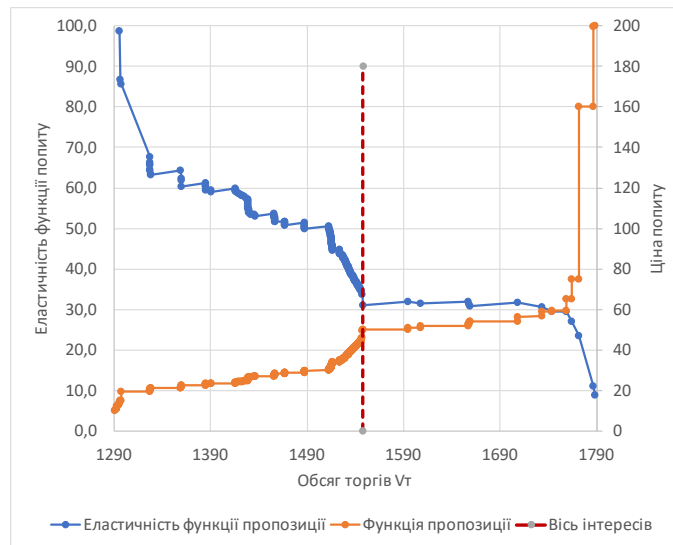


Рисунок 3.9. Графік розподілу абсолютної еластичності функції пропозиції в залежності від обсягу торгів

Для наочності відображення області навколо осі інтересів, використано лише фрагмент графіка зі значеннями еластичності меншими за 100. На зображенні графіка еластичності функції пропозиції в залежності від обсягу торгів додатково

нанесено вісь інтересів. Зліва від осі знаходяться цінові заявки продавців, які слід реалізувати обов'язково. Справа від осі інтересів знаходяться цінові заявки тих продавців, які готові продавати електроенергію на РДН лише за сприятливої для них ціни. Розташування осі інтересів у більшості випадків достатньо просто визначається за результатами розрахунків: вертикальна вісь інтересів проходить через початок фрагменту функції попиту, для якого значення еластичності починає збільшуватися (або через кінець попереднього фрагменту функції попиту). У більш складних випадках, на наявності кількох екстремумів функції еластичності слід орієнтуватися на загальний вигляд графіка. Для даного прикладу вісь інтересів проходить через функцію пропозиції через точку з обсягом торгів 1548,2 МВт·год та граничною ціною 31 €/МВт·год).

Суміщення графіка еластичності з графіком функції пропозиції дозволяє наочно оцінити належність окремих цінових заявок до групи інтересів.

Увага! Побудова за вхідними даними графіка функції пропозиції потребує навичок програмування макросів і тому не обов'язкова при виконанні практичного завдання. Проте створення відображених на рисунку вище суміщених графіків еластичності та функції попиту винагороджується додатковими заліковими балами.

3. Окремо для кожного фрагменту функції пропозиції розраховуємо коефіцієнт дугової еластичності за формулою (3.5). Перший лінійний фрагмент має однакову початкову та кінцеву ціни і в розрахунках не враховується. Для другого фрагменту маємо:

$$E_d = \frac{C_2 + C_1}{C_2 - C_1} = \frac{(0,1 + 0,07)}{(0,1 - 0,07)} = 5,7 [\%].$$

Фрагмент розрахованих в Excel значень дугової еластичності відображений на рис.3.10.

=(A4+B4)/(B4-A4)									
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Варіант 24								
2	Ц1,€/ (МВт·год)	Ц2,€/ (МВт·год)	Заявлено, МВт·год	$\sum_{i=1}^{i=n_k} V_{ik}$	$E_{abs}(\varphi)$	C1	$\sum_{i=1}^{i=n_k} V_{ik}$	E_{int}	E_d
3	0,07	0,07	1000,3	1000,3	-	0,07	1000,3	-	-
4	0,07	0,1	286,6	1286,9	9553	0,07	1286,9	42896,7	5,7
5	10	10,1	4	1290,9	40	0,07	1290,9	128,7	201,0
6	10,4	11	1,8	1292,7	3	0,07	1292,7	118,3	35,7
7	11	11,2	0,6	1293,3	3	0,07	1293,3	116,2	111,0
8	12,4	13	1,5	1294,8	3	0,07	1294,8	100,1	47,3
9	13	13,2	0,5	1295,3	3	0,07	1295,3	98,7	131,0
10	14,4	15	1,5	1296,8	3	0,07	1296,8	86,9	49,0
11	15	15,2	0,5	1297,3	3	0,07	1297,3	85,7	151,0
12	19,6	19,7	30	1327,3	300	0,07	1327,3	67,6	399,0
13	20	20,1	0,06	1327,36	1	0,07	1327,36	66,3	401,0
14	20,1	20,2	0,07	1327,43	1	0,07	1327,43	65,9	403,0
15	20,2	20,3	0,07	1327,5	1	0,07	1327,5	65,6	405,0
16	20,3	20,6	0,2	1327,7	1	0,07	1327,7	64,7	136,3
17	20,6	20,7	0,06	1327,76	1	0,07	1327,76	64,4	413,0
18	20,7	21	0,21	1327,97	1	0,07	1327,97	63,4	139,0
19	21	21,1	0,06	1328,03	1	0,07	1328,03	63,1	421,0
20	21,1	21,2	31,07	1359,1	311	0,07	1359,1	64,3	423,0
21	21,2	21,9	0,47	1359,57	1	0,07	1359,57	62,3	61,6
22	21,9	22	0,07	1359,64	1	0,07	1359,64	62,0	439,0

Рисунок 3.10. Приклад розрахунку значень дугової еластичності

Середнє арифметичне ненульових значень коефіцієнтів дугової еластичності для фрагментів функції пропозиції склало $E_d^{c/a} = 685,1(\%)$. На РДН зазвичай використовується розмірність обсягів електроенергії у МВт·год. Тоді одиничний обсяг у (3.5) становить $V_{од} = 1$ МВт · год. Тоді за формулою (5) обсяг зміни попиту в умовах зміни ціни електроенергії на 1% становить:

$$dV_{abs} = \frac{E_d^{c/a} \cdot V_{од}}{100\%} = \frac{685,1 \cdot 1}{100\%} = 6,85 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Враховуючи пряму пропорційність відношення обсягів попиту до ціни, маємо:

- за збільшення ціни електроенергії на 1% обсяг пропозиції збільшиться на 6,85 МВт·год;
- за зменшення ціни електроенергії на 1% обсяг пропозиції скоротиться на 6,85 МВт·год.

Порівняння отриманого значення дугової еластичності пропозиції зі значенням дугової еластичності попиту, отриманому при розрахунках першої практичної роботи зведено до таблиці.

Функція	Зміна обсягів за зміни ринкової ціни на 1%	
	%	МВт·год
Попит	1447,7	14,5
Пропозиція	685,1	6,85

Як видно, попит та пропозиція на РДН Угорщини характеризується високими значеннями еластичності попиту та пропозиції. Проте еластичність пропозиції більш ніж у двічі менша за еластичність попиту. За даних значень попит слід вважати значно (абсолютно) еластичним, а пропозицію – високо еластичною. Тому основним чинником ціноутворення на РДН Угорщини слід вважати конкурентну боротьбу між продавцями електроенергії.

4. Співставимо графіки еластичності $E_{int}(V_T)$ попиту та пропозиції. Области ризиків матимуть наступний вигляд (рис.3.11).

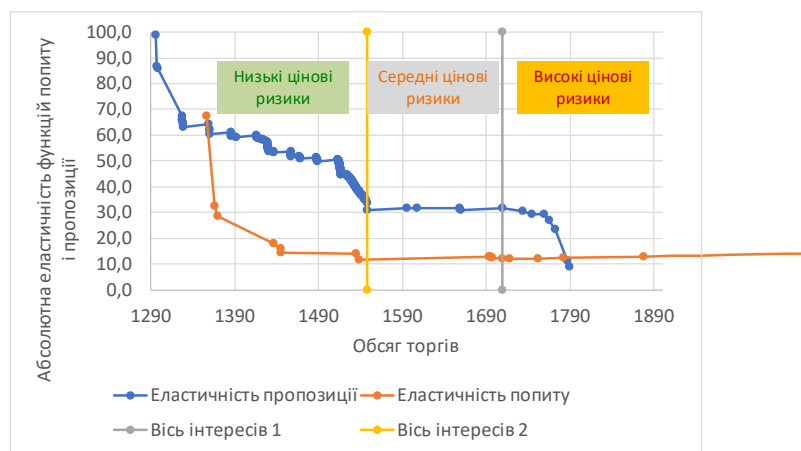


Рисунок 3.11. Співставлення графіків еластичності $E_{int}(V_T)$ попиту та пропозиції

Графіки попиту та пропозиції перетинаються осями інтересів для обсягів торгів 1548,2 та 1708,9 МВт·год. Використовуючи графіки попиту та пропозиції визначаємо діапазони цін, які відповідають трьом областям ризику окремо для покупця (ціни в точках перетину функції попиту двома осями інтересів), та продавця (ціни в точках перетину функції пропозиції двома осями інтересів), як показано на рис.3.12.

Горизонтальні лінії червоного кольору визначають діапазони цін для кожної із областей ризиків окремо для покупця і продавця. Як видно з рисунку, за фактичними результатами торгів реалізовані майже всі цінові заявки з цінами, що належать діапазонам низьких ризиків.

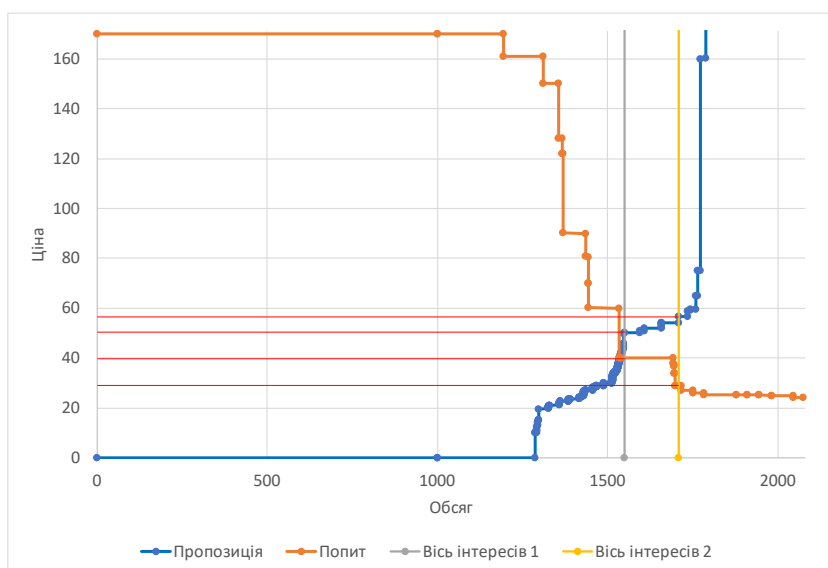


Рисунок 3.12. Діапазони цін, які відповідають областям ризику окремо для покупця та продавця електроенергії

Таблиця цінкових діапазонів для покупця і продавця електроенергії відповідно до трьох категорій ризику відхилення цінової заявки наведена нижче.

Учасник ринку	Діапазони цін за критеріями ризику відхилення цінової заявки, €/ (МВт·год)		
	Низькі	Середні	Високі
Покупець	>40	40 – 28,92	<28.92
Продавець	<50	50 – 56,5	>56,5

Суттєве відхилення ціни для області низьких ризиків продавця (<50 €/ (МВт·год) за фактичної рівноважної ціни 40 €/ (МВт·год)) свідчить про недостатньо якісний аналіз еластичності функції пропозиції, що і призвело до помилки при формуванні осі інтересів за графіком пропозиції.

3.3 Контрольні питання та завдання

Для виконання практичного завдання рекомендується використовувати редактор електронних таблиць.

В якості вхідних даних подається погодинний графік агрегованої функції пропозиції на угорському ринку «на добу наперед» з ціновими заявками лінійного типу. По кожному лінійному фрагменту функції пропозиції ціни C_1 і C_2 подані у €/ (МВт·год), а обсяг V – у МВт·год.

Необхідно виконати наступні завдання.

1. Для кожного фрагменту функції пропозиції (окремо по кожній ціновій заявці) по формулі (3.1) розрахувати значення абсолютної еластичності E_{abs} . Фрагменти з однаковою початковою та кінцевою цінами не враховуються. Побудувати графік розподілу значень абсолютної еластичності по окремим ціновим заявкам, як показано на рис. 3.2. Для отримання додаткових залікових балів сумістити отриманий графік з відображенням функції пропозиції.

2. Побудувати графік розподілу еластичності функції пропозиції подібно рисунку 4 по формулі (3.2). Для наочності допускається не відображати фрагменти графіка зі значенням еластичності $E_{int} > 100$. Для отримання додаткових залікових балів сумістити отриманий графік з відображенням функції пропозиції. Визначити сукупний обсяг електроенергії та ринкову ціну у точці мінімуму графіка еластичності функції пропозиції.

3. Окремо для кожного фрагменту функції пропозиції розрахувати коефіцієнт дугової еластичності за формулою (3.4). Фрагменти з однаковою початковою та кінцевою цінами не враховуються. Розрахувати середнє арифметичне коефіцієнтів дугової еластичності для всіх фрагментів функції попиту. За формулою (3.5) розрахувати обсяг зміни пропозиції в умовах зміни ринкової ціни на електроенергію на 1%. Порівняти отримане значення дугової еластичності пропозиції зі значенням дугової еластичності попиту, отриманому при розрахунках практичної роботи №2.

4. Співставити графіки еластичності $E_{int}(V_T)$ попиту (сформованому на першому практичному занятті) та пропозиції (сформованому на даному практичному занятті). Визначити області низького, середнього та високого ризиків відхилення цінової заявки. Сформулювати діапазони цін, які відповідають цим областям ризику окремо для покупця і продавця електроенергії.

5. Оформити результати розрахунків, описати хід виконання роботи та зробити висновки за результатами роботи.

Таблиця вибору варіанту надається викладачем.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4

Нормативно-правове регулювання ринку електричної енергії України

Мета роботи – Аналіз основних типів нормативних документів, що регламентують роботу ринку електричної енергії України. Опрацювання окремих питань нормативно-правового регулювання ринку електричної енергії України.

4.1 Основні теоретичні відомості

Законом України «Про ринок електричної енергії» [47] визначаються економічні, правові та організаційні засади функціонування ринку електроенергії. Здійснюється регулювання взаємовідносин, пов'язаних з виробленням, передачею, розподілом, купівлею-продажом, постачанням електричної енергії для забезпечення надійного та безперебійного постачання електричної енергії споживачам з урахуванням їх інтересів, розвитку ринкових відносин, мінімізації витрат на постачання електричної енергії та зменшення негативного впливу на навколишнє природне середовище.

Розглянемо окремі визначення згідно із цим Законом:

- Адміністратор комерційного обліку електричної енергії забезпечує організацію та адміністрування комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії, а також виконує функції центральної агрегації даних комерційного обліку.
- Адміністратор розрахунків забезпечує організацію проведення розрахунків на балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг.
- Електропостачальник - суб'єкт господарювання, який здійснює продаж електричної енергії за договором постачання електричної енергії споживачу.
- Постачання електричної енергії - продаж, включаючи перепродаж, електричної енергії.
- Передача електричної енергії - транспортування електричної енергії електричними мережами оператора системи передачі від електричних станцій до

пунктів підключення систем розподілу та електроустановок споживання (не включаючи постачання електричної енергії), а також міждержавними лініями.

- Оператор системи передачі відповідає за експлуатацію, диспетчеризацію, забезпечення технічного обслуговування, розвиток системи передачі та міждержавних ліній електропередачі, а також за забезпечення довгострокової спроможності системи передачі щодо задоволення обґрунтованого попиту на передачу електричної енергії.

- Розподіл електричної енергії - транспортування електричної енергії від електроустановок виробників електричної енергії або електроустановок оператора системи передачі мережами оператора системи розподілу, крім постачання електричної енергії.

- Оператор системи розподілу відповідає за експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток системи розподілу і забезпечення довгострокової спроможності системи розподілу щодо задоволення обґрунтованого попиту на розподіл електричної енергії з урахуванням вимог щодо охорони навколишнього природного середовища та забезпечення енергоефективності.

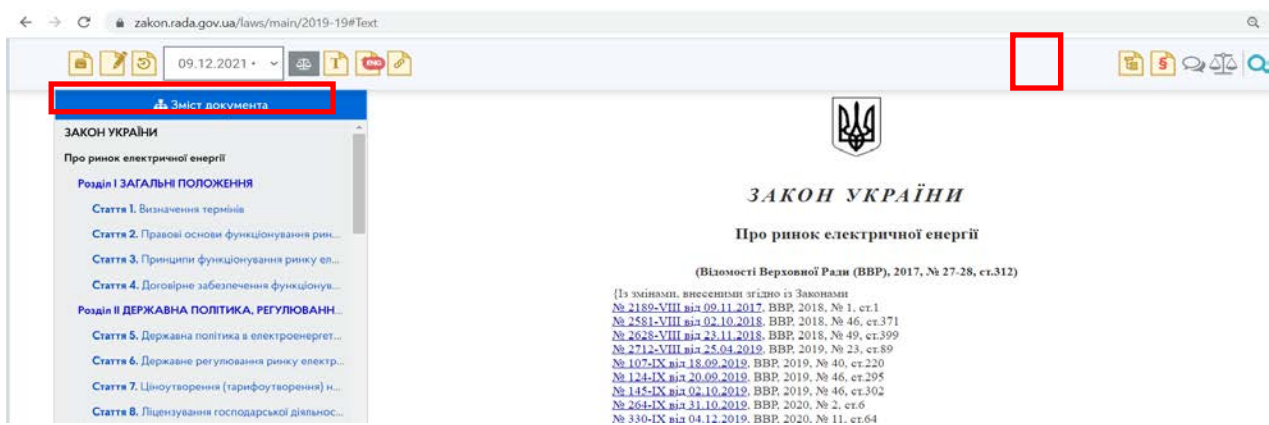


Рисунок 3.1. – Пошук на сайті Верховної Ради України

Нормативно-правові акти НКРЕКП, що регулюють функціонування ринку електричної енергії відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» включають:

- Правила ринку [48].
- Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку [49].

- Кодекс системи передачі [54].
- Кодекс систем розподілу [70].
- Кодекс комерційного обліку електричної енергії [71].
- Правила роздрібного ринку електричної енергії [51].

4.2 Контрольні питання та завдання

За результатами опрацювання Закону України «Про ринок електричної енергії».

1. Визначити особливості роботи Оператора системи передачі:
 - Розглянути процес відокремлення Оператора системи передачі.
 - Узагальнити функції, права та обов'язки Оператора системи передачі.
2. Опрацювати особливості Розподілу електричної енергії:
 - Розглянути функції, права та обов'язки Оператора системи розподілу.
 - Розглянути процес відокремлення та незалежність Оператора системи розподілу.
3. Адміністратор розрахунків та Адміністратор комерційного обліку:
 - Розглянути функції Адміністратора комерційного обліку та Адміністратора розрахунків.
 - Узагальнити функції Адміністратора розрахунків та Адміністратора комерційного обліку.
4. Постачання електричної енергії споживачам:
 - Розглянути права та обов'язки електропостачальників.
5. Споживання електричної енергії (Споживач):
 - Узагальнити права та обов'язки споживача.
 - Розглянути зміну електропостачальника.

Викласти результати самостійної роботи у стислій реферативній формі (0,5 стор.) по 3-м завданням, де обов'язково має бути Завдання 4 та 5, інші на вибір. Використовувати сайт Верховної Ради України <https://zakon.rada.gov.ua/laws>

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 5

Структура купівлі-продажу електричної енергії за видами діяльності на ринку «на добу наперед» та ринку двосторонніх договорів

Мета роботи – набуття навичок пошуку та аналізу інформації щодо обсягів купівлі-продажу електричної енергії та продуктів на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку, порівняння цін, що склалися для встановленої доби на ринку двосторонніх договорів та ринку «на добу наперед»

5.1 Основні теоретичні відомості

Важлива складова ринкової вартості електричної енергії формується на таких сегментах як ринок двосторонніх договорів (РДД), ринок на «добу наперед» (РДН), а також внутрішньодобовий ринок (ВДР). На відміну від балансуючого ринку в цих сегментах постачальники та споживачі електричної енергії, що є учасниками оптового ринку, можуть брати активну участь та впливають на характер попиту та пропозиції на ринку.

Ринок двосторонніх договорів призначений для укладання довгострокових угод (від декількох днів до кількох місяців) з купівлі-продажу електричної енергії. Купівля електроенергії з рівними погодинними обсягами протягом усього строку дії договору доцільна для покриття добового базису електроспоживання за цінами очікувано нижчими, ніж середньозважена ринкова ціна в сегментах РДН та ВДР.

На торгах може здійснюватися купівля-продаж електричної енергії, стандартизованої за:

1) профілем постачання: базове навантаження (BASE) - постачання електричної енергії протягом 24-годинного періоду від 00:00 до 24:00, пікове навантаження (PEAK) - постачання електричної енергії протягом 12-годинного періоду від 08:00 до 20:00, позапікове навантаження (OFFPEAK) - постачання

електричної енергії протягом 12- годинного періоду від 00:00 до 08:00 та від 20:00 до 24:00;

2) періодами постачання електричної енергії: тиждень (W); календарний місяць (M); квартал (Q): січень-березень, квітень-червень, липень-вересень, жовтень-грудень; півріччя (S): січень-червень, липень-грудень; календарний рік (Y) тощо.

Параметри запиту

Торгова зона: ОЕС України

Тип графіка: блочна позиція (1-7 год.)

Період:

Рисунок 5.1. – Перелік основних продуктів на РДД, що пропонується торгівельною платформою ТБ «Українська енергетична біржа»

Середньозважені ціни за типами графіку постачання

ТОВ «Українська енергетична біржа» / Біржові котирування / Електрична енергія / Ціни за типами графіку

Для перегляду середньозважених цін та обсягів купівлі-продажу електричної енергії у формі нижче потрібно обрати необхідну торгову зону, тип графіку навантаження та період відпуску (відповідний місяць). Система формує середньозважену ціну та реалізований обсяг на кожен день, що збігається з обраним місяцем, і генерує файл, доступний для завантаження.

Параметри запиту

Торгова зона: ОЕС України

Тип графіка: базове навантаження

Період: січень 2022

Завантажити файл

Дата	С/з ціни	Сум.обсяг
01.01.2022	2 403,32	164712
02.01.2022	2 403,32	164712
03.01.2022	2 403,32	164712
04.01.2022	2 403,32	164712
05.01.2022	2 403,32	164712
06.01.2022	2 403,93	165072
07.01.2022	2 424,70	174672
08.01.2022	2 424,70	174672
09.01.2022	2 424,70	174672
10.01.2022	2 438,30	185472

Рисунок 5.2. – Приклад отримання даних для базового навантаження місяця січня 2022 року на сайті ТБ «Українська енергетична біржа»

Ринок «добу наперед» призначений для купівлі-продажу погодинних обсягів електроенергії для окремої доби постачання.

Внутрішньодобовий ринок призначений для купівлі-продажу електроенергії на окрему годину доби постачання з метою зменшення потенційних обсягів та вартості небалансів з урахуванням уточненого після торгів у сегменті РДН прогнозу графіку роботи учасника ринку.

Заявки на торги на РДН/ВДР можуть бути:

- 1) погодинними (такими, що стосуються одного розрахункового періоду);
- 2) блочними (такими, що стосуються кількох послідовних розрахункових періодів).

Як і у випадку РДД на торгах може здійснюватися купівля-продаж електричної енергії, стандартизованої за профілем постачання.

Блочні заявки поділяються на попередньо визначені (стандартні) та визначені учасником РДН/ВДР:

- 1) попередньо визначені (стандартні) блочні заявки це:
 - пікове навантаження (постачання електричної енергії протягом 12- годинного періоду від 08:00 до 20:00);
 - базове навантаження (постачання електричної енергії протягом 24-годинного періоду від 00:00 до 24:00);
 - позапікове навантаження (постачання електричної енергії протягом 12-годинного періоду від 00:00 до 08:00 та від 20:00 до 24:00);
- 2) учасник РДН/ВДР може визначити власні інтервали блочної заявки з послідовними періодами протягом однієї доби постачання. Мінімальний часовий інтервал блока, визначеного учасником РДН/ВДР, повинен становити один розрахунковий період, а максимальний – одну добу постачання. Подання визначеної учасником РДН/ВДР (нестандартної) блочної заявки здійснюється із зазначенням умови виконання заявки «усе або нічого»;

3) блочні заявки на торги на ВДР можуть подаватися лише на розрахункові періоди однієї доби постачання.

період базового навантаження (постачання електричної енергії протягом 24-годинного періоду від 00:00 до 24:00);
 період пікового навантаження (постачання електричної енергії протягом 12-годинного періоду від 08:00 до 20:00);
 період позапікового навантаження (постачання електричної енергії протягом 12-годинного періоду від 00:00 до 08:00 та від 20:00 до 24:00).

Дата	Base, грн/МВт.год	Peak, грн/МВт.год	OffPeak, грн/МВт.год	Мінімальна ціна, грн/МВт.год	Максимальна ціна, грн/МВт.год
01.02.2021	1726.13	2023.87	1428.39	1145.00	2048.23
02.02.2021	1698.10	1972.57	1423.64	1029.40	2048.23
03.02.2021	1765.40	2048.23	1482.57	1190.00	2048.23
04.02.2021	1736.53	2043.28	1429.77	1190.00	2048.23
05.02.2021	1617.51	1775.34	1459.68	1100.00	2048.23
06.02.2021	1711.03	1941.96	1480.09	1011.00	2048.23
07.02.2021	1687.82	1936.19	1439.44	1150.00	2048.23
08.02.2021	1598.34	1939.60	1257.08	1096.00	2048.23

Рисунок 5.3. – Приклад відображення результатів торгів на РДН за типами навантаження.

На рис. 5.4 та рис. 5.5. Наведено співставлення погодинних ціни двох діб (06.02.2022 та 05.02.2022) для торгової зони ОЕС України (за даними сайту Оператора ринку) на РДН та ВДР відповідно.

Порівняння зазначених графіків дозволяє оцінити різницю цін, як в залежності від сегменту ринку, так і в залежності від періоду доби.

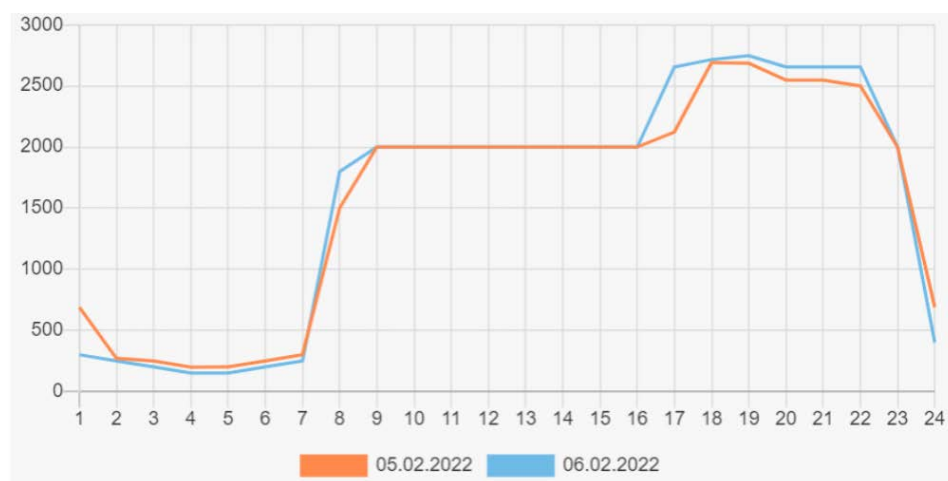


Рисунок 5.4. – Погодинні ціни РДН

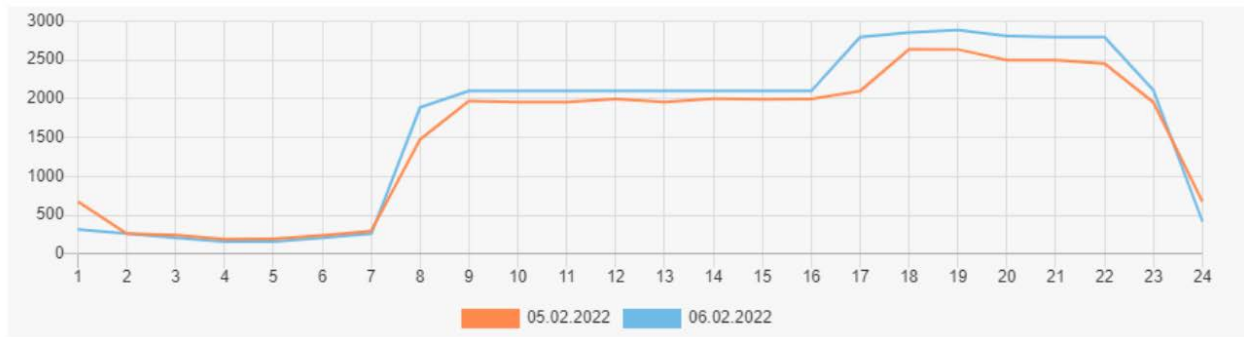
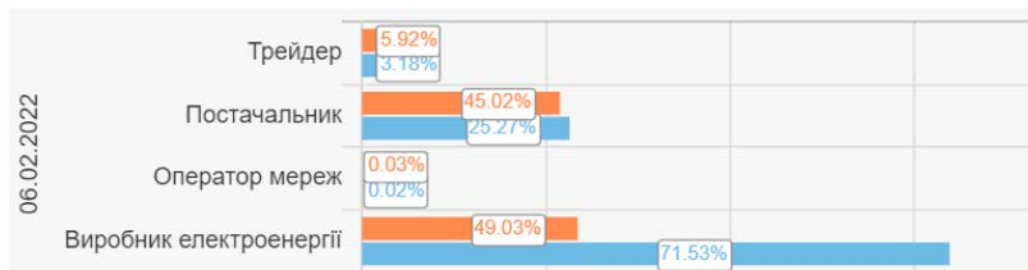
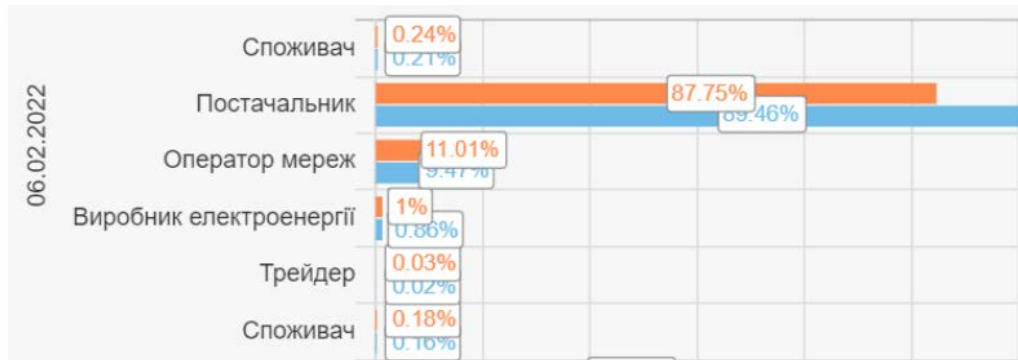


Рисунок 5.5. – Погодинні ціни ВДР

На рис.5.6. та рис.5.7. наведено структуру продажу та купівлі в сегментах РДН та ВДР. Аналіз зазначених показників дозволяє оцінити групи учасників ринку, що мають найбільший вплив на формування як попиту, так і пропозиції в цих сегментах ринку.



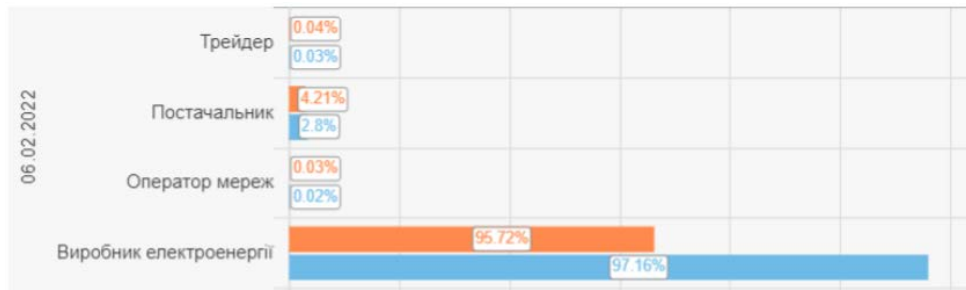
а



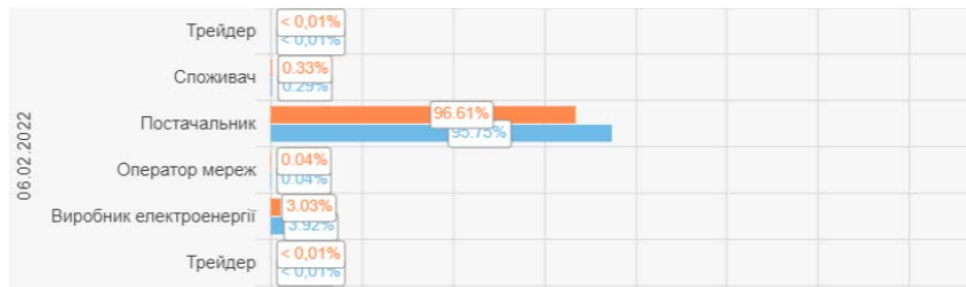
б

Рисунок 5.6. – Структура продажу (а) та купівлі (б) електричної енергії на РДН

Наведені графіки також дозволяють оцінити акцептовані та заявлені обсяги щодо купівлі-продажу електричної енергії на аукціонах на РДН та ВДР.



а



б

Рисунок 5.7. – Структура продажу (а) на купівлі (б) електричної енергії на ВДР

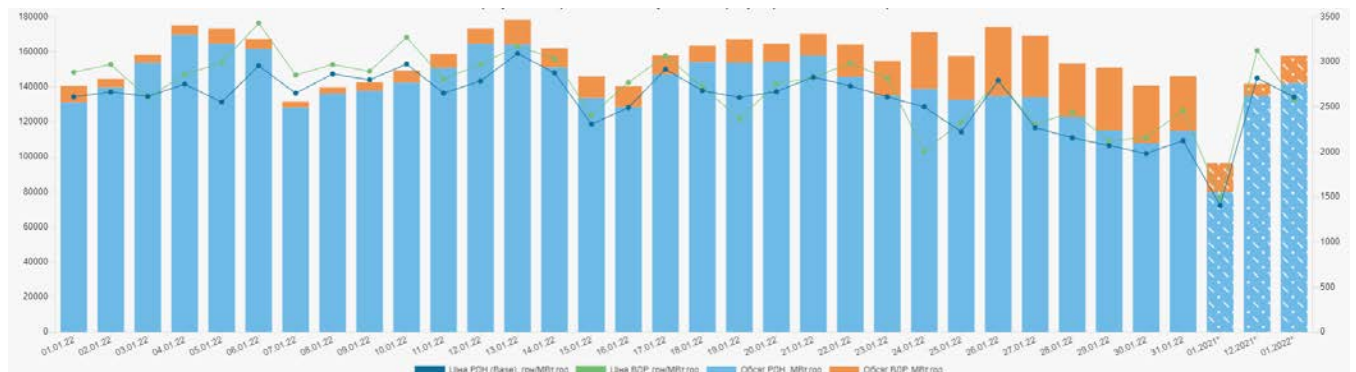


Рисунок 5.8. – Загальні результати торгів на РДН/ВДР у січні 2022 року

Аналіз даних Оператора ринку на ТБ «Українська енергетична біржа» дозволяє виконати порівняння цін для окремих типів навантаження. Приклад порівняння цін для доби 18.01.2022 на РДД та РДН України відповідно до базового навантаження (постачання електроенергії протягом 24-годинного періоду) представлено на рис.5.9. (а – у відсотковому співвідношенні, б – порівняння середньозважених цін РДД та РДН).

Дата	Година	РДН	РДД	Різниця %
		Ціна, грн/МВт.год	С/З ціна	
18.01.2022	01:00	1 880,00	2 098,40	2,18%
18.01.2022	02:00	1 340,00	2 098,40	7,58%
18.01.2022	03:00	1 020,00	2 098,40	10,78%
18.01.2022	04:00	800,00	2 098,40	12,98%
18.01.2022	05:00	1 013,13	2 098,40	10,85%
18.01.2022	06:00	1 270,00	2 098,40	8,28%
18.01.2022	07:00	1 930,00	2 098,40	1,68%
18.01.2022	08:00	3 080,00	3 194,11	1,14%
18.01.2022	09:00	3 413,13	3 195,56	-2,18%
18.01.2022	10:00	3 341,05	3 148,18	-1,93%
18.01.2022	11:00	3 090,00	3 032,23	-0,58%
18.01.2022	12:00	3 000,00	3 032,23	0,32%
18.01.2022	13:00	2 943,83	3 063,32	1,19%
18.01.2022	14:00	3 040,00	3 063,32	0,23%
18.01.2022	15:00	3 040,00	3 063,32	0,23%
18.01.2022	16:00	3 351,05	3 239,78	-1,11%
18.01.2022	17:00	3 807,00	3 353,54	-4,53%
18.01.2022	18:00	3 994,26	3 353,57	-6,41%
18.01.2022	19:00	3 807,13	3 353,57	-4,54%
18.01.2022	20:00	3 733,00	3 353,57	-3,79%
18.01.2022	21:00	3 513,99	3 353,57	-1,60%
18.01.2022	22:00	3 200,00	3 381,20	1,81%
18.01.2022	23:00	2 721,00	3 381,20	6,60%
18.01.2022	24:00	1 994,26	3 122,97	11,29%

а

РДН						
Дата	Base, грн/МВт.год	Peak, грн/МВт.год	OffPeak, грн/МВт.год	Мінімальна ціна, грн/МВт.год	Максимальна ціна, грн/МВт.год	Середньозважена ціна, грн/МВт.год
18.01.2022	2680,12	3380,04	1980,2	800	3994,26	2853,24
РДД						
Дата	С/З ціни	Сум.Обсяг				
18.01.2022	2 442,48	187728				

б

Рисунок 5.8. – Приклад порівняння цін на РДД та РДН

5.2 Контрольні питання та завдання

За результатами опрацювання наявної ринкової інформації на платформах Оператора ринку (<https://www.oree.com.ua/>) та ТБ «Українська енергетична біржа» (<https://www.ueex.com.ua/exchange-quotations/electric-power/prices/>) для зони ОЕС України:

1. Проаналізувати погодинні ціни та структуру продажу та купівлі за видами діяльності на РДН та ВДР в торговій зоні "ОЕС України" для встановленої доби (варіант завдання згідно переліку студентів) в порівнянні з попередньою добою.

2. За останній звітній місяць (січень) виконати аналіз зміни цін та обсягів на електричну енергію в сегменті РДН та ВДР, проаналізувати обсяги продажу-купівлі електроенергії різними учасниками РДН/ВДР.
3. Виконати порівняння цін, що склалися для встановленої доби на РДД та РДН України у відсотковому відношенні, використовуючи ретроспективну ринкову інформацію для випадку базового навантаження (постачання електричної енергії протягом 24-годинного періоду від 00:00 до 24:00);

У разі зміни посилань на джерело інформації, нове джерело надається викладачем.

Виконати порівняння ціни РДД згідно даних ТБ «Українська енергетична біржа» (базове навантаження) із середньозваженою ціною, що склалася на РДН для встановленої доби, а також ціною для пікового, базового, позапікового навантаження.

Оформити результати роботи у графічному та табличному вигляді, зробити висновки за результатами аналізу.

Таблиця вибору варіанту надається викладачем.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 6

Формування ринкової складової вартості електричної енергії для споживача

Мета роботи – засвоєння основних принципів роботи організованих сегментів ринку електричної енергії України та набуття навичок формування ринкової вартості електричної енергії для споживача. Опрацювання основних додаткових платежів, які здійснюють учасники ринку на організованих сегментах оптового ринку електричної енергії України.

6.1 Основні теоретичні відомості

Ринкова вартість купівлі електричної енергії формується виходячи з вартості закупівлі замовлених учасником ринку (наприклад, постачальником або споживачем) обсягів електричної енергії [43, 52], витрат на компенсацію різниці між замовленими та фактично спожитими обсягами електроенергії, а також платежів, пов'язаних із участю в відповідних сегментах ринку електричної енергії.

$$Cost_p = Cost_{pDD} + Cost_{pDN} + Cost_{BDR} + Cost_{BR} + Cost_{yч}$$

де: $Cost_{pDD}$ – вартість електроенергії, закупленої в сегменті двосторонніх договорів;

$Cost_{pDN}$ – вартість електроенергії, закупленої в сегменті ринку «на добу наперед» (РДН);

$Cost_{BDR}$ – витрати, пов'язані з купівлею/продажом електроенергії у сегменті внутрішньодобового ринку (ВДР);

$Cost_{BR}$ – витрати на компенсацію небалансів між замовленими та фактичними обсягами споживання електроенергії у сегменті балансуючого ринку (БР);

$Cost_{yч}$ – витрати, пов'язані з діяльністю в торгових сесіях на відповідних сегментах ринку електроенергії.

$$P_p = \frac{Cost_p}{V_{РДД} + V_{РДН} + V_{ВДР} + V_{БР}},$$

P_p – середньозважена ціна закупівлі електричної енергії на оптовому ринку, грн./кВт·год;

$V_{РДД}, V_{РДН}, V_{ВДР}, V_{БР}$ – обсяги купівлі електроенергії на відповідних сегментах ринку.

Додатково платежі за участь в організованих сегментах ринку електричної енергії формуються з наступних складових:

- платіж учасника Оператору ринку за участь в сегментах РДН та ВДР у формі фіксованого платежу за користування відповідним програмним забезпеченням;
- тариф на здійснення операцій купівлі-продажу на РДН/ВДР .

Інформація щодо фіксованого платежу за користування програмним забезпеченням оператора ринку та платежу на здійснення операцій купівлі-продажу на РДН/ВДР може бути отримана на сайті Оператора ринку (www.oree.com.ua)

Приклад. Розрахувати ринкову складову ціни електроенергії (середньозважену оптову ціну) для споживача який самостійно бере участь на оптовому ринку електроенергії, якщо: споживач закупив на РДН обсяг електроенергії 100 тис. кВт·год, вартість якої склала 350 тис. грн. На ВДР споживач продав прогнозні залишки електроенергії в обсязі 5 тис кВт·год, вартість яких склала 20 тис. грн. За результатами БР виявилось, що споживач закупив 10 тис кВт·год, а фактична ціна небалансу ІМСП була на 25% вище ціни ВДР. Необхідним є врахування тарифу на здійснення операцій купівлі-продажу на РДН/ВДР ($T_{РДНВДР}$) на 2022 рік. Всі ціни та тарифи без ПДВ.

$$P_p = \frac{Cost_{РДН} + Cost_{ВДР} + Cost_{БР} + Cost_{уч}}{V_{РДН} + V_{ВДР} + V_{БР}} =$$

$$= \frac{350000 - 20000 + 50000 + 933,45}{100 - 5 + 10} = 3\,627,94 \text{ (грн./ МВт·год)}$$

$$Cost_{уч} = T_{РДНВДР} \cdot (|V_{РДН}| + |V_{ВДР}|) = 8,89 \cdot 105 = 933,45 \text{ (грн.)}$$

$$Ц_{ВДР} = \frac{Cost_{ВДР}}{V_{ВДР}} = 4000 \text{ (грн./ МВт·год)}$$

$$Cost_{БР} = Ц_{ВДР} \cdot 1,25 \cdot V_{БР} = 50000 \text{ (грн.)}$$

6.2 Контрольні питання та завдання

Завдання. Розрахувати ринкову складову ціни електроенергії для споживача який самостійно бере участь на оптовому ринку електроенергії, якщо відомі:

- обсяг $V_{РДН}$ (кВт·год) та вартість $Cost_{РДН}$ (тис. грн.) купівлі споживачем електроенергії на РДН;
- обсяг $V_{ВДР}$ (кВт·год) та вартість $Cost_{БР}$ (тис. грн.) купівлі або продажу споживачем електроенергії на ВДР;
- обсяг $V_{БР}$ та ціна небалансу IMSP (грн./кВт·год) на БР;
- тариф на здійснення операцій купівлі-продажу на РДН/ВДР.

Таблиця вибору варіанту надається викладачем.

Контрольні питання.

1. Надати опис та принципи формування складових ринкової (сформованої на оптовому ринку) вартості електричної енергії для кінцевого споживача. Описати складові ринкової вартості електричної енергії для споживача з поясненнями щодо її формування.
2. Які існують додаткові платежі за участь в організованих сегментах ринку електричної енергії? Які на сьогодні встановлені платежі Оператору ринку?
3. Оцінити для яких типів графіків споживання (форма, показники, що характеризують графік електричного навантаження) буде отримана найменша вартість електричної енергії за умов її купівлі на оптовому ринку, а для яких найбільша?

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 7

Обчислення та прогнозування небалансів електричної енергії

Мета роботи – набуття навичок щодо правил обчислення обсягів небалансів електричної енергії згідно «Правил ринку» для учасників ринку, що не є постачальниками послуг з балансування, розрахунку вартості небалансів електричної енергії для однієї години доби. Дослідження і порівняння методів для прогнозування небалансів електричної енергії

7.1 Основні теоретичні відомості

Балансуючий ринок електричної енергії – ринок, організований оператором системи передачі електричної енергії з метою забезпечення достатніх обсягів електричної потужності та енергії, необхідних для балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту електричної енергії і споживання та експорту електричної енергії, врегулювання системних обмежень в об'єднаній енергетичній системі України, а також фінансового врегулювання небалансів електричної енергії.

На балансуєчому ринку Оператором системи передачі здійснюються [33]:

- 1) купівля та продаж електричної енергії для балансування обсягів попиту та пропозиції електричної енергії у межах поточної доби;
- 2) купівля та продаж електричної енергії з метою врегулювання небалансів електричної енергії сторін, відповідальних за баланс.

Розрахунки за небаланси електричної енергії включають обчислення небалансу електричної енергії шляхом проведення розрахунків для кожного торгового дня:

- 1) небалансів електричної енергії кожної сторони, відповідальна за баланс (СВБ) для кожного розрахункового періоду торгового дня;
- 2) кредиту та дебету за небаланси електричної енергії для кожної СВБ для кожного розрахункового періоду торгового дня.

Сторона, відповідальна за баланс (СВБ) - учасник ринку, зобов'язаний повідомляти та виконувати свої погодинні графіки електричної енергії (та/або балансуєної групи) відповідно до обсягів купленої та/або проданої електричної енергії та фінансово відповідальний перед оператором системи передачі за свої небаланси (та/або небаланси балансуєної групи)

Згідно «Правил ринку» [48] обсяг небалансів учасника ринку (сторони відповідальної за баланс, СВБ), який сам відповідає за дотримання заявленого графіку та **не є постачальником послуг з балансування** розраховується за формулою:

$$IEQ_{t,d,z} = MP_{t,d,z} - NP_{t,d,z},$$

де $MP_{t,d,z}$ – сальдований фактичний обсяг споживання/відпуску в торговій зоні z для години t доби d , , МВт·год;

$NP_{t,d,z}$ – сальдований заявлений обсяг споживання/відпуску в торговій зоні z для години t доби d , , МВт·год.

В загальному випадку заявлений обсяг є сумою обсягів двосторонніх договорів, контрактів на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку. При цьому споживання враховується зі знаком «-», а відпуск зі знаком «+».

Контрагентом для учасника ринку при операції врегулювання небалансів виступає Адміністратор розрахунків (АР).

Вартість небалансів в годину t доби d в торговій зоні z розраховувалась за формулою:

$$CIEQ_{tdz} = \begin{cases} IEQ_{tdz} \cdot \min(PDAM_{tdz}, IMSP_{tdz}) \cdot (1 - K^{im}), & IEQ_{tdz} > 0 \\ IEQ_{tdz} \cdot \max(PDAM_{tdz}, IMSP_{tdz}) \cdot (1 + K^{im}), & IEQ_{tdz} < 0, \\ 0, & IEQ_{tdz} = 0 \end{cases}$$

де $PDAM_{tdz}$ – визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t доби d , грн/МВт·год;

$IMSP_{tdz}$ - ціна небалансу електричної енергії за розрахунковий період t доби d в торговій зоні z , за результатами роботи балансуючого ринку, грн/МВт·год;

$K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу.

Позитивне значення $CIEQ_{tdz}$ означає нарахування для СВБ (або списання для АР), тоді як негативне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР) незалежно від напрямку небалансу електричної енергії системи.

Оператор системи передачі оприлюднює інформацію щодо роботи балансуючого ринку на своєму сайті з розбивкою відповідно на фактичні ціни небалансів електричної енергії (рис. 7.1) та загальні результати балансуючого ринку (рис.7.2.), тобто ціни обсяг та ціни балансуючої енергії.

		Фактична ціна небалансу (грн/МВт*год) / Actual imbalance price, IMSP (UAH/MWh)	Ціна РДН (грн/МВт*год) / DAM price, PDAM (UAH/MWh)	Ціна платежу за позитивний небаланс (грн/МВт*год) / Positive imbalance payment price (UAH/MWh)	Ціна платежу за негативний небаланс (грн/МВт*год) / Negative imbalance payment price (UAH/MWh)	
1						
2		ОЕС України / IPS of Ukraine				
3						
4		00:00 - 01:00	269,98	1 997,78	256,48	2 097,67
5		01:00 - 02:00	143,57	1 850,00	136,39	1 942,50
6		02:00 - 03:00	263,79	1 378,97	250,60	1 447,92
7		03:00 - 04:00	263,79	1 378,97	250,60	1 447,92
8		04:00 - 05:00	263,79	1 378,97	250,60	1 447,92
9		05:00 - 06:00	1 654,71	1 378,97	1 310,02	1 737,45
10		06:00 - 07:00	2 397,44	1 997,87	1 897,98	2 517,31
11		07:00 - 08:00	3 175,50	2 646,25	2 513,94	3 334,28
12		08:00 - 09:00	4 140,00	3 450,00	3 277,50	4 347,00
13		09:00 - 10:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
14		10:00 - 11:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
15	01.09.2022	11:00 - 12:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
16		12:00 - 13:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
17		13:00 - 14:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
18		14:00 - 15:00	4 055,97	3 380,00	3 211,00	4 258,77
19		15:00 - 16:00	4 056,00	3 380,00	3 211,00	4 258,80
20		16:00 - 17:00	4 199,99	3 500,00	3 325,00	4 409,99
21		17:00 - 18:00	0,03	3 690,00	0,03	3 874,50
22		18:00 - 19:00	4 317,53	3 598,00	3 418,10	4 533,41
23		19:00 - 20:00	4 739,93	3 950,00	3 752,50	4 976,93
24		20:00 - 21:00	4 739,93	3 950,00	3 752,50	4 976,93
25	21:00 - 22:00	4 659,51	3 883,00	3 688,85	4 892,49	
26	22:00 - 23:00	949,92	3 598,00	902,42	3 777,90	
27	23:00 - 00:00	2 400,00	2 000,00	1 900,00	2 520,00	
28	00:00 - 01:00	2 396,06	1 996,72	1 896,88	2 515,86	
29	01:00 - 02:00	2 396,86	1 997,47	1 897,60	2 516,70	

Рисунок 7.1. – Фактичні ціни небалансів

		Об'єм балансуючої енергії, МВтг	Ціна балансуючої енергії, грн/МВтг	Об'єм балансуючої енергії, МВтг	Ціна балансуючої енергії, грн/МВтг
1					
2		ОЕС України			
3		ВГОРУ		ВНИЗ	
4	01.09.2022	00:00 - 01:00	36,98	1 997,78	392,00
5		01:00 - 02:00	5,29	1 850,00	486,26
6		02:00 - 03:00	19,45	1 378,97	464,00
7		03:00 - 04:00	52,60	1 378,97	664,00
8		04:00 - 05:00	37,79	1 378,97	563,00
9		05:00 - 06:00	386,56	1 654,71	10,75
10		06:00 - 07:00	995,03	2 397,44	8,00
11		07:00 - 08:00	915,73	3 175,50	115,43
12		08:00 - 09:00	1 164,40	4 140,00	172,78
13		09:00 - 10:00	1 182,94	4 056,00	398,15
14		10:00 - 11:00	682,29	4 056,00	59,86
15		11:00 - 12:00	448,84	4 056,00	267,07
16		12:00 - 13:00	551,68	4 056,00	508,26
17		13:00 - 14:00	700,92	4 056,00	458,43
18		14:00 - 15:00	724,37	4 055,97	482,10
19		15:00 - 16:00	836,72	4 056,00	369,58
20		16:00 - 17:00	734,12	4 199,99	90,09
21		17:00 - 18:00	840,02	4 427,93	709,81
22		18:00 - 19:00	792,41	4 317,53	525,61
23		19:00 - 20:00	748,00	4 739,93	467,35
24		20:00 - 21:00	569,06	4 739,93	60,02
25		21:00 - 22:00	341,48	4 659,51	169,19
26		22:00 - 23:00	256,46	3 598,00	287,99
27		23:00 - 00:00	661,12	2 400,00	154,41

Рисунок 7.2. – Результати балансування ринку

Також Оператор системи передачі публікує дані щодо сумарного небалансу, який надається відповідно до розрахунків, проведених Адміністратором розрахунків, згідно з Правилами ринку.

		Обсяг небалансу, МВтг	Обсяг небалансу, МВтг
1			
2		ОЕС України	
3		Позитивний	Негативний
4			
5	01.09.2022	00:00 - 01:00	796,38
6		01:00 - 02:00	1 014,53
7		02:00 - 03:00	957,85
8		03:00 - 04:00	1 040,97
9		04:00 - 05:00	1 027,50
10		05:00 - 06:00	334,98
11		06:00 - 07:00	15,51
12		07:00 - 08:00	194,81
13		08:00 - 09:00	23,40
14		09:00 - 10:00	63,38
15		10:00 - 11:00	126,44
16		11:00 - 12:00	508,42
17		12:00 - 13:00	627,52
18		13:00 - 14:00	399,89
19		14:00 - 15:00	432,31
20		15:00 - 16:00	147,29
21		16:00 - 17:00	193,29
22		17:00 - 18:00	242,22
23		18:00 - 19:00	177,87
24		19:00 - 20:00	158,66
25		20:00 - 21:00	77,10
26		21:00 - 22:00	230,48
27		22:00 - 23:00	405,32
28		23:00 - 00:00	174,47

Рисунок 7.3. – Сумарний небаланс на балансуєчому ринку

Посилання на ресурс: https://ua.energy/uchasnikam_rinku/rezultaty-balansuyuchogo-rynku-2/. У разі зміни посилань на джерело інформації, нове джерело надається викладачем.

Небаланси електричної енергії [72, 73] можуть бути позитивними (профіцит), негативними (дефіцит) та сумарними (сума позитивних і негативних за модулем). Вони виникають внаслідок різних факторів, таких як зміна споживання, виробництва, збої в мережах, а також велика варіабельність відновлюваних джерел енергії, які залежать від погодних умов.

Сьогодні в світі широко використовуються різні методи прогнозування для розв'язання актуальних задач в електроенергетиці [73-79]. Прогнозування небалансів електроенергії має безпосередній вплив на ефективність та надійність електроенергетичної системи [80-82], ціни та тарифи для споживачів електричної енергії, формування стратегій участі виробників на ринку електричної енергії [83, 84]. Важливо мати можливість передбачати ці небаланси заздалегідь, щоб ефективно управляти виробництвом, передачею і споживанням енергії.

Для прогнозування небалансів електричної енергії застосовується широкий спектр методів, серед яких популярні методи на основі авторегресії й, особливо, штучні нейронні мережі [80-82]. Обидва ці класи методів потребують великих обсягів передісторії.

У випадку, коли передісторія обмежена стають у пригоді методи на основі експоненціального згладжування. Експоненціальне згладжування є потужним інструментом для аналізу та прогнозування часових рядів, оскільки воно дозволяє враховувати ваги різних моментів часу та автоматично адаптуватися до змін в даних. При використанні методів на основі експоненціального згладжування для прогнозування небалансів електроенергії, можна враховувати попередні дані, динаміку їхньої зміни та структурні особливості часового ряду.

Формула простого експоненціального згладжування має вигляд:

$$Y_t = \alpha \cdot Y_{t-1} + (1 - \alpha) \cdot Y_{t-2}, \quad (7.1)$$

де: Y_t – прогнозоване значення на момент часу t ; Y_{t-1} – спостережене (або прогнозоване) значення на момент часу $t-1$; Y_{t-2} – спостережене (або прогнозоване) значення на момент часу $t-2$; α – параметр згладжування, який встановлює вагу останнього спостереження. Він зазвичай знаходиться в діапазоні від 0 до 1.

Існують наступні варіації методу експоненціального згладжування:

Подвійне експоненціальне згладжування (метод Хольта з лінійним трендом).

Цей метод враховує лінійний тренд в часовому ряді, але не має компоненту сезонності. Прогноз обчислюється за допомогою двох рівнянь:

$$\begin{aligned} Y_t &= \alpha \cdot X_t + (1 - \alpha) \cdot (Y_{t-1} + T_{t-1}) \\ T_t &= \beta \cdot (Y_t - Y_{t-1}) + (1 - \beta) \cdot T_{t-1}; \end{aligned} \quad (7.2)$$

де: Y_t – прогнозоване значення на момент часу t ; X_t – спостережене значення на момент часу t ; Y_{t-1} – прогнозоване значення на попередньому кроці; T_t – тренд на момент часу t ; α та β – параметри згладжування, які встановлюють ваги останніх спостережень та тренду відповідно.

Потрійне експоненціальне згладжування (метод Хольта–Вінтерса). Цей метод враховує як тренд, так і сезонність в часовому ряді. Прогноз обчислюється за допомогою трьох рівнянь:

$$\begin{aligned} Y_t &= \alpha \cdot (X_t - S_{t-m}) + (1 - \alpha) \cdot (Y_{t-1} + T_{t-1}) \\ T_t &= \beta \cdot (Y_t - Y_{t-1}) + (1 - \beta) \cdot T_{t-1} \\ S_t &= \gamma \cdot (X_t - Y_t) + (1 - \gamma) \cdot S_{t-m}, \end{aligned} \quad (7.3)$$

де: S_t – сезонна складова на момент часу t ; m – кількість сезонних періодів; γ – параметр сезонності, який встановлює вагу сезонної складової.

Згладжування із стохастичною добавкою є модифікацією методу експоненціального згладжування, який враховує випадкову змінність в часовому ряді. Основна ідея полягає в тому, щоб додати до прогнозу стохастичну компоненту, яка враховує випадкові коливання або шум в даних. Формула методу є наступною:

$$\begin{aligned} Y_t &= \alpha \cdot Y_{t-1} + \xi, \\ \text{де } \xi &= \text{rand}(0, ((1 - \alpha)^2 \cdot \sigma^2)^{(1/2)}) \end{aligned} \quad (7.4)$$

де σ – середньоквадратичне відхилення вибірки:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \mu)^2}{n}}; \quad (7.5)$$

де μ – середнє арифметичне вибірки.

Загалом, різні варіації методу експоненціального згладжування використовуються в залежності від конкретних вимог, завдань та структури часового ряду. Вони дозволяють адаптуватися до різних умов і враховувати тренди, сезонні зміни та стохастичну складову в даних для покращення точності прогнозування. В цій роботі буде застосовано лише методи (1) й (4).

Метрики для оцінки точності прогнозування

В якості метрик для оцінки точності прогнозування зазвичай використовуються наступні:

1. MAPE (Mean Absolute Percentage Error) – Середня абсолютна відсоткова похибка:

$$MAPE = n^{-1} \cdot \sum_{i=1}^n (\delta_i) = n^{-1} \cdot \sum_{i=1}^n (|\frac{Y_i^{fact} - Y_i^{prog}}{Y_i^{fact}}| \cdot 100\%) \quad (7.6)$$

де: n – кількість спостережень в вибірці; Y_i^{fact} – фактичне значення; Y_i^{prog} – прогнозоване значення.

Важливо додатково визначити мінімальне δ_{min} й максимальне значення δ_{max} відносних похибок з метою оцінки розмаху похибок протягом прогнозованого періоду.

2. RMSE (Root Mean Squared Error) – Середньоквадратична похибка:

$$RMSE = (\sum_{i=1}^n (Y_i^{fact} - Y_i^{prog})^2 \cdot n^{-1})^{(1/2)} \quad (7.7)$$

3. MAE (Mean Absolute Error) – Середня абсолютна похибка:

$$MAE = n^{-1} \cdot \sum_{i=1}^n (\Delta_i) = n^{-1} \cdot \sum_{i=1}^n |Y_i^{fact} - Y_i^{prog}| \quad (7.8)$$

Як і у випадку з відносною похибкою, також потрібно додатково визначити мінімальне Δ_{min} й максимальне значення Δ_{min} абсолютних похибок з метою оцінки розмаху похибок протягом прогнозованого періоду.

7.2. Приклад виконання прогнозу небалансів електричної енергії за допомогою методу експоненціального згладжування

Вихідними даними для виконання роботи є ретроспективні погодинні дані про позитивні, негативні та сумарні небаланси електроенергії обсягом 3 доби (72 точки) та фактичні дані доби, на яку потрібно здійснити прогнозування (Таблиця 7.1).

Таблиця 7.1. Вихідні дані для розрахунків

	Ретроспективні дані									Фактичні дані		
	доба і-3			доба і-2			доба і-1			доба і		
год	<i>П</i>	<i>Н</i>	<i>С</i>	<i>П</i>	<i>Н</i>	<i>С</i>	<i>П</i>	<i>Н</i>	<i>С</i>	<i>П</i>	<i>Н</i>	<i>С</i>
0	10	1263	1273	73	1046	1119	166	964	1130	505	1235	1740
1	94	987	1080	437	993	1430	293	1052	1345	737	1142	1878
2	206	1036	1243	681	1068	1749	678	1155	1832	1144	1190	2334
3	374	1089	1463	813	1021	1835	865	1233	2099	1372	1161	2533
4	501	988	1489	1015	1053	2068	915	1150	2065	1478	1256	2735
5	546	780	1327	1029	1035	2064	783	1106	1889	1364	1106	2470
6	569	946	1515	1067	989	2056	139	971	1110	753	1014	1767
7	585	928	1513	1014	911	1924	47	1172	1219	692	1235	1927
8	663	973	1636	1073	1032	2104	38	1627	1665	406	1490	1896
9	1044	1255	2299	1141	1064	2206	52	1708	1760	520	1499	2019
10	1219	1329	2548	1490	1182	2672	158	1848	2006	617	1541	2158
11	1286	1458	2744	1733	1292	3025	331	1892	2223	618	1618	2236
12	1291	1496	2787	1646	1374	3020	297	1452	1749	654	1624	2279
13	1155	1313	2468	1342	1337	2679	208	1580	1788	838	1777	2614
14	1208	1415	2623	1134	1299	2433	285	1487	1772	860	1775	2635
15	1067	1486	2553	985	1182	2168	257	1491	1748	1024	1788	2812
16	502	1427	1930	490	1250	1741	198	1381	1579	1110	2116	3226
17	46	1385	1431	43	1240	1282	147	1644	1791	1272	2171	3443
18	77	1139	1216	73	1289	1362	59	1547	1606	1057	1919	2975
19	108	1163	1271	66	1481	1546	85	1483	1568	725	1668	2393
20	98	1190	1289	87	1525	1612	67	1640	1706	1069	1651	2719
21	73	1090	1163	70	1460	1530	131	1544	1675	700	1455	2155
22	86	1042	1128	113	1156	1269	69	1435	1504	554	1140	1694
23	34	1458	1491	186	1771	1957	313	1084	1397	450	1028	1478

1. *Прогнозування добового графіка небалансів електроенергії за допомогою простого експоненціального згладжування.*

Для цього методу необхідно 2 доби передісторії, тоді згідно (7.1):

$$Y_{i,j}^{prog} = \alpha \cdot Y_{i-1,j} + (1 - \alpha) \cdot Y_{i-2,j};$$

де i – номер доби, j – номер години доби.

До прикладу, згідно вихідних даних, значення позитивних небалансів о 0 годині розраховуватиметься так:

$$Y_{i,0}^{prog} = 0,45 \cdot 166 + (1 - 0,45) \cdot 73 = 114,85 \text{ MBm};$$

Аналогічним чином проводиться розрахунок для інших годин доби та негативних і сумарних небалансів електроенергії. Результати прогнозування наведені в Таблиці 7.2.

2. *Прогнозування добового графіка небалансів електроенергії за допомогою експоненціального згладжування із стохастичною добавкою.*

Для цього методу необхідно три доби передісторії, тоді відповідно у профілі години для кожної точки прогнозного графіка, вибірка передісторії складатиме 3 точки. Спочатку необхідно знайти середнє арифметичне значення кожної такої вибірки:

$$\mu_0 = 3^{-1} \cdot \sum_{i=1}^3 Y_{i,0} = 3^{-1} \cdot (10 + 73 + 166) = 82.96 \text{ MBm}$$

Тоді значення середньоквадратичного відхилення становить:

$$\sigma_0 = \sqrt{3^{-1} \cdot \sum_{i=1}^3 (Y_{i,0} - \mu_0)^2} = \sqrt{3^{-1} \cdot ((10 - 82.96)^2 + (73 - 82.96)^2 + (166 - 82.96)^2)} = 64.22 \text{ MBm}$$

$$\text{За } \xi_0 = \text{rand}(0, ((1 - \alpha)^2 \cdot \sigma_0^2)^{(1/2)}) = \text{rand}(0, ((1 - 0,99)^2 \cdot 64,22^2)^{(1/2)}) = 0.15$$

значеннями середньоквадратичного відхилення та коефіцієнта α (до прикладу 0,99) можна розрахувати значення стохастичної добавки ζ :

Прогнозоване значення позитивних небалансів о 0 годині:

$$Y_{i,0} = \alpha \cdot Y_{i-1,0} + \xi_0 = 0.99 \cdot 166 + 0.15 = 164.49 \text{ MBm}$$

Аналогічним чином проводиться розрахунок для інших годин доби та негативних і сумарних небалансів електроенергії. Результати прогнозування наведені в Таблиці 7.2.

Таблиця 7.2. Результати прогнозування

№ год	Прогнозні значення метод 1			Прогнозні значення метод 4		
	Позитивні	Негативні	Сумарні	Позитивні	Негативні	Сумарні
0	114,76	1029,48	1127,73	164,49	954,11	1118,73
1	371,87	1004,81	1361,83	289,90	1041,56	1331,45
2	679,74	1085,46	1815,81	671,04	1143,03	1815,07
3	836,80	1063,58	2045,87	858,77	1220,95	2078,72
4	969,78	1072,49	2065,60	906,88	1138,55	2046,43
5	918,43	1049,27	1924,14	774,96	1095,22	1871,18
6	649,39	985,26	1299,09	138,81	961,02	1101,83
7	578,91	962,85	1360,36	49,92	1161,24	1209,16
8	607,07	1150,70	1752,83	40,81	1611,52	1649,33
9	651,03	1193,16	1848,98	53,47	1690,74	1743,21
10	890,41	1315,18	2138,99	161,34	1829,41	1986,75
11	1102,11	1412,19	2383,66	332,75	1873,31	2202,06
12	1038,92	1389,60	2003,17	296,96	1437,52	1734,47
13	831,59	1385,60	1966,11	205,82	1564,22	1770,04
14	752,04	1336,84	1904,43	284,51	1472,01	1756,52
15	657,61	1243,92	1832,12	256,33	1477,46	1732,79
16	358,65	1276,47	1611,31	196,70	1367,49	1564,19
17	89,41	1320,45	1689,05	145,22	1628,66	1772,88
18	66,47	1340,87	1557,07	58,08	1531,66	1590,75
19	74,54	1481,12	1563,64	84,43	1467,81	1552,24
20	77,74	1548,02	1687,50	66,18	1624,18	1689,36
21	97,56	1477,04	1646,02	130,11	1528,10	1659,21
22	93,37	1211,82	1457,06	68,58	1421,40	1489,99
23	243,27	1633,83	1509,09	311,18	1074,89	1384,07

3. Розрахунок похибок прогнозування і побудова графіків.

Розрахунок відносних похибок і MAPE прогнозування позитивних небалансів за методом простого експоненціального згладжування:

$$\begin{aligned}
MAPE_1^{\Pi} &= n^{-1} \cdot \sum_{j=1}^n (\delta_j) = n^{-1} \cdot \sum_{i=1}^n \left(\left| \frac{Y_j^{fact} - Y_j^{prog}}{Y_j^{fact}} \right| \cdot 100\% \right) = \\
&= 24^{-1} \cdot \left(\left| \frac{505 - 114,76}{505} \right| \cdot 100\% + \dots + \left| \frac{450 - 243,27}{450} \right| \cdot 100\% \right) = 52,52\% \\
\delta_{\min 1}^{\Pi} &= \min(\delta_j) = 0,72\% \\
\delta_{\max 1}^{\Pi} &= \max(\delta_j) = 93,71\%
\end{aligned}$$

Розрахунок RMSE прогнозування позитивних небалансів за методом простого

$$\begin{aligned}
RMSE_1^{\Pi} &= \left(\sum_{i=1}^n (Y_i^{fact} - Y_i^{prog})^2 \cdot n^{-1} \right)^{(1/2)} = \\
&= (((505 - 114,76)^2 + \dots + (450 - 243,27)^2) \cdot 24^{-1})^{(1/2)} = 535,94 \text{ MBm}
\end{aligned}$$

експоненціального згладжування:

Розрахунок абсолютних похибок і MAE прогнозування позитивних небалансів за методом простого експоненціального згладжування:

$$\begin{aligned}
MAE_1^{\Pi} &= n^{-1} \cdot \sum_{j=1}^n (\Delta_j) = n^{-1} \cdot \sum_{i=1}^n |Y_j^{fact} - Y_j^{prog}| = \\
&= 24^{-1} \cdot (|505 - 114,76| + \dots + |450 - 243,27|) = 446,4 \text{ MBm} \\
\Delta_{\min 1}^{\Pi} &= \min(\Delta_j) = 6,06 \text{ MBm} \\
\Delta_{\max 1}^{\Pi} &= \max(\Delta_j) = 1182,45 \text{ MBm}
\end{aligned}$$

Значення похибок прогнозування наведені в Таблиці 7.3.

Таблиця 7.3. Похибки прогнозування

Похибки прогнозування						
	Позитивні		Негативні		Сумарні	
Метод	1	4	1	4	1	4
MAPE, %	52,52	70,14	18,58	12,66	24,60	27,28
$\delta_{\min}$, %	0,72	31,14	1,52	0,89	0,90	1,56
$\delta_{\max}$, %	93,71	94,50	58,96	35,38	50,94	51,51
RMSE, MBт	535,94	627,57	374,88	267,54	770,74	806,14
MAE, MBт	446,40	582,37	292,90	204,97	621,76	678,01
$\Delta_{\min}$, MBт	6,06	140,27	22,11	9,82	19,40	34,91
$\Delta_{\max}$, MBт	1182,45	1126,64	850,41	748,68	1753,67	1668,84

На рисунках 7.4 (а) – 7.4 (в) зображені добові графіки фактичних значень небалансів у порівнянні із прогнозованими значеннями за допомогою досліджуваних методів.

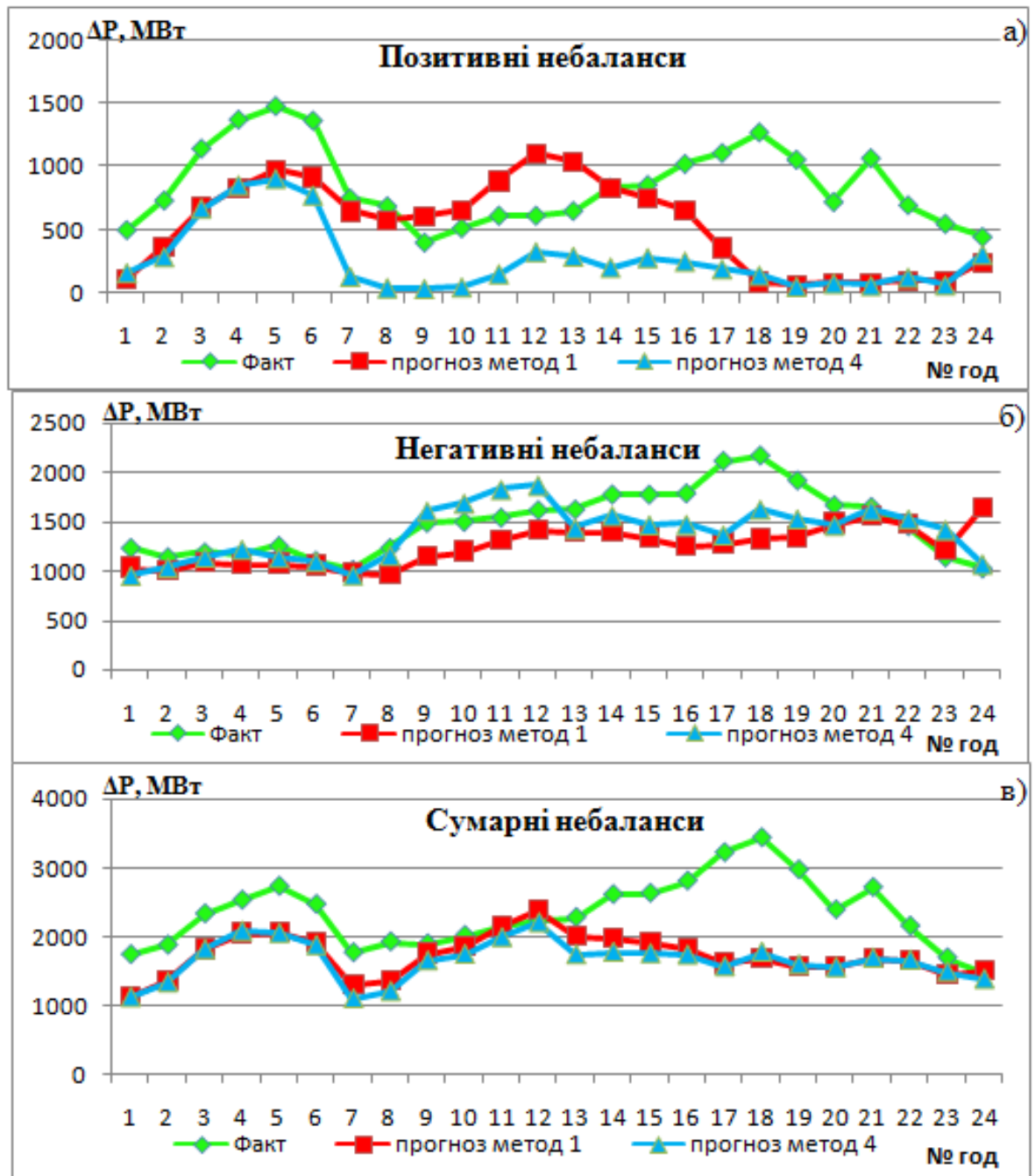


Рисунок 7.4. Фактичні і прогнозовані значення позитивних (а), негативних (б) і сумарних (в) небалансів електроенергії

7.3 Контрольні питання та завдання

Завдання 1.

Розрахувати вартість небалансів електричної енергії для однієї години доби згідно варіанту. Варіант визначається за списком студентів. Результати оформити із відображенням логіки виконання розрахунків.

Таблиця вибору варіанту надається викладачем.

Завдання 2.

1. Згідно отриманого номеру варіанта, знайти потрібні фактичні дані про позитивні і негативні небаланси за посиланням:

https://ua.energy/uchasnikam_rinku/rezultaty-balansuyuchogo-ryнку-2/#1590479495940-174989ce-bac9.

2. Виконати прогнозування за допомогою методу простого експоненціального згладжування (7.1) для позитивних, негативних та сумарних небалансів ОЕС України. Провести дослід з різними значеннями коефіцієнта α , знайти оптимальне.

3. Виконати прогнозування за допомогою методу експоненціального згладжування зі стохастичною добавкою (7.4) для позитивних, негативних та сумарних небалансів ОЕС України. Провести дослід з різними значеннями коефіцієнта α , знайти оптимальне.

4. Розрахувати значення похибок MAPE, мінімального й максимального значення відносної похибки, RMSE, MAE, мінімальне і максимальне значення абсолютної похибки. Скласти відповідні таблиці.

5. Побудувати графіки фактичних і прогнозних добових графіків Y_i^{fact} , $Y_i^{prog} = f(t)$ окремо позитивних, негативних та сумарних небалансів електроенергії.

6. Проаналізувати результати й зробити висновки щодо ефективнішого методу для прогнозування кожного виду небалансів (згідно отриманих значень метрик та їх розмаху). Зазначити як впливає значення коефіцієнтів α на значення похибок прогнозування.

7. Оформити звіт про виконану роботу.

Таблиця вибору варіанту надається викладачем.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 8

Розрахунок ціни електричної енергії постачальника універсальних послуг та постачальника «останньої надії»

Мета роботи – набуття навичок розрахунку ціни універсальної послуги на основі її загальних складових та ціни, за якою здійснюється постачання електричної енергії постачальником "останньої надії".

8.1 Основні теоретичні відомості

Постачальник універсальних послуг здійснює постачання електричної енергії на підставі договору про постачання електричної енергії постачальником універсальних послуг, який є публічним договором приєднання та зміст якого визначається постачальником універсальних послуг на основі Типового договору про постачання електричної енергії постачальником універсальних послуг (додаток 6 до Правил роздрібного ринку електричної енергії), та укладається в установленому Правилами порядку [51].

Універсальні послуги надаються постачальником таких послуг виключно побутовим та малим непобутовим споживачам.

Ціна на універсальні послуги для малих непобутових споживачів (споживачів 1-ї групи), приєднаних до системи розподілу, розраховувалась за формулою:

$$\mathcal{C}_{j1}^{\text{УП}} = \mathcal{C}_{\text{пр}}^{\text{Закуп}} + T^{\text{Пер}} + T_j^{\text{Р}} + T^{\text{УП}}, \text{ грн/МВт}\cdot\text{год}$$

де j -клас напруги споживача, $\mathcal{C}_{\text{пр}}^{\text{Закуп}}$ - прогнозована ціна закупівлі електричної енергії на ринках електричної енергії постачальником універсальних послуг для постачання малим непобутовим споживачам (грн/МВт·год), $T^{\text{Пер}}$ - тариф на послуги з передачі електричної енергії, встановлений НКРЕКП (грн/МВт·год), $T_j^{\text{Р}}$ - тариф на послуги з передачі електричної енергії, встановлений НКРЕКП (грн/МВт·год), $T^{\text{УП}}$

- тариф на послуги постачальника універсальних послуг, встановлений НКРЕКП (грн/МВт·год).

Постачальники універсальних послуг публікують ціни на універсальні послуги та їх складові у відкритому доступі.

Ціна на універсальні послуги для малих непобутових споживачів (споживачів 1-ї групи) електроустановки яких приєднані до електричних мереж АТ «Вінницяобленерго», грн/МВт·год без ПДВ	I клас	Значення тарифу 2983.37
	II клас	Значення тарифу 3966.63

Рисунок 8.1. – Ціна універсальної послуги ТОВ «ЕНЕРА ВІННИЦЯ» для споживачів, електроустановки яких приєднані до електричних мереж АТ «Вінниця обленерго» (листопад 2021 р.)

Постачальник «останньої надії» здійснює постачання електричної енергії на підставі договору про постачання електричної енергії постачальником «останньої надії», зміст якого визначається постачальником «останньої надії» на основі Типового договору про постачання електричної енергії постачальником «останньої надії» (додаток 7 до Правил роздрібного ринку електричної енергії) [51], є публічним договором приєднання та вважається укладеним у визначених законодавством України та Правилами роздрібного ринку електричної енергії у випадках, у разі настання яких споживач безумовно приймає умови договору про постачання електричної енергії постачальником «останньої надії».

Ціна, за якою здійснюється постачання електричної енергії постачальником "останньої надії" споживачам приєднаним до системи розподілу / МСР, приєднаної до системи розподілу, розраховується за формулою:

$$\mathcal{C}_j^{\text{ОН}} = 1,25 * \mathcal{C}_{\text{Ф}}^{\text{РДН}} + T^{\text{Пер}} + T_j^{\text{Р}} + T^{\text{ОН}} \text{ грн/МВт·год, без ПДВ}$$

де $\mathcal{C}_{\text{Ф}}^{\text{РДН}}$ – середньозважена фактична ціна електричної енергії на ринку "на добу наперед" за перші 20 днів попереднього розрахункового періоду, грн/МВт·год, 1,25 – коефіцієнт, який враховує ризики від коливання цін на балансуєчому ринку та ринку "на добу наперед", $T^{\text{Пер}}$ - тариф на послуги з передачі електричної енергії,

грн/МВт·год, T_j^P - T^{ON} - тариф на послуги постачальника "останньої надії", грн/МВт·год.

Актуальні дані публікуються на сайті Постачальника останньої надії – ПОН.

Однак під час переходу споживача до роботи з ПОН розрахунок очікуваної ціни, за якою здійснюється постачання електричної енергії постачальником "останньої надії" споживачам, може бути виконана на основі даних, що публікуються НКРЕКП та Оператором ринку.

Наприклад, під час розрахунку такої ціни для місяця листопада 2021 р. Слід брати дані з сайту Оператора ринку за попередній місяць (жовтень 2021 року).

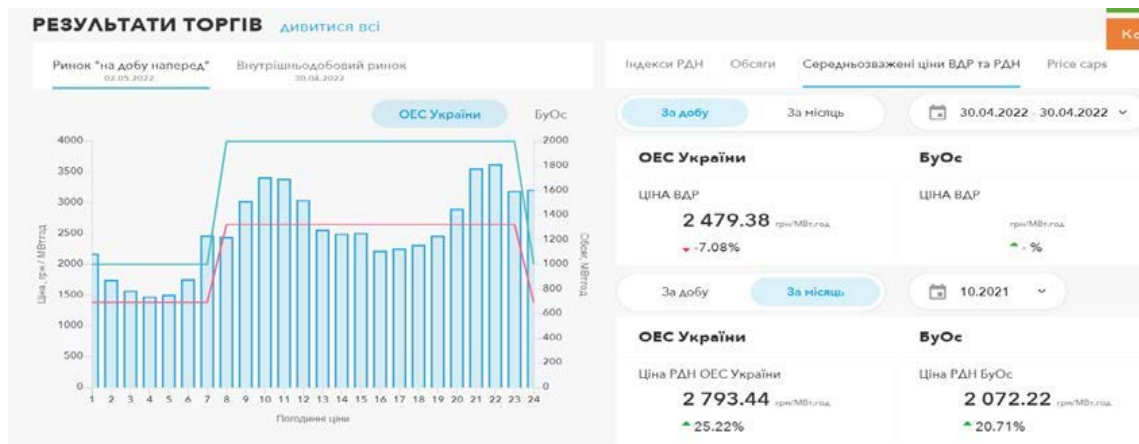


Рисунок 8.2. – Дані Оператора ринку щодо середньозваженої фактичної ціни на електричну енергію на ринку "на добу наперед"

Інші складові ціни ПОН, зокрема тарифи на розподіл, передачу та тариф ПОН встановлюються НКРЕКП та можуть бути знайдені на відповідному веб-порталі.

Приклад порівняння цін Постачальника «останньої надії» та Постачальника універсальної послуги для випадку приєднання до електричних мереж АТ «Вінницяобленерго» наведено в табл.8.1

Таблиця 8.1.

Вінницяобленерго	Ціни постачальника "останньої надії"	Ціни постачальника універсальних послуг
1 клас напруги	5191,04	2983,37
2 клас напруги	6174,3	3966,63

Про НКРЕКП Засідання Документи Моніторинг Державний контроль Для громадськості Пошук

Сфери діяльності → Електроенергія → Промисловість → Тарифи на електроенергію для ... → Тариф на послуги з передачі ел... → Тариф на пос...

Ндрукувати

Дата розміщення на сайті: 21.07.2021

НЕК «УКРЕНЕРГО»	грн/МВт*год (без податку на додану вартість)	Регламентуючий документ НКРЕКП	
		№	дата
ТАРИФ на послуги з передачі електричної енергії	293.93	434	10.03.2021
в т.ч. підтримка виробників електричної енергії з альтернативних джерел	202.22		

а

Про НКРЕКП Засідання Документи Моніторинг Державний контроль Для громадськості Пошук

Сфери діяльності → Електроенергія → Промисловість → Тарифи на електроенергію для ... → Тарифи на послуги з розподілу ел... → Тарифи на по...

Ндрукувати

Дата розміщення на сайті: 12.08.2021

№	Енергорозподільчі компанії	Тарифи на послуги з розподілу електричної енергії		Регламентуючий документ: Постанова НКРЕКП	
		1 клас напруги, грн/МВт*год (без урахування податку на додану вартість)	2 клас напруги, грн/МВт*год (без урахування податку на додану вартість)	№	дата
1	АТ «ВВФІНІЦІОБЕНЕРГО»	167.14	1150.40	2362	09.12.2020

б

НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ

ПОСТАНОВА

16.09.2021 № 1551

Про встановлення тарифу на послуги постачальника «останньої надії» на IV квартал 2021 року

Відповідно до [Закону України](#) «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», [статей 6 та 64](#) Закону України «Про ринок електричної енергії» та [глави 2](#) Методики розрахунку тарифу на послуги постачальника «останньої надії», затвердженої постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 05 жовтня 2018 року № 1178, Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, **ПОСТАНОВЛЯЄ**:

1. Установити тариф на послуги постачальника «останньої надії» на IV квартал 2021 року на рівні 1238,17 грн/МВт*год (без урахування податку на додану вартість).

2. Ця постанова набирає чинності з 01 жовтня 2021 року.

в

Рисунок 8.3. – Приклад результатів пошуку тарифу на передачу (а), розподіл (б) та тариф ПОН (в) на сайті НКРЕКП.

8.2 Контрольні питання та завдання

1. Виконати розрахунок ціни за якою здійснюється постачання електричної енергії постачальником "останньої надії" споживачам приєднаним до системи розподілу C_j^{OH} та порівняти ціни постачальника "останньої надії" з цінами постачальника універсальних послуг для відповідного розрахункового періоду (місяць) споживачів двох класів напруги.

Надати пояснення щодо визначення C_j^{OH} та посилання на використані фактичні дані (номер, дата постанови НКРЕКП, посилання на дані сайту Оператора ринку).

Для виконання порівняльного аналізу використати дані постачальника універсальних послуг ТОВ "ЕНЕРА ВІННИЦЯ". *(Надається викладачем)*

Посилання для отримання даних. <https://vin.enera.ua/el/tariff> *(у разі зміни посилань на джерело інформації, нове джерело надається викладачем).*

Необхідно показати (відобразити) структуру ціни універсальної послуги (для малих не побутових споживачів – бізнес ПУП) та логіку її розрахунку для споживачів двох класів напруги.

У разі додаткового використання даних інших постачальників універсальних послуг (мінімум два приклади) оцінка завдання підвищується на 2 бали.

2. Виконати порівняльний аналіз тарифів на розподіл електричної енергії, що діють на момент виконання практичної роботи, для 3-х операторів систем розподілу (обрати самостійно) та двох класів напруги.

Оформити результати роботи, зробити висновки за результатами аналізу.

Таблиця вибору варіанту. Уточняється викладачем.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 9

Розрахунок ціни постачальників електричної енергії за вільними цінами

Мета роботи – набуття навичок оцінки комерційних пропозицій постачальників за вільними цінами з урахуванням різних складових.

9.1 Основні теоретичні відомості

Вартість електроенергії для споживача формується з трьох структурних складових [33, 43, 52]: ринкова складова вартості електроенергії; вартість доставки електроенергії; маржа постачальника електроенергії.

Постачальник електроенергії закуповує електроенергію в ринкових сегментах для всіх споживачів керуючись значеннями замовлених цими споживачами обсягів. Вартість небалансів розраховується виходячи із погодинних різниць між обсягами закупленої та фактично спожитої електроенергії. Додатковою складовою вартості електроенергії є витрати, пов'язані із платежем постачальника електроенергії за участь у сегментах ринку електроенергії. Такі платежі постачальники розподіляють між споживачами або виходячи із долі споживача у загальних обсягах закупівлі електроенергії (адитивна складова ринкових витрат), або приведено до обсягів фактично спожитої електроенергії. В комерційних пропозиціях постачальників електроенергії можуть бути два варіанти врахування витрат, пов'язаних із діяльністю на ринку електроенергії [43, 52]:

- у формі долі споживача у витратах, пов'язаних із закупівлею постачальником електроенергії в ринкових сегментах;
- у формі множника до розрахункового значення вартості електроенергії.

Друга важлива складова вартості електроенергії для кінцевого споживача – вартість її доставки через магістральні електричні мережі (платіж Оператору систем передачі) та через системи розподілу електроенергії (платіж Оператору системи розподілу). Суми таких платежів розраховуються як добуток обсягу фактично спожитої електроенергії на фіксовані (затверджені НКРЕ КП) тарифи цих

операторів. Тому, практично всі постачальники електроенергії наразі пропонують цінові пропозиції із формулою розрахунку фактичного тарифу (приведені до одиниці фактично спожитої електроенергії витрати) на розрахунковий період, де вартість доставки електроенергії враховується додаванням до інших складових ціни тарифів на передачу і розподіл. Тарифи на передачу та розподіл електроенергії складають помітну долю у структурі ціни електроенергії для кінцевого споживача.

Тарифи на розподіл електроенергії узгоджуються передусім із техніко-економічними характеристиками відповідних розподільних мереж і суттєво різняться по регіонам України, що унеможливорює безпосереднє порівняння фактичної вартості електроенергії для споживачів, підключених до різних систем розподілу. Крім того, постачальники електроенергії пропонують моделі закупівлі електроенергії, в яких платежі за розподіл електроенергії здійснює або постачальник, або споживач, що відповідно відображається у розрахунках вартості 1 кВт·год електроенергії для споживача. Тому для узагальненого порівняння умов комерційних пропозицій від різних постачальників електроенергії необхідно попередньо вилучати з розгляду складові вартості розподілу електроенергії. У свою чергу, тариф Оператора системи передачі єдиний для всіх споживачів електроенергії і тому при порівнянні різних моделей закупівлі електроенергії сума платежу за передачу однакова для всіх моделей. Таким чином, при порівнянні моделей закупівлі електроенергії доцільно попередньо вилучати з розгляду складові вартості доставки [33, 34]. У цьому випадку порівнюватиметься не фактична вартість 1 кВт·год електроенергії, а деяке її індикативне значення, яке відображатиме вартість закупленої постачальником для споживачів категорії «Б» електроенергії та розміри маржі постачальника [43, 52].

Маржа постачальника визначається рядом надбавок до тарифу та множників у формулі розрахунку фактичної вартості електроенергії. При цьому кожен постачальник пропонує свій підхід до нарахування платежу за спожиту електроенергію.

9.2 Контрольні питання та завдання

Завдання. За результатами тендеру на закупівлю електричної енергії постачальник надав пропозицію для споживача категорії «Б» (без погодинного обліку електроенергії).

Тендер проведено у листопаді і тому комерційна пропозиція прив'язана саме до цього місяця з метою оцінки пропозицій різних постачальників. Загальна сума тендерної пропозиції, (загальна вартість тендерної пропозиції) у гривні (UAH), яка розраховується та вноситься учасником на електронний майданчик розраховується наступним чином:

$$V_{\text{Проп}} = (C_{\text{РДН}} + T_{\text{Пер}} + M_{\text{Пост}}) \cdot W_{\text{Зак}} \cdot 1,2 \text{ [грн/кВт·год з ПДВ]},$$

де, $C_{\text{РДН}}$ – середньозважена ціна на електричну енергію на ринку «на добу наперед» (РДН) в листопаді року, що розглядається в торговій зоні «ОЕС України», відповідно до даних приведених на сайті ДП «Оператор ринку», грн. за кВт*год, без ПДВ (Аналіз ринку електричної енергії за відповідний рік); $T_{\text{Пер}}$ – тариф на послуги з передачі електричної енергії затверджений регулятором для оператора системи передачі у встановленому порядку відповідно до відповідної постанови НКРЕКП, грн. за кВт·год без ПДВ (рік, що розглядається); $M_{\text{Пост}}$ – маржинальний прибуток (вартість послуг) Постачальника, грн/кВт·год без ПДВ; $W_{\text{Зак}}$ – плановий обсяг закупівлі електричної енергії для відповідного об'єкта Споживача, кВт·год; 1,2 – математичне вираження ставки податку на додану вартість (ПДВ -20 %).

Визначити маржинальний прибуток Постачальника. За результатами торгів маржинальний прибуток (тариф постачальника) учасника розраховується за формулою: $M_{\text{Пост}} = V_{\text{Проп}} / (W_{\text{Зак}} \cdot 1,2) - C_{\text{РДН}} - T_{\text{Пер}}$ [грн/кВт·год, без ПДВ],

Розрахувати ціну на електричну енергію постачальника для споживача для окремого місяця згідно з варіантом завдання з урахуванням визначеної за результатами тендеру маржі. Тариф оператора системи розподілу в розрахунках не береться до уваги. Тариф оператора системи передачі має бути врахований (чинний для відповідного місяця – знайти самостійно). Оформити результати роботи.

Вхідні дані та дата розрахунків надаються викладачем.

Перелік посилань

1. Mohammad Shahidehpour, Hatim Yamin, Zuyi Li. Market Operations in Electric Power Systems. Forecasting, Scheduling, Risk Management. Wiley-IEEE Press, 2002. – 552 p.
2. Саух С. Є., Борисенко А. В. Математичне моделювання електроенергетичних систем в ринкових умовах: монографія. К.: «Три К». 2020. 340 с.
3. Momoh J., Mili L. Economic Market Design and Planning for Electric Power Systems // Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2009. pp. 277. DOI:10.1002/9780470529164
4. Hogan W. Electricity market structure and infrastructure. Time on Energy Policy Conference. Harvard University. 2008.
5. Блінов І.В. Теоретичні та практичні засади функціонування конкурентного ринку електроенергії. К.: Наукова думка, 2015. 250 с.
6. Lin J., Magnago F. Electricity Markets: Theories and Applications// IEEE Press Series on Power, 2017, pp. 352.
7. Ventosa M, Baillo A., Ramos A., Rivier M. Electricity market modeling trends// Energy Policy, 2005, № 33(7), pp. 897-913. DOI:10.1016/j.enpol.2003.10.013
8. Mantysari P. Electricity Marketplaces. EU Electricity Trade Law. Springer, Cham. 2015, pp. 169-346.
9. Олефір Д.О., Бабіч В.Ю., Блінов І.В. Актуальні проблеми забезпечення ОЕС України ресурсами регулювання частоти та потужності. Енергетика: економіка, технології, екологія, 2021, № 3, С. 39-46.
10. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Оцінка роботи електростанцій при наданні допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України // Технічна електродинаміка, 2013, № 5, С. 55-60.
11. Blinov I., Parus E. Approach of Reactive Power Pricing for Ancillary Service of Voltage Control in Ukraine. Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), 2014 IEEE International Conference on. 2014. pp. 145-148.

12. Блінов І.В., Олефір Д.О., Парус Є.В. Модель оптимального використання ресурсів гідроелектростанцій на ринку електричної енергії. Технічна електродинаміка. 2022. №2. С. 60-69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.042>
13. Blinov I., Olefir D., Parus E., Kyrylenko O. (2023). Improving the Efficiency of HPP and PSHPP Participation in the Electricity Market of Ukraine. Power Systems Research and Operation. Studies in Systems, Decision and Control, vol 220. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-17554-1_3.
14. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Трач І.В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах. Технічна електродинаміка. 2021. №4. С. 44-54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
15. Парус Є.В., Блінов І.В. Олефір Д.О. Оцінка економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуги балансування в ОЕС України // Праці Інституту електродинаміки НАН України. 2021. №60. С. 28-37. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028>
16. Саух С.Е. Математическая модель равновесного состояния нового конкурентного рынка. Электронное моделирование. 2017. Т.39. №6. С. 3 – 14.
17. Блінов І.В. Методи та моделі забезпечення функціонування конкурентного ринку електричної енергії в Україні. Вісник НАН України. 2013. №6. С. 81-87.
18. Іванов Г.А., Блінов І.В. Складові процесу імітаційного моделювання лібералізованого ринку електричної енергії України. Електричні мережі та системи. 2018. № 4-5. С. 58-62.
19. Блінов І.В. Проблеми функціонування та розвитку ринку електричної енергії України. (за матеріалами наукової доповіді на засіданні Президії НАН України 3 лютого 2021 р.). Вісник НАН України. 2021. № 3. С. 20-28. doi: <https://doi.org/10.15407/visn2021.03.020>
20. Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Дослідження організації конкурентної моделі ринку електроенергії України з урахуванням мережових обмежень в ОЕС України.

Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України, 2016, № 45, С. 34-39.

21. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційна модель ринку електричної енергії «на добу наперед» з неявним врахуванням мережевих обмежень енергетичних систем // Технічна електродинаміка, 2019, № 5, С. 60-67. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.05.060>

22. Vincent Kaminski. Energy Market. Risk books. London. 2012. – 987 p.

23. Блінов І.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Короткостроковий інтервальний прогноз сумарного відпуску електроенергії виробниками з відновлювальних джерел енергії // Праці Інституту електродинаміки НАН України, 2019, Вип. 54. С. 5-12. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2019.54.005>

24. Іванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О. Складові моделі для аналізу впливу відновлювальних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії в Україні. Технічна електродинаміка. 2020. № 4. С. 72-75. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.072>

25. Кириленко О.В., Павловський, В.В., Блінов, І.В.: Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E. Технічна електродинаміка. 2022. № 5, С 59-66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>

26. ENTSOE Operation Handbook. P5 - Policy 5: Emergency Operations.

27. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016, 400 с. ISBN 978-966-02-7913-1.

28. Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства: Закон України від 15.12.2010 № 2787-VI (2787-17).

29. 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. L211. P. 55 – 93.

30. Кириленко О.В., Блінов І.В., Корхмазов Г.С., Попович В.І. Рольова модель конкурентного оптового ринку електричної енергії в Україні: концептуальна схема, сегменти та ролі учасників// Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. 2010. Вип. 25. С. 5-13.

31. Блінов І.В., Попович В.І. Гармонізована рольова модель європейського ринку електроенергії. Проблеми загальної енергетики. 2011. №3(26). С. 5-11.

32. Blinov I.V. New approach to congestion management for decentralized market coupling using net export curves. CIGRE Paris Session 2016. 2018.

33. Блінов І.В. Оптовий та роздрібний ринок електричної енергії [Електронний ресурс]: навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра за освітньою програмою «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / І. В. Блінов, Є. В. Парус ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,85 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 291 с <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/57363>

34. Оптовий та роздрібний ринок електричної енергії: розрахункова робота [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: І.В. Блінов, Є.В. Парус – Електронні текстові дані (1 файл: 1,1 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 44 с. <https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/48521/1/Rynok.pdf>

35. Блінов, І. В. Системи ринків електричної енергії. Курсова робота [Електронний ресурс] : навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра за освітньою програмою «Енергетичний менеджмент, електропостачання та інжиніринг електротехнічних комплексів» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / І. В. Блінов, Є. В. Парус ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 2,37 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 111 с. <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/57386>

36. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Е.В. Визначення результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії. Проблеми загальної енергетики. 2010. № 3. С. 5-12.
37. Борукаєв З., Блінов І., Остапченко К., Чемерис О., Шкарупило В. Моделі та засоби автоматизації систем організаційного управління енергоринком: монографія. Publishing House «European Scientific Platform». 2022. С. 122. DOI: <https://doi.org/10.36074/mtzasoye-monograph.2022>
38. Іванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В. Комплексна розрахункова модель ринку на добу наперед та балансуючого ринку електроенергії України. Промелектро, 2016, № 4-5, С. 8-12.
39. Блінов І.В., Парус Є.В. Вимоги до математичного забезпечення балансуючого ринку електричної енергії України. Технічна електродинаміка, 2012, № 2, С. 30 – 32.
40. Ivanov H., Blinov I., Parus Ye. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine// 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), 2019, pp. 339-342. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764184>
41. Борукаєв З.Х., Остапченко К.Б. Построение математической модели функционирования оптового рынка электроэнергии для решения задач организационного управления// Электронное моделирование, 2007, №2, 29, С. 73-84.
42. Борукаєв З.Х. Подход к построению компьютерных моделей для оперативного (суточного) планирования поставок электрической энергии в условиях оптового рынка. Часть 1. Формулировка задачи / З.Х. Борукаєв, К.Б. Остапченко, О.И. Лисовиченко // Моделювання та інформаційні технології: зб. наук. праць. - К.: 2012, Вип. № 63, С. 192-198.
43. Блінов І.В., Парус Є.В., Клименко О.Г., Ключко О.І. Спосіб порівняльних оцінок комерційних пропозицій електропостачальників для споживачів без погодинного обліку електричної енергії. Енергетика: економіка, технології, екологія: науковий журнал. 2023. № 2 (73). С. 36-42. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2023.289654>
44. Парус Є.В., Блінов І.В. Складові імітаційної моделі процесів ціноутворення на ринку електричної енергії України. Праці Інституту електродинаміки НАН України, 2019, Вип. 53. С. 28-34

45. Блінов І.В. , Парус Є.В. , Іванов Г.А. Імітаційне моделювання функціонування балансуючого ринку електроенергії з урахуванням системних обмежень на параметри режиму ОЕС України. Технічна електродинаміка. 2017, № 6, С. 72-79. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2017.06.072>
46. Куцан Ю.Г., Блінов І.В., Іванов Г.А. . Моделювання тарифо- та ціноутворення на роздрібному ринку електричної енергії України в нових умовах функціонування. Електронне моделювання, 2017, № 5, С. 71-79.
47. Про ринок електричної енергії: України № 2019-VIII від 13.04.2017 р.
48. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг №307 від 14.03.2018 «Про затвердження Правил ринку».
49. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг №308 від 14.03.2018 «Про затвердження правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку».
50. Блінов І.В., Парус Є.В., Шкарупило В.В. Структура та моделі інформаційної взаємодії учасників ринку електричної енергії. Вінниця: ГО «Європейська наукова платформа», 2021, 114 с. DOI: <https://doi.org/10.36074/stmivvyree-monograph.2021>
51. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг №312 від 14.03.2018 «Про затвердження правил роздрібного ринку електричної енергії».
52. Блінов І.В., Парус Є.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Сичова В.В. Модель оцінки доцільності переходу промислових споживачів до погодинного обліку електричної енергії на роздрібному ринку. Енергетика: економіка, технології, екологія». 2021. №1. С. 88-97. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2021.242186>
53. Leonardo Meeus. The Evolution of Electricity Markets in Europe. Edward Elger Publishing. 2020.
54. Про затвердження Кодексу систем передачі: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309.
55. Про затвердження Правил управління обмеженнями та Порядку розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів. Постанова НКРЕКП від 03.04.2020 №763.

56. Блінов І.В., О.Б. Рибіна, Є.В. Парус, С.Є. Танкевич. Математична модель розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів між двома ринками електричної енергії. Праці Інституту електродинаміки НАН України, 2014, Вип. 37, С. 125-130
57. Блінов І.В., Парус Є.В. Спосіб реалізації аукціону пропускної спроможності міждержавних перетинів між ринками електричної енергії. Технічна електродинаміка. 2014. № 5. С. 56 – 58.
58. Blinov I., Kyrylenko O., Parus E., Rybina O. Decentralized Market Coupling with Taking Account Power Systems Transmission Network Constraints // Power Systems Research and Operation. Selected Problems. Studies in Systems, Decision and Control. Springer. 2021 pp. 1-22. DOI: 10.1007/978-3-030-82926-1_1
59. Блінов І.В., Парус Є.В. Врахування мережевих обмежень та мінімізація різниці цін між ринками електроенергії. Технічна електродинаміка. 2015. № 5. С. 81-88.
60. Meeus L. Power exchange auction trading platform design. PhD Thesis: Katholieke Universiteit Leuven – Faculteit Toegepaste Wetenschappen Arenbergkasteel, B-3001 Heverlee (Belgium), 2006. 182 p.
61. Power exchange spot market trading in Europe: theoretical considerations and empirical evidence. OSCOGEN, 2002, 29 p.
62. Блінов І.В., Парус Е.В. Аспекти протиріч логіки прийняття та відхилення блокових заявок на біржі електроенергії: способи уникнення протиріч. Електропанорама, 2010, № 7-8, С. 25-27.
63. Борукаев З. Х., Остапченко К. Б., Лисовиченко О. И. Модели для определения прогнозной оптовой цены покупки электроэнергии в условиях изменения цен на рынках энергоносителей. Міжвідомчий науково-технічний збірник «Адаптивні системи автоматичного управління». 2015. № 2(26). С.35 – 43.
64. Борукаев З. Х. Остапченко К. Б., Лисовиченко О. И. Математическое обеспечение методики расчета прогнозной оптовой цены электроэнергии на оптовом рынке. Енергетика та електрифікація. 2015. Вип. 9 (385). С. 33 – 43.

65. Ivanov H. A., Blinov I.V., Parus E.V. Architecture of tools of estimating the influence of renewable sources on the electricity cost in Ukraine // Natural and Technical Sciences, 2020, VIII (30), Issue 244, pp. 49-52.

66. Порядок купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії. Постанова НКРЕКП від 26.04 2019 року № 641 у редакції постанови НКРЕКП 13 грудня 2019 року № 2802.

67. Кириленко О.В., Басок Б.І., Базєєв Є.Т., Блінов І.В. Енергетика України та реалії глобального потепління. Технічна електродинаміка. 2020. № 4. С 52-61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052>

68. Бабаєв М. Україна після «зеленого» тарифу. Нові механізми підтримки відновлюваної енергетики. Центр екологічних ініціатив «Екодія». 2021. с. 43.

69. Курбатова Т.О. Економічні механізми стимулювання розвитку відновлювальної енергетики в Європейському Союзі. Механізм регулювання економіки. 2014. № 4. 139 - 147.

70. Про затвердження Кодексу систем розподілу: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310.

71. Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 311

72. Блінов І.В., Мірошник В.О., Лоскутов С.С. Зниження витрат на покриття небалансів учасників балансуючої групи виробників електричної енергії з відновлюваних джерел. Технічна електродинаміка. 2023. № 1. С 62-66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062>

73. Блінов І.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Оцінка вартості похибки прогнозу «на добу наперед» технологічних втрат в електричних мережах України. Технічна електродинаміка. 2020. №5. С. 70-73. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.05.070>

74. Черненко П.О. Ієрархічне багатофакторне прогнозування електричного навантаження енергооб'єднання. Інститут електродинаміки НАНУ. – К. 2011. – 349 с. Taylor J. Exponentially weighted methods for forecasting intraday time series with multiple seasonal cycles. International Journal of Forecasting. Vol. 26. Issue 8. 2010. pp. 627-646. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2010.02.009>.

75. Hooke R., Jeeves T.A. "Direct search" solution of numerical and statistical problems. *Journal of the ACM*. 8 (2), 1961, pp. 212–229. <https://doi.org/10.1145/321062.321069>.
76. Hyndman, R.J., & Athanasopoulos, G. (2021) *Forecasting: principles and practice*, 3rd edition, OTexts: Melbourne, Australia. [OTexts.com/fpp3](https://otexts.com/fpp3). Accessed on 10.03.2021.
77. Goodfellow I., Bengio Y. Courville A. *Deep Learning*. MIT Press, 2016. <https://www.deeplearningbook.org/>
78. Bishop C.. *Pattern Recognition and Machine Learning (Information Science and Statistics)*. Springer-Verlag, 2006.
79. Блинов И.В. Определение вида короткого замыкания ЛЭП на основе искусственных нейронных сетей. *Тех. електродинаміка. Тем. випуск. Силова електроніка та енергоефективність*. 2007. С. 49-52.
80. Blinov I., Miroshnyk V., Sychova V. Short-term forecasting of electricity imbalances using artificial neural networks. *OP Conf. Series: Earth and Environmental Science* 1254 (2023) 012029. doi:10.1088/1755-1315/1254/1/012029
81. Сичова, В. Прогнозування добових графіків сумарних небалансів електричної енергії в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С 59-63. DOI:<https://doi.org/10.15407/techned2022.04.059>.
82. Blinov I., Miroshnyk V., Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). 2022. DOI: 10.1109/ESS57819.2022.9969288
83. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchansky V., Shkarupylo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek). 2021. pp. 262-265. DOI: 0.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981
84. Парус Є.В., Блінов І.В., Мірошник В.О., Рибіна О.Б., Олефір Д.О., Сичова В.В. Модель оптимального розподілу гідроресурсів ГЕС з резервуванням потужностей для надання допоміжних послуг автоматичного відновлення частоти. *Технічна електродинаміка*. 2024. № 3. С 73-82. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.03.073>