

СВІТОВЕ ГОСПОДАРСТВО І МІЖНАРОДНІ ЕКОНОМІЧНІ ВІДНОСИНИ

УДК 338.2

DOI: <https://doi.org/10.37320/2415-3583/9.1>**Салашенко Т.І.**

кандидат економічних наук,
старший науковий співробітник відділу промислової політики
та енергетичної безпеки,
Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку
Національної академії наук України
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1822-5836>

ДИФЕРЕНЦІАЦІЯ ЦІН ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У ЄВРОПЕЙСЬКОМУ ПРОСТОРИ

Лібералізація ринків електроенергії спрямована на здобуття істотних вигід споживачами за рахунок зниження ціни під пресом конкуренції. Особливого розвитку європейські ринки електроенергії отримали з уніфікацією правил організованої спотової торгівлі. Нині в ЄС ринки на добу наперед є найпрогресивнішою формою торгівлі, а ціни на добу наперед – найпрозорішими, індикативними та порівняними у європейському просторі. Однак на європейських ринках електроенергії цінова диференціація залишається достатньо високою. У статті представлено аналітичне забезпечення щодо визначення причин диференціації цін електроенергії в ЄС, основними з яких є структура внутрішньої генерації та відкритість національних ринків до зовнішньої торгівлі. Доведено, що вирішальним чинником цінової диференціації є структура пропозиції електроенергії, тоді як структура внутрішньої генерації здатна істотно вплинути на ціни електроенергії в умовах ізолюваності ринку.

Ключові слова: ринок електроенергії, цінова диференціація, електрогенерація, міжкордонна торгівля, кластерний аналіз.

Постановка проблеми. ЄС як інтеграційне об'єднання прагне створити єдиний європейський ринок електричної енергії (РЕЕ), для чого приймається наднаціональне законодавство у формі енергетичних пакетів та окремих директив і регламентів, розбудовуються міжкордонні енергетичні мережі, створюються міжнаціональні торговельні платформи. Однак транс'європейські правила функціонування конкурентних РЕЕ спрямовані саме на уніфікацію правил міжкордонної торгівлі електричною енергією (ЕЕ), тоді як національні РЕЕ в країнах – членах ЄС збудовані за власними моделями та відрізняються за кон'юнктурою, що разом зумовлює диференціацію цін ЕЕ в європейських країнах.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Проблема лібералізації РЕЕ в європейському просторі стала особливо актуальною протягом останніх двох десятиліть із часів виникнення вільної торгівлі ЕЕ, якій присвячено дослідження зарубіжних учених [1–5], а також окремі дослідження [6–8], замовниками яких є Агентство з кооперації енергетичних регуляторів (ACER) та Рада європейських енергетичних регуляторів (CEER), Європейська мережа системних операторів передачі електроенергії (ENTSO-E) та Міжнародне енергетичне агентство (IEA). Особливого значення диференціація цін ЕЕ набула з розвитком

організованої спотової торгівлі ЕЕ під керівництвом енергетичних бірж, так званих номінованих операторів ринку електроенергії (NEMO), які всі проводять сліпі аукціони, клірингова ціна ЕЕ на котрих визначається за маржинальним методом ціноутворення. Нині в ЄС діють 17 NEMO [9], а ціни ЕЕ на добу наперед уважаються індикативними та порівняними в європейському просторі. Отже, постає питання: чому за однакових форм торгівлі та методів ціноутворення різниця між цінами ЕЕ в країнах ЄС сягає до 100%?

Мета статті полягає у визначенні причин диференціації цін ЕЕ в європейському просторі.

Методологічною основою дослідження стала теорія галузевих ринків [10], а методами вибрано методи описової статистики елементарних ознак та кластерного аналізу, докладно викладені в роботі [11].

Виклад основного матеріалу. Відкриття кордонів на РЕЕ в європейських країнах спрямоване передусім на здобуття додаткових вигід споживачами за рахунок зниження цін ЕЕ під пресом конкуренції. Однак конкурентна модель РЕЕ апріорі передбачала зростання цін унаслідок переходу від регульованого до вільного маржинального ціноутворення, зростання цінності ЕЕ у різні періоди часу, а також впливу інших фундаментальних чинників. На рис. 1 представлено динаміку

середньозважених загальноєвропейських цін ЕЕ у 2016–2019 рр., що підтверджують цю тезу.

Середньорічна ціна ЕЕ в ЄС у 2016 р. становила 39,2 євро/МВт*год., збільшившись на 34%, або до 52,6 євро/МВт*год. у 2018 р. Спонукаючими чинниками було стрімке зростання цін на газ, вугілля та викиди CO₂ на європейських ринках. За дев'ять місяців 2019 р. ціна ЕЕ становила 46,5 євро/МВт*год., що на 6% менше, ніж за аналогічний період 2018 р., однак на 38% більше, ніж в аналогічний період 2016 р. Аналіз квартальної динаміки цін на ЕЕ свідчить про їх сезонну мінливість, що характеризується зростанням у четвертому кварталі та зниженням у другому кварталі кожного року. Спред між цінами за ці квартали становив 74% у 2016 р., скоротившись до 40% у 2018 р.

Оскільки немає єдиного європейського РЕЕ та його уніфікованої моделі, ціни ЕЕ в ЄС залишаються достатньо диференційованими. Спред між максимальними та мінімальними цінами ЕЕ становив від 47% до 106% за аналізований період. Причинами такої цінової диференціації,

які розглядаються далі, вважаються різна структура генерації та відкритість національних РЕЕ до зовнішньої конкуренції.

Статистичний аналіз європейських цін ЕЕ (табл. 1) свідчить, що варіація цін ЕЕ знаходилася на середньому рівні, у межах від 12% до 26%. Порівняння середньої та медіанної цін свідчить про близькість цих показників, проте модальна ціна була істотно нижчою майже в усіх періодах. Неоднорідність європейських цін ЕЕ доводить значні коливання коефіцієнтів ексцесу – від -1,5 до 2,4 та коефіцієнтів асиметрії – від -0,5 до 1,4.

Розподіл цін ЕЕ за кuartилями дав змогу виявити країни з найбільш дорогою та найбільш дешевою ЕЕ (рис. 2, табл. 2).

Візуальний аналіз рис. 2 свідчить про розмитість границь кuartилів та нерівномірність розподілу країн у різні періоди.

Найнижчі ціни ЕЕ найчастіше мали місце на скандинавському РЕЕ – у Норвегії, Швеції та Данії, у 3-х із 15 випадків – у Болгарії, та одноразово – у Словаччині та Німеччині. Як припускається, чинниками, що сприяли цьому, були



Рисунок 1 – Динаміка цін на ЕЕ базового навантаження в ЄС у 2017–2019 рр.

Джерело: побудовано за даними [8]

Таблиця 1 – Статистичний аналіз цін на ЕЕ в ЄС у 2017–2019 рр.

Показник	2017 р.				2018 р.				2019 р.		
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3
Середнє	44,9	36,2	40,0	43,9	42,8	43,7	57,5	59,9	50,3	42,3	46,0
Медіана	42,8	34,6	37,1	40,7	42,2	42,1	57,3	60,3	47,9	41,3	46,5
Мода	41,3	30,9	32,7	33,9	45,1	36,8	53,5	52,7	47,4	35,7	37,4
Стандартне відхилення	10,2	6,6	7,4	11,3	6,8	7,3	7,4	7,2	6,5	7,5	8,1
Ексцес	-1,5	-0,9	-1,0	-1,5	0,3	-0,5	2,4	-1,1	0,8	2,3	-0,9
Асиметричність	0,1	0,6	0,5	0,4	0,9	0,7	-0,5	0,2	0,9	1,4	0,3
Варіація	0,23	0,18	0,18	0,26	0,16	0,17	0,13	0,12	0,13	0,18	0,18

Джерело: розраховано за даними [8]

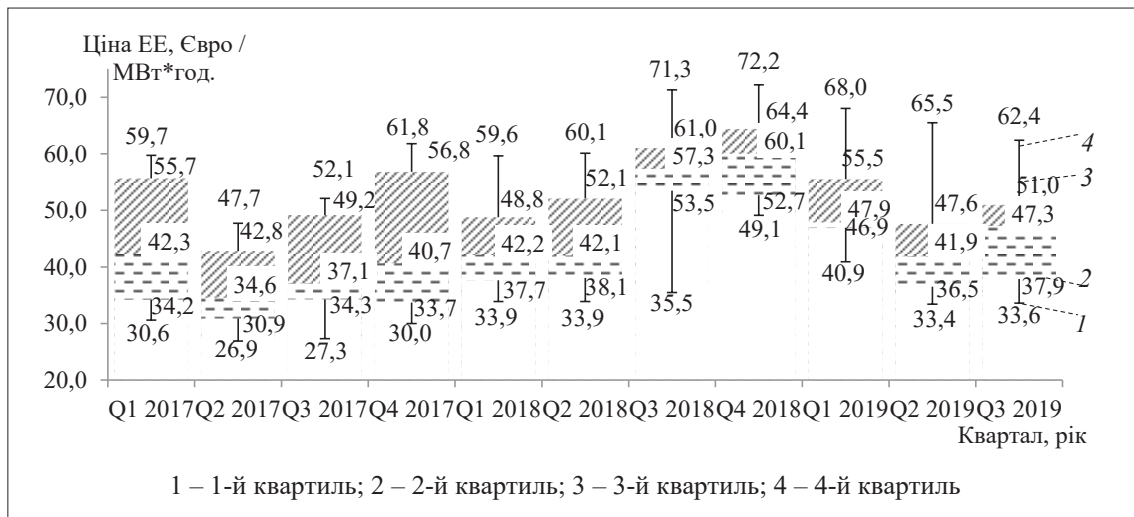


Рисунок 2 – Розподіл цін ЕЕ в ЄС за квантилями у 2017–2019 рр.

Джерело: побудовано автором

Таблиця 2 – Розподіл європейських цін ЕЕ за квантилями у 2017–2019 рр.

Квартиль	2017 р.				2018 р.				2019 р.			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	
Мін.	30,6	26,9	27,3	30,0	33,9	33,9	35,5	49,1	40,9	33,4	33,6	
Країна	NO	NO	NO	NO	BG	BG	BG	SK	DE	SE	NO	
1	Границя	34,2	30,9	34,3	33,7	37,7	38,1	53,5	52,7	46,9	36,5	37,9
	Країни	DK, EE, FI, LV, SE, NO	AT, DE, DK, EE, FI, LU, SE, NO	BE, DE, DK, LU, SE, NO	DK, EE, FI, LV, SE, NO	AT, BG, CZ, DE, DK, LU, RO	AT, BG, CZ, DE, FR, LU, RO	BG, DE, DK, EE, FI, LU, SE, NO	BG, DE, DK, EE, EE, FI, NL, SK	AT, CZ, DE, DK, LU, SE, SK	BE, DE, FR, LU, SE, NO	BE, DE, DK, LU, NL, SE, NO
2	Границя	42,3	34,6	37,1	40,7	42,2	42,1	57,3	60,1	47,9	41,9	47,3
	Країни	BG, CZ, DE, LT, LU, PL	CZ, FR, LT, LV, NL	AT, CZ, EE, FI, FR, LT, LV	AT, BG, CZ, DE, LT, LU, PL	EE, FI, HU, SE, SK, NO	DK, EE, FI, HU, SE, SK, NO	AT, CZ, FR, RO, SK	AT, CZ, LV, PT, UK	BG, EE, FI, FR, LT, NO	AT, BG, CZ, DK, FI, RO, SK	AT, CZ, ES, IE, PT, SK, UK
3	Границя	55,7	42,8	49,2	56,8	48,8	52,1	61,0	64,4	55,5	47,6	51,0
	Краї-Країни	AT, BE, FR, IE, NL, PT, RO, SK	BE, BG, HU, IE, PL, RO, SK	BG, ES, IE, PL, SK, UK	HU, IE, NL, RO, SK, UK	BE, FR, HR, LT, LV, NL, PL, PT	BE, HR, LT, LV, NL, PL, PT	BE, HR, HU, LT, LV, NL, PL	ES, FR, HR, HU, IE, PL, RO, SE	BE, ES, HR, HU, LV, NL, PL, PT, RO	EE, HR, HU, IE, LT, LV, UK	EE, FI, FR, IT, LT, LV, UA
4	Границя	59,7	47,7	52,1	61,8	59,6	60,1	71,3	72,2	68,0	65,5	62,4
	Країни	ES, GR, HU, IT, UK	ES, GR, IT, PT, UK	GR, HU, IT, PT, RO	BE, ES, FR, GR, IT, PT	ES, GR, IE, IT, UK	ES, GR, IE, IT, UK	ES, GR, IT, PT, UK	BE, GR, IT, NO, LT	GR, IE, IT, UK	ES, GR, IT, PL, PT	BG, GR, HR, HU, PL, RO,
Макс.	59,7	47,7	52,1	61,8	59,6	60,1	71,3	72,2	68,0	65,5	62,4	
Країна	ES	ES	GR, PT	IT	IT	UK	UK	UK	IT	GR	GR	GR

Примітка: країни представлені за їх міжнародними кодами, затвердженими ISO 3166.

Джерело: розраховано автором

диверсифікована структура генерації, розвинута конкуренція та зовнішня відкритість національних РЕЕ. У третьому кварталі 2019 р. найнижча ціна ЕЕ була в Норвегії, яка становила 33,6 євро/МВт*год.

Орієнтиром для 1-го квартилю були ціни ЕЕ в Данії, яка мала найвищу вірогідність попадання у цей квартиль – 87%, яка у третьому кварталі 2019 р. була сформована на рівні 37,8 євро/МВт*год. Високу вірогідність потрапляння до 1-го квартилю була в Німеччині разом із Люксембургом (ці дві країни становлять єдину ринкову зону), яка становила 80%, тоді як у Норвегії та Швеції вірогідність становила по 73 %.

Найвірогіднішим представником 2-го квартилю виявилися Чехія, яка знаходилася в межах встановленого діапазону у 73% випадків. Ціна ЕЕ в Чехії становила 40,5 євро/МВт*год. у третьому кварталі 2019 р., знизившись більше ніж на 25% порівняно з аналогічним періодом минулого року та збільшившись на 34% порівняно з відповідним періодом 2016 р. Із вірогідністю 53% до 2-го квартилю відноситься Болгарія, з вірогідністю 47% – Австрія та Словаччина та з вірогідністю 40% – Литва, Нідерланди та Фінляндія.

Найтипівішим представником 3-го квартилю стала Угорщина з вірогідністю 67%, хоча ціна

ЕЕ у третьому кварталі 2019 р. підскочила до 56,4 євро/МВт*год., що зумовило її перехід до 4-го квартилю. Також його типовими представниками були Польща та Латвія з вірогідністю по 60% кожна, а також Румунія та Хорватія з вірогідністю 40% кожна.

Із вірогідністю 87% країни 4-го квартилю представили Італія та Греція, ціни ЕЕ в яких у третьому кварталі 2019 р. становили 51 та 62,4 євро/МВт*год. Найвищі ціни мали Великобританія, Греція, Італія та Португалія, як припускається, через їх відносну географічну ізольованість та орієнтацію цих країн на газову електрогенерацію. Так, ціна ЕЕ в Греції у третьому кварталі 2019 р. становили 62,4 євро/МВт*год.

ЄС прагне створити єдиний європейський РЕЕ, розвиваючи міжкордонні електричні мережі та впроваджуючи механізми ринкового об'єднання. Однак локальні границі національних РЕЕ залишаються ще досить закритими, про що свідчить кореляція цін на ЕЕ (табл. 3).

Найбільш відкритим виявився РЕЕ Словаччини, ціни на якому корелюють із РЕЕ дев'яти країн, на другому місці – РЕЕ Італії, що корелює з цінами ЕЕ у восьми країнах ЄС, а на третьому – РЕЕ Австрії, Німеччини та Чехії, які корелюють з РЕЕ у семи країнах ЄС. Найбільшим закритими

Таблиця 3 – Кореляційний аналіз цін ЕЕ в країнах ЄС у 2017–2019 рр.

Країна	Дуже високе значення коефіцієнту кореляції (0,9 – 0,99)	
	Пов'язані країни	Кількість країн
AT	CZ, DE-LU, DK, IT, SE, SK, NO	7
BE	FR	1
BG	–	0
CZ	AT, DE-LU, DK, IT, NL, SE, SK,	7
DE-LU	AT, CZ, DK, IT, NL, SE, SK,	7
DK	AT, CZ, DE-LU, SE, NO,	5
EE	DK, EE, FI, LT, LV, PL,	6
ES	IT, PT, SK,	3
FI	DK, EE, LV	3
FR	BE	1
GR	–	0
HU	RO, SK,	2
IE	IT, NL,	2
IT	AT, BE, CZ, DE-LU, ES, IE, NL, PT, SK,	9
LT	DK, EE, LV, SE, NO,	5
LV	DK, EE, FI, LT, PL,	5
NL	CZ, DE, IE, IT, LU, SK,	6
PL	EE, LV,	2
PT	ES, IT, SK,	3
RO	HU	1
SE	AT, CZ, DE-LU, DK, LT, NO,	6
SK	AT, CZ, DE-LU, ES, HU, IT, NL, PT,	8
UK	–	0
NO	AT, DK, LT, SE,	4

Джерело: розраховано автором

виявилися РЕЕ в Болгарії, Греції та Великобританії, які не мають тісних в'язків із жодною іншою з європейських країн.

Першою причиною диференціації цін ЕЕ в європейських країнах, яка підлягає доведенню, вважається диверсифікація структури електрогенерації (рис. 3). У європейських країнах немає однакових електроенергетичних комплексів. Так, електроенергетика Франції є переважно атомною, Естонії – газовою, Польщі – вугільною, а Норвегії – гідроенергетичною. Інші країни мають більш диверсифіковану структуру електрогенерації. Усі європейські країни прагнуть розвивати зелену електроенергетику, найбільша частка якої у 2018 р. була в Данії – 56%, а найменша – у Словаччині – 6%.

Для пояснення диференціації цін ЕЕ за структурою електрогенерації було проведено кластерний аналіз, результати якого представлено в табл. 4, що дав змогу підтвердити цю гіпотезу, але

повністю не пояснив диференціацію цін ЕЕ між країнами ЄС.

За результатами кластерного аналізу було виділено чотири кластери:

– до першого кластера увійшли три країни: Болгарія, Чехія та Польща. Визначальною його особливістю стало домінування вугільної електрогенерації. При цьому ціни ЕЕ у цих країнах знаходилися на рівні 39,1 євро/МВт*год. (1-й кватиль) до 53,4 євро/МВт*год. (3-й кватиль);

– до другого кластера віднесено сім країн: Бельгію, Іспанію, Францію, Угорщину, Румунію, Швецію та Словаччину, в яких домінувала атомна генерація, але ціни на ЕЕ коївалися від 45,7 євро/МВт*год. (1-й кватиль) до 57,6 євро/МВт*год. (4-й кватиль);

– до третього кластера було включено шість країн: Австрію, Хорватію, Італію, Литву, Латвію, Норвегію, в яких високорозвинуті гідро- та газова електрогенерація. Середньорічні ціни ЕЕ

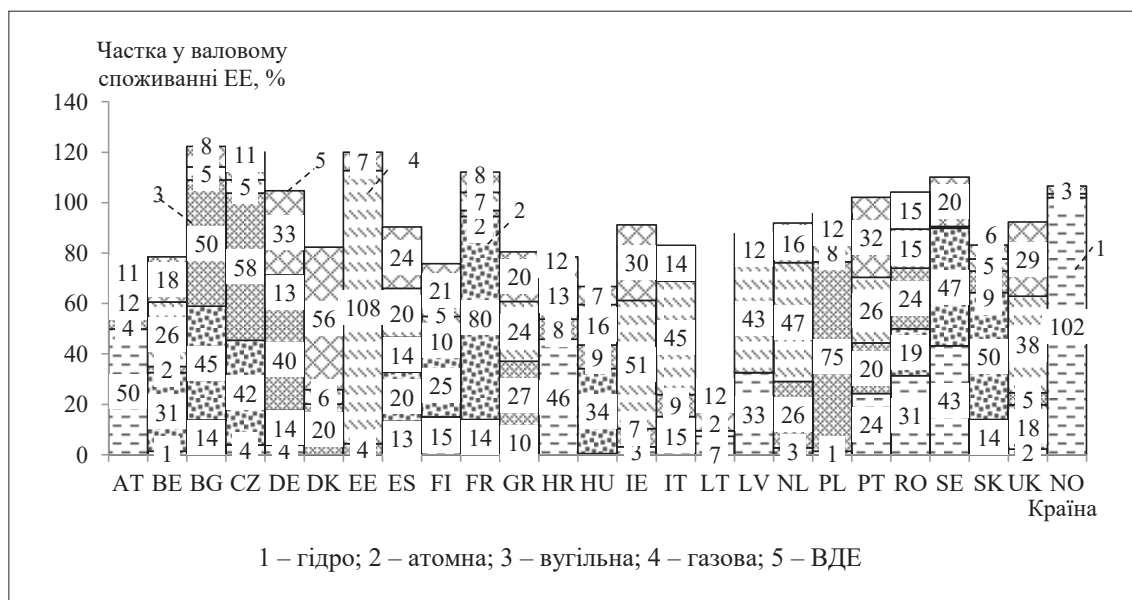


Рисунок 3 – Структура електрогенерації в країнах ЄС у 2018 р.

Джерело: побудовано за даними [8; 12]

Таблиця 4 – Розподіл країн ЄС за цінами ЕЕ та диверсифікацією структури електрогенерації

Кластер	Склад кластеру	Ціна, євро/МВт*год.	Розмах ціни, %	Середня частка електрогенерації у валовому електроспоживанні, %				
				Гідро	Атомна	Вугільна	Газова	ВДЕ
Вугільно-атомно-зелений	BG, CZ, PL	46,1	36	6	29	61	6	10
Атомно-гідро-зелений	BE, ES, FR, HU, RO, SE, SK	50,3	25	17	38	9	11	16
Гідро-газово-зелений	AT, HR, IT, LT, LV, NO	52,4	34	42	0	4	19	11
Газово-зелено-вугільний	DE, DK, EE, GR, IE, NL, PT, UK	53,2	38	6	4	19	39	28

Джерело: розраховано автором

суб'єктів цього кластера знаходилися в межах 46,7 євро/МВт*год. (2-й квартиль) до 62,3 євро/МВт*год. (4-й квартиль);

– четвертий кластер становлять вісім країн: Німеччина, Данія, Естонія, Греція, Ірландія, Нідерланди, Португалія, Великобританія, які мали найбільш диверсифіковану структуру електрогенерації, у котрій переважали газові джерела. Ціни на ЕЕ коливалися від 44,4 євро/МВт*год. (1-й квартиль) до 61,9 євро/МВт*год. (4-й квартиль).

У результаті кластеризації спред між максимальними та мінімальними цінами всередині кожного кластера було зменшено від 25% до 38%, тоді як у цілому в сукупності досліджуваних він становив 75%.

Як припускається та доводиться далі, другою причиною, що зумовлює диференціацію цін ЕЕ, є участь національних РЕЕ у зовнішній торгівлі: розвиток міжнаціональних інтерконекторів сприяє перетоку ЕЕ з більш дешевої ринкової зони до більш дорогої, що й спричиняє кореляцію цін. На рис. 4 представлено структуру покриття попиту на ЕЕ в країнах ЄС у 2018 р., яка засвідчує неоднорідність країн ЄС за джерелами пропозиції ЕЕ.

Проведена кластеризація європейських країн за цінами ЕЕ та структурою покриття попиту дала змогу виявити шість кластерів (табл. 5), які визначають різні варіанти ринкової поведінки учасників РЕЕ.

До першого кластера увійшли країни, так звані транзитери ЕЕ – Литва, Латвія, Хорватія, – які,

маючи недостатній рівень розвитку власної електрогенерації, перекачували через свої ринкові зони значні потоки ЕЕ в обох напрямках. Відкритість кордонів національних РЕЕ дала їм можливість першими відбирати більш дешеві цінові пропозиції, внаслідок чого ціни на ЕЕ були помірно високими та зазвичай відносилися до 3-го квартилю. Середня ціна всередині кластера становила 51,8 євро/МВт*год., а спред між мінімальною та максимальною цінами становив лише 8%.

До другого кластера увійшли прикордонні країни, тобто ті, які знаходяться на кордонах ЄС: Греція, Великобританія, Італія, Ірландія, Польща, Іспанія. Маючи внутрішньоорієнтовану електрогенерацію, ці країни мали обмежені можливості обміну ЕЕ з іншими ринковими зонами, що зумовлювало високі ціни ЕЕ, які зазвичай відносилися до 4-го, інколи до 3-го квартилей. Середнє значення ціни ЕЕ в кластері становило 59,2 євро/МВт*год., а її розмах – 17%.

До третього кластера увійшли переважно Німеччина, Франція, Португалія, Румунія, Швеція, Норвегія, які мають розвинений комплекс електрогенерації та розвинені зв'язки із суміжними енергосистемами, що давало їм змогу експортувати виробничі надлишки та імпортувати ЕЕ за кращими ціновими пропозиціями з інших енергосистем. Зважаючи на це, ціни ЕЕ цих країн відносяться як до 1-го, так і до 2-го квартилей. Середнє значення ціни ЕЕ в кластері становило 49,4 євро/МВт*год., а спред між цінами – 29%.

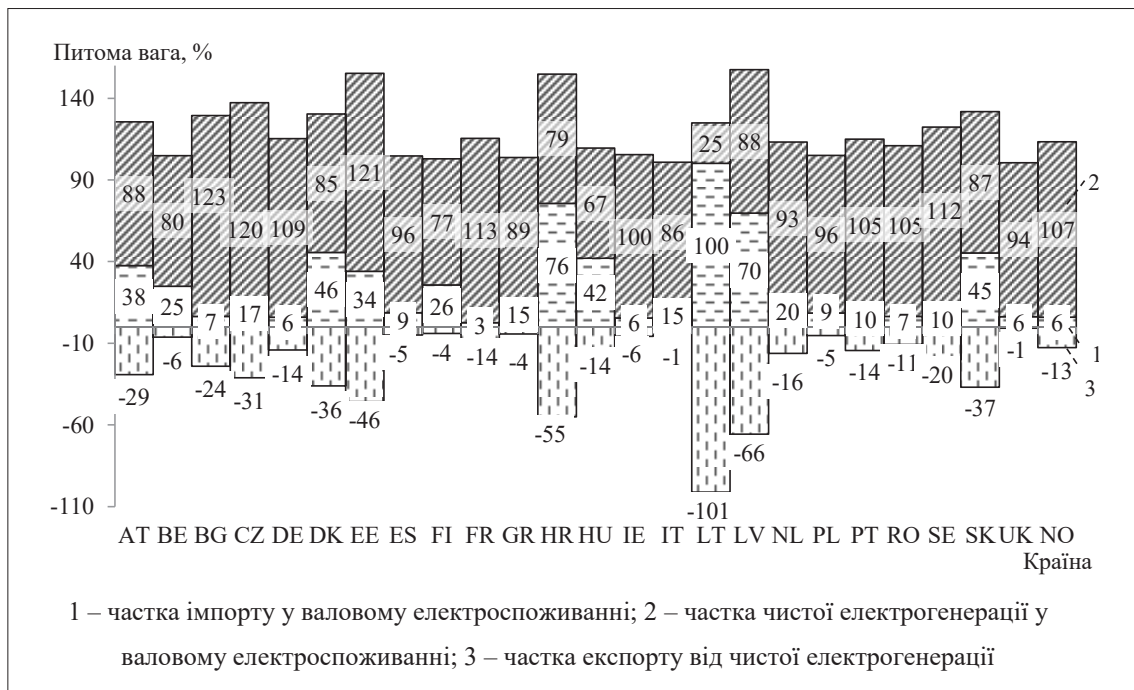


Рисунок 4 – Структура покриття попиту на ЕЕ в країнах ЄС у 2018 р.

Джерело: побудовано за даними [8; 12]

Таблиця 5 – Розподіл країн ЄС за кластерами

Кластер	Країни, що входять у цій кластер	Середні значення в кластері				Розмах (спред) ціни, %
		Ціна ЕЕ, євро/МВт*год	Частка імпорту у валовому споживанні, %	Частка експорту від чистої генерації, %	Частка чистої генерації у валовому споживанні, %	
Транзитери	HR, LT, LV	51,8	81,9	73,9	63,9	8
Географічно ізольовані	GR, UK, IT, IE, PL, ES	59,2	9,9	3,7	93,5	17
Внутрішньо- та експорто-орієнтовані	DE, FR, PT, RO, SE, NO	49,6	7,0	14,2	108,5	29
Експорто- та імпорто-орієнтовані	EE, DK, CZ	45,9	32,3	45,7	108,8	4
Імпорто- та експорто-орієнтовані	HU, NL, FI, BE	50,8	28,2	10,1	79,5	19
Всебічно орієнтовані	AT, BG, SK	43,9	29,9	30,0	99,2	19

Джерело: розраховано автором

Експортоорієнтовані Естонія, Данія та Чехія представили четвертий кластер, однак вони були й крупними імпортерами ЕЕ. Переваги ринкової міжкордонної торгівлі ЕЕ давали їм змогу купувати одну з найдешевших ЕЕ в ЄС. Ціни ЕЕ залежно від результатів ринкової гри відносилися до першого або другого кластера. Середнє значення ціни ЕЕ в кластері становило 45,9 євро/МВт*год., а спред між цінами – 4%.

Імпортоорієнтовані Угорщина, Нідерланди, Фінляндія та Бельгія виділено у п'ятий кластер. Однак, маючи недостатньо розвинену власну генерацію та розвинені інтерконектори, вони також приймали активну участь у зовнішній торгівлі, виступаючи реекспортерами ЕЕ, що дало їм змогу встановити ціни ЕЕ на рівні 2-го та 3-го квантилів. Середнє значення ціни ЕЕ в кластері становило 50,8 євро/МВт*год., а спред між цінами – 4%.

Шостий кластер представили Австрія, Болгарія та Словаччина, які мали внутрішньоорієнтовану електрогенерацію, однак активно використовували переваги зовнішньої торгівлі в обох напрямках, що дало їм змогу сформувати одні з найнижчих цін ЕЕ в ЄС. Середнє значення ціни ЕЕ в кластері становило 43,4 євро/МВт*год., а спред між цінами – 19%.

Проведене дослідження дає змогу представити параметричну ідентифікацію європейських країн за ключовими характеристиками ринкової кон'юнктури, що є підставою для диференціації цін ЕЕ (табл. 6).

Висновки. Отже, можна виділити декілька чинників, які зумовлюють диференціацію цін ЕЕ в ЄС:

1) експортоорієнтовані РЕЕ зазвичай мають більш дешеву ЕЕ для внутрішнього споживання, реалізуючи дорогі виробничі надлишки на зовнішні ринки, тоді як ціна ЕЕ в імпортоорієнтованих не завжди є найвищою та залежить від розвитку зв'язків із суміжними РЕЕ. Внутрішня забезпеченість не гарантує низькі цін ЕЕ на національному РЕЕ;

2) сприяє зниженню цін ЕЕ орієнтація на атомну та гідрогенерацію. Водночас велике значення мають інші джерела, оскільки маржинальний енергоблок визначатиме загальну динаміку цін на РЕЕ. Доповнення перших двох газовою неодмінно штовхатиме ціни вгору;

3) переважання у структурі генерації вугільних джерел не означає різке підвищення цін ЕЕ порівняно з низьковуглецевими національними РЕЕ – визначитиме рівень ціни обсяги зовнішньої торгівлі для забезпечення ефективного навантаження вугільних потужностей;

4) внутрішньоорієнтовані країни з газовою генерацією мають найвищі ціни ЕЕ, знизити які можливо лише за рахунок участі у зовнішній торгівлі.

Україна як член Енергетичного співтовариства запустила конкурентний РЕЕ з 01.07.2019 за європейською моделлю. Відкриття конкуренції на РЕЕ дає змогу порівняти ціни на ЕЕ в Україні та країнах ЄС і визначити справедливості формування цін на українському ринку. Проблема подальших досліджень передбачає вибір аналогових європейських РЕЕ для порівняння із цінами ЕЕ в Україні.

Таблиця 6 – Диференціація РЕЕ в ЄС за ключовими характеристиками

Країна	Ціна, євро / МВт* год.	Квартиль	Спрямованість РЕЕ	Склад генерації	Експорт	Імпорт	Суміжні ринки
AT	47	1	В	Гідро-газово-зелений	3	3	CZ, DE-LU, DK, IT, SE SK, NO
BE	55	3	І	Атомно-газово-зелений	Н	3	FR
BG	39	1	Е	Вугільно-атомний	3	Н	–
CZ	46	1	Е	Вугільно-атомно-зелений	3	3	AT, DE-LU, DK, IT, NL, SE, SK
DE	44	1	Е	Вугільно-зелено-атомний	3	Н	AT, CZ, DK, IT, NL, SE SK
DK	45	1	І	Зелено-вугільний	3	3	AT, CZ, DE-LU, SE, NO
EE	47	2	Е	Газовий	3	3	DK, EE, FI, LT, LV, PL
ES	58	4	В	Зелено-атомно-вугільний	Н	Н	IT, PT, SK
FI	47	1	І	Зелено-атомно-газовий	Н	3	DK, EE, LV
FR	50	2	Е	Атомно-гідроенергетичний	3	Н	BE
GR	61	4	І	Вугільно-газово-зелений	Н	3	–
HR	52	3	І	Гідро-газово-зелений	3	3	AT, CZ, DE-LU, SK
HU	51	3	І	Атомно-газовий	3	3	RO, SK
IE	59	4	В	Газово-зелений	Н	Н	IT, NL
IT	62	4	І	Газово-гідро-зелений	Н	3	AT, BE, CZ, DE-LU, ES IE, NL, PT, SK,
LT	54	3	І	Зелений	3	3	DK, EE, LV, SE, NO
LV	50	2	І	Газово-гідро-зелений	3	3	DK, EE, FI, LT, PL
NL	50	2	В	Газово-вугільно-зелений	3	3	CZ, DE, IE, IT, LU, SK
PL	53	3	В	Вугільно-зелений	Н	Н	EE, LV
PT	57	4	Е	Зелено-газово-гідроенергетичний	3	3	ES, IT, SK
RO	48	2	В	Гідро-вугільно-атомний	3	Н	HU
SE	48	2	Е	Атомно-гідро-зелений	3	3	AT, CZ, DE-LU, DK, LT, NO
SK	46	1	І	Атомно-гідроенергетичний	3	3	AT, CZ, DE- LU, ES, HU, IT, NL, PT
UK	62	4	В	Газово-зелено-атомний	Н	Н	–
NO	50	2	Е	Гідроенергетичний	3	Н	AT, DK, LT, SE,

Примітка: В – внутрішньоорієнтований, Е – експортоорієнтований, І – імпортоорієнтований; 3 – значний обсяг; Н – незначний обсяг.

Джерело: складено автором

Список використаних джерел:

- Ahlqvist V., Holmberg P., Tangerås T. Central- versus Self-Dispatch in Electricity Markets. *IFN Working Paper*. 2018. № 1257. URL : <https://www.repository.cam.ac.uk/handle/1810/290232> (дата звернення: 10.12.2019).
- Sarfati M., Hesamzadeh M.R., Holmberg P. Production Efficiency of Nodal and Zonal Pricing in Imperfectly Competitive Electricity Markets. *IFN Working Paper*. 2019. № 1264. URL : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X19300203> (дата звернення: 10.12.2019).
- The Political Economy Of Clean Energy Transitions / D. Arent et al. *Oxford University Press*. 2017. URL : <http://sro.sussex.ac.uk/68276/1/9780198802242.pdf> (дата звернення: 10.12.2019).
- Crampton P. Market Design in Energy and Communications. *University of Myralnd*. 2015. URL : <http://www.cramton.umd.edu/papers2015-2019/cramton-market-design-in-energy-and-communications.pdf> (дата звернення: 10.12.2019).
- National balancing and wholesale electricity markets structure and principles / J. Jeriha et al. *CROSSBOW Consortium*. URL : <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5c3ad0922&appId=PPGMS> (дата звернення: 10.12.2019).
- Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. *International Energy Agency*. 2016. URL : <https://webstore.iea.org/re-powering-markets> (дата звернення: 10.12.2019).
- Electricity balancing in Europe: an overview of the European balancing market and electricity balancing guideline. *ENTSO-E*. November 2018 URL : https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/entso-e_balancing_in%20_europe_report_Nov2018_web.pdf (дата звернення: 10.12.2019).

8. Market Monitoring reports. Volume 1: Electricity Wholesale Market Volume *ACER-CEER*. URL : <https://acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-Edition.aspx> (дата звернення: 10.12.2019).
9. NEMO-Designations. Agency for the Cooperation of Energy Regulators. URL : http://www.acer.europa.eu/en/electricity/FG_and_network_codes/CACM/Pages/NEMO-Designations.aspx (дата звернення: 10.12.2019).
10. Малярець Л.М. Вимірювання ознак об'єктів в економіці: методологія та практика Харків : ХНЕУ, 2006. 384 с.
11. Рой Л.В., Третьяк В.П. Анализ отраслевых рынков. Москва : ИНФРА-М, 2008. 442 с.
12. Eurostat Database. *European Commission*. URL : <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database> (дата звернення: 10.12.2019).

References:

1. Ahlqvist V., Holmberg P., Tangerås T. (2018) Central- versus Self-Dispatch in Electricity Markets. IFN Working Paper. No. 1257. Available at : <https://www.repository.cam.ac.uk/handle/1810/290232> (accessed 10 December 2019).
2. Sarfati M., Hesamzadeh M. R., Holmberg P. (2019) Production Efficiency of Nodal and Zonal Pricing in Imperfectly Competitive Electricity Markets. IFN Working Paper. No. 1264. Available at : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X19300203> (accessed 10 December 2019).
3. Arent D., Arndt C., Miller M., Tarp F., Zinaman O. (2017) The Political Economy Of Clean Energy Transitions. Oxford University Press. Available at : <http://sro.sussex.ac.uk/68276/1/9780198802242.pdf> (accessed 10 December 2019).
4. Crampton P. (2015) Market Design in Energy and Communications. University of MyraInD. Available at : <http://www.cramton.umd.edu/papers2015-2019/cramton-market-design-in-energy-and-communications.pdf> (accessed 10 December 2019).
5. Jeriha J., Gubina A., Medved T., Komel B., Borozan V., Krstevski P., Krkoleva A., Borozan S., Taleski R., Chimirel C. (2019) National balancing and wholesale electricity markets structure and principles. CROSSBOW Consortium. Available at : <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5c3ad0922&appId=PPGMS> (accessed 10 December 2019).
6. International Energy Agency. (2016) Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. Available at : <https://webstore.iea.org/re-powering-markets> (accessed 10 December 2019).
7. ENTSO-E. (2018) Electricity balancing in Europe: an overview of the European balancing market and electricity balancing guideline. Available at : https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/entso-e_balancing_in%20europe_report_Nov2018_web.pdf (accessed 10 December 2019).
8. ACER-CEER. (2019) Market Monitoring reports. Volume 1: Electricity Wholesale Market Volume Available at : <https://acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-Edition.aspx> accessed (10 December 2019).
9. ACER. (2019) NEMO-Designations. Available at : http://www.acer.europa.eu/en/electricity/FG_and_network_codes/CACM/Pages/NEMO-Designations.aspx (accessed 10 December 2019).
10. Maliarets L. M. (2006). Vymiriuvannia oznak ob'iektiv v ekonomitsi: metodolohiia ta praktyka [Measuring Object Features in Economics: Methodology and Practice] Kharkiv. Vydavnytstvo KhNEU, 2006. 384 p. (in Ukrainian).
11. Roy L.V., Tret'yak V.P. (2008). Analiz otraslevykh rynkov [Analysis of industry markets]. Moskva. INFRA-M. 2008. 442 p. (in Russian).
12. Eurostat Database. *European Commission*. Available at : <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database> (accessed 10 December 2019).

Salashenko Tetiana

*Research and Development Centre for Industrial Problems of Development
of the National Academy of Sciences of Ukraine*

ELECTRICITY PRICES DIFFERENTIATION IN THE EUROPEAN SPACE

The electricity markets liberalization is aimed at obtaining significant benefits by consumers through reducing electricity prices under the pressure of competition. European electricity markets have been particularly developed due to unification of organized spot trading rules. Now in the EU, day-ahead markets are the most progressive trading form, and day-ahead prices are the most transparent, indicative and comparable on the European space. However, price differentiation of EU electricity markets remains quite high. The purpose of the article is to determine the reasons for the electricity prices differentiation in the European space. The methodological basis of the research was the industrial markets theory, and methods of descriptive statistics and cluster analysis were used for investigation. The article presents analytical support to determine the reasons of the price differentiation in the EU electricity markets, the main of which are internal generation structure and openness of national markets to foreign trading. It is proved that the decisive factor of price differentiation is the structure of the electricity supply, while as the internal generation structure can significantly affect the electricity prices in case of market isolation. The presented research in the article allows drawing practical conclusions about the electricity prices differentiation in the EU: export-oriented electricity markets tend to have cheaper electricity for inland consumption, generating expensive production surpluses for foreign markets, while the price of electricity in imported-oriented ones is not always been the highest and depends on the development of ties with adjacent markets. Internal sufficiency does not guarantee low electricity prices in the national market; focus on nuclear and hydro generation contributes to decreasing electricity prices. At the same time, other generating sources are also important, as a marginal unit will determine the overall dynamics of electricity prices; the predominance in the structure of the coal generation does not mean a sharp increase in electricity prices compared to low-carbon national markets – it will be determined the price level by the foreign trading volumes to ensure efficient loading of coal generating capacity; gas-oriented internal electricity markets have the highest electricity prices, which is only possible to reduce through foreign trading.

Key words: electricity market, price differentiation, electricity generation, cross-border trading, cluster analysis.

JEL classification: F11, E31, C12.