

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет “Києво-Могилянська академія”
Факультет економічних наук
Кафедра фінансів

Магістерська робота

ОСВІТНІЙ СТУПІНЬ – МАГІСТР

на тему: **«ФАКТОРИ ФОРМУВАННЯ ЦІНИ НА СВІТОВОМУ РИНКУ
ПРИРОДНОГО ГАЗУ»**

Виконав: студент 2-го року навчання,
Спеціальності 072 «Фінанси,
банківська справа та страхування»

Казіміров Михайло Анатолійович

Керівник: Мертенс О. В.
кандидат економічних наук,
професор

Рецензент: Іванов О.М.
(прізвище та ініціали)

Магістерська робота захищена з
оцінкою «_____»

Секретар ЕК _____
«_____» _____ 2022р.

Київ 2022

ЗМІСТ

ВСТУП.....	3
РОЗДІЛ 1 ЕКОНОМІЧНІ ТЕОРІЇ ТА ПРАКТИКА ЦІНОУТВОРЕННЯ НА РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	5
1.1 Сутність, механізм та фактори ціноутворення на ринку природного газу .	5
1.2 Стан українського ринку природного газу	12
РОЗДІЛ 2 ОСОБЛИВОСТІ ЦІНОУТВОРЕННЯ НА СВІТОВОМУ ТА УКРАЇНСЬКОМУ РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	18
2.1 Основні тенденції ціноутворення на світовому ринку природного газу ..	18
2.2 Основні тенденції ціноутворення на українському ринку природного газу	27
РОЗДІЛ 3 ФАКТОРИ ЩО ВИЗНАЧАЮТЬ ДИНАМІКУ ТА РІВЕНЬ ЦІН НА СВІТОВОМУ РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	36
3.1 Економетрична модель дослідження факторів, що впливають на ціну природного газу в США	36
3.2 Економетрична модель дослідження факторів, що впливають на ціну природного газу в Європі	46
ВИСНОВКИ	56
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	58

ВСТУП

Одним із найбільш важливих факторів, який впливає на економічну ситуацію у нашій країні та зокрема на життя кожного українця є ринок газу. Відколи розпався Союз Радянських Соціалістичних Республік, Україна стала позиціонувати себе на світовій арені як незалежна, суверенна та самостійна держава. Проте майже за тридцять один рік незалежності кожен громадянин України мав змогу переконатися, наскільки сильно на нашу державу впливає оточення і, на жаль, наш ворог.

Енергетичний сектор відіграє велику роль у зростанні економіки, покращення якості послуг та рівня життя громадян загалом. Розвиток енергетичної галузі також тісно пов'язаний з іншими секторами економіки та є важливим каталізатором економічного зростання.

Актуальність теми. Ринок природного газу є однією з найважливіших складових паливно-енергетичного комплексу, стан розвитку якого впливає на рівень енергетичної забезпеченості кожної країни, відображаючись на рівні її політичної та економічної незалежності.

Завдяки правильному вибору системи ціноутворення на тому чи іншому енергетичному ринку створюються стимули для підвищення рівня конкуренції, а відтак ефективності роботи енергетичних систем, ухвалення інвестиційних рішень, удосконалення законодавчої бази для вжиття цільових заходів із метою вирішення проблем довкілля, якості та надійності постачання енергоресурсу.

Нині понад 30% потреб у природному газі країни Європи задовольняють завдяки його імпорту з Росії, вартість якого визначається не за ринковими принципами, а за формулою, індексованою до цін на нафту та нафтопродукти. Натомість доволі швидкими темпами відбувається процес формування принципово нової моделі ринку, характерними ознаками якої стало ринкове

біржове ціноутворення та повна відмова від довгострокових контрактів на користь спотових угод.

Об'єктом дослідження є процеси і фактори ціноутворення на ринку природного газу у світі і в Україні.

Предметом роботи є роль цінової політики становлення ціни на ринку газу.

Метою дослідження є дослідити фактори формування ціни та роль політики держав у процесі ціноутворення на ринку природного газу.

Завданнями дослідження для досягнення поставленої мети є наступні:

- дослідити підходи до ціноутворення, в тому числі в розрізі груп споживачів;
- розглянути витрати та їх роль у формуванні ціни;
- визначити основні тенденції розвитку систем ціноутворення в міжнародній торгівлі газом;
- розглянути вплив державного регулювання;
- навести загальні напрямки вдосконалення ціноутворення на ринку газу України
- дослідити фактори які впливають на ціну природного газу.

Теоретичною та інформаційною базою роботи є законодавчі та нормативні акти, які регулюють діяльність підприємств та суспільства в цілому, дані Державного комітету статистики України, міжнародна та українська статистика, наукові дослідження, періодичні видання, прес релізи та навчальні посібники з даної проблематики.

Методи дослідження. У процесі дослідження були використані як загальнонаукові методи дослідження: аналіз, синтез, спостереження, порівняння так і економетричні методи дослідження.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, трьох розділів і списку використаних джерел.

РОЗДІЛ 1 ЕКОНОМІЧНІ ТЕОРІЇ ТА ПРАКТИКА ЦІНОУТВОРЕННЯ НА РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

1.1 Сутність, механізм та фактори ціноутворення на ринку природного газу

Ціна – це еквівалент одиниці товару виражений у грошовій формі [1].

Ціни відображають практично усі економічні відносини в суспільстві. Ціни формуються під впливом внутрішніх та зовнішніх факторів. До зовнішніх факторів відносяться: політична стабільність, забезпеченість основними видами ресурсів, ринкове середовище, учасників каналів товаропросування, масштаби державного регулювання цін, вдосконалення податкового законодавства, зовнішню економічну політику держави. До внутрішніх факторів відносяться такі, які залежать від діяльності самого підприємства, а саме особливі властивості товару, спосіб виробництва тощо [2].

За ринкового ціноутворення вартість товару формується на ринку і залежить від співвідношення попиту та пропозиції.

Чинники, котрі впливають на рівень ціни [3]:

- Попит.
- Витрати виробництва.
- Якість виробленого продукту.
- Ринкова влада (адже монополіст як правило нав'язує клієнту власну ціну).
- Інфляція, зміни в галузі, політична обстановка, мода і т.д.

Методи ціноутворення в загальному можна описати як конкретні способи, прийоми та сукупність дій, які націлені на визначення та встановлення ціни на окремий товар. Існує чимало методів ціноутворення в економіці (рис 1.1).

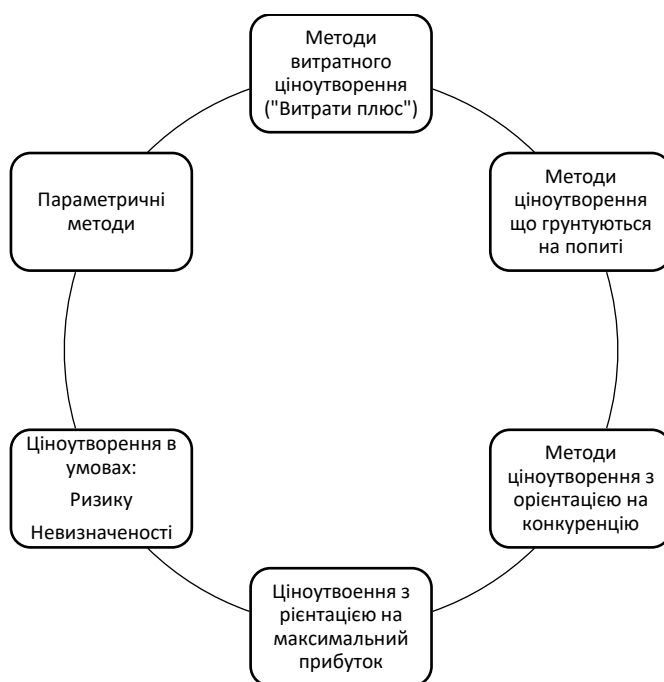


Рисунок 1.1 – Методи ціноутворення в економіці

Джерело: [4]

Хоча розділення методів ціноутворення на групи є доволі умовним, і при ціноутворенні більше враховують чинник, який є домінуючим. Для прикладу, методи, що базуються на попиті, означають, що базову ціну товару встановлюватимуть насамперед базуючись на дослідженні попиту споживачів, на витратах – на базі розрахунку середніх витрат, на конкуренції і так далі.

«Отримана в результаті застосування будь-якого методу ціна не обов’язково є кінцевою, у багатьох випадках вона потребує додаткового корегування, зокрема до неї можуть бути застосовані інші методи ціноутворення. Інакше кажучи, така ціна є базисною, або базовою. Наприклад, ціна, визначена на основі попиту, може бути скоригована за допомогою методів взаємозв’язаного ціноутворення та методів, що ґрунтуються на конкуренції. Крім того, її обов’язково потрібно зіставити з витратами і перевірити на прибутковість. Досить часто ціну визначають водночас кількома методами, а потім здійснюють вибір остаточної ціни» [4].

Також на ціну може застосовуватись вплив з боку держави. «Державні регульовані ціни запроваджуються на товари, які справляють визначальний вплив на загальний рівень і динаміку цін, мають істотну соціальну значущість, а також на товари, що виробляються суб'єктами, які займають монопольне становище на ринку» [5]. З використанням впливу на ціни, держава регулює можливості громадян, підтримує економіку та поповнює держбюджет від надходжень податків. Державне регулювання цін спрямоване на те, щоб забезпечити рентабельну діяльність суб'єктів господарювання, паритет цін різних галузей, стійкість валюти, та інші економічні параметри в державі[6]. Загалом, згідно до закону України про державне регулювання цін, регулювання цін здійснюється вповноваженими органами у наступним шляхом :

- установа об'язкових для застосування суб'єктами господарювання: граничних цін, фіксованих цін, граничних рівнів торговельної надбавки (націнки) та постачальницько-збутової надбавки (постачальницької винагороди), граничних нормативів рентабельності, розміру постачальницької винагороди, розміру доплат, знижок (знижувальних коефіцієнтів)
- запровадження процедури декларування зміни ціни та/або реєстрації ціни[7].

За останні десятки років відбувалось стабільне зростання попиту на природний газ, якщо порівнювати його із вугіллям чи наприклад нафтою, таким чином завдячуючи піклуванню про навколишнє середовище, а також в стрімкому зростанню індустриальних процесів в державах Азії, Близькосхідних країнах, африканських країнах та Південній Америці.

Система ціноутворення в торгових відносинах на ринку природного газу набула розвитку внаслідок пришвидшення в період 1950-60-х років торгівлі даним ресурсом у Європі, що має зв'язок в першу чергу із відкриттям родовища в містечку Гронінген у Нідерландах, що знаходиться поруч із

Північним морем. Якщо заглянути в історію, то ми побачимо, що до 60-х років XX століття торгівлі газом на європейському континенті практично не існувало, однак з 1961 року уряд Нідерландів розпочав непрості переговори із сусідніми Францією, Бельгією та ФРН (Німеччиною) стосовно експорту великої кількості природного газу. Дані переговори посприяли в 1962 році затвердженню так званої Концепції торгівлі газом «Гронінген». Саму концепцію розробив та презентував тодішній міністр економічного розвитку Нідерландів – Ян Віллем де Пус, Ця концепція в майбутньому стала основою традиційної моделі домовленостей на поставку газу в усій Європі (окрім острівної частини) [8]:

1. Задля отримання максимально вигідних умов та загалом доходу для країни, було впроваджено так званий принцип «netback price», або ж ринкової вартості, котрий базувався на принципі заміщення вартості природного газу конкурентними джерелами енергії, в першу чергу ДП (дизельне паливо) та мазуту, із врахуванням ціни транспортування та розподілу газу між державами і також податками. Нижче (1.1) приведено формулу розрахунку ціни за концепцією чистої експортної вартості.

$$P_m = P_0 + k_1 * k_2 * k_3 * (C_m - C_0), \quad (1.1)$$

де, P_m – це ціна на газ, яка застосовується в період одного місяця і дає визначення початковій ціні та динаміці вартості конкурентних джерел енергії, порівнюючи її із базовим періодом (місяцем);

P_0 – виступає ціною природного газу в період базового місяця і вказує «netback», тобто вартість чистого зворотнього зв'язку до точки експортування. Показник визначається як вартість заміщення за виключенням вартості доставки газу із місця доставки клієнтам та стимулів до продажу;

k_1 – це показник, котрий визначає частку сегменту ринку газу, котрий виступає конкурентом інших джерел енергії;

k_2 – виступає коефіцієнтом розподілу ризиків та винагороду зміни ціни на ринку (між покупцем та продавцем);

k_3 – показник коефіцієнту технічного типу еквівалентності для здійснення перетворень одиниць ціни в конкурентів енергія за одиницю ціни газу;

C_m - ціна конкурентного виду палива (переважно дизельного або дизельного палива) за місяць m ;

C_0 - ціна конкурентного виду палива в базовому місяці.

Ціноутворення з урахуванням вартості заміщення, або “чистої експортної вартості” поєднувало два підходи [8]:

- Рікардіанський: використовується для обґрунтування ціни на енергоносії за допомогою методу «плюс витрати» (ціна = витрати виробника плюс доплата для компенсації постійних витрат). Згідно з цим підходом, розмір надбавки часто залежить від ступеня монополізації ринків, що дозволяє виробнику відображати у надбавці потреби у заміні капіталу, конкретні технічні характеристики виробництва та ризики.
- Хотеллінга: ґрунтується на визнанні обмеженості ресурсів і наслідків їх динамічного використання. Цей підхід є базовою концепцією формування ціни, що ґрунтується на вартості заміщення. Сучасні економічні теорії обмежених ресурсів засновані переважно на підходах Хотеллінга.

2. Укладання угод на терміни до 25 років згідно принципу “take or pay” (в перекладі означає буквально «бери чи плати») із можливістю коригування (наприклад кожні три місяці чи півроку перерахування із орієнтацією на ціни джерел енергії, що конкурують), постійного перегляду умов пов’язаних із ціною (як правило не швидше ніж через 3 роки після підписання контракту), де метою виступає коригування за встановленими критеріями згідно зміни кон’юнктури ринку, котра дає можливість забезпечити стабільну

конкурентність газу, а також, що є важливо, арбітражу (в тому випадку коли виникатимуть суперечки через коригування ціни).

3. “Положення про пункт призначення”, котре виключає загалом можливість перепродавати газ, котрий поступає згідно договору, третім державам. Ще з початку 2000-х років так звану традиційну модель договорів критикували в першу чергу через даний пункт. ЄК (європейська комісія) переглянувши умови документу, розцінила його як таким, що порушує свободу переміщення товарів в межах Європейського Союзу, що стало каталізатором перегляду газових угод.

Беручи до уваги те, що в теперішній час не існує взагалі інтегрованого ринку природного газу, на регіональному ринку є різні механізми ціноутворення. Так, історично склалось, що ціна на газ ніколи не була настільки популярною, як наприклад ціна на нафту, але в наш час ситуація кардинально та швидко змінюється, адже частка споживання газу та світової торгівлі щорічно зростає, а механізми ціноутворення, що відрізняються одне від одного займаються створенням серйозних комерційних наслідків як для споживачів газу, так і для його виробників [9].

Стосовно новітнього досвіду в державах Європейського Союзу, то до сьогоденішнього дня немає жодного спільно інтегрованого газового ринку, а на регіональних газових ринках діють різноманітні механізми утворення ціни. Так, вже історично склалось, що вартість газу не отримувало такого розголосу, як наприклад, вартість нафти. Однак ситуація з кожним роком змінюється, адже так само і збільшується частка споживання природного газу та обсяги торгівлі ним, а механізми цінового утворення займаються створенням серйозних фінансових наслідків як для кінцевого споживача так і для виробника.

Найбільшими змінами котрі відбулись за останні роки, стосувались в першу чергу переходу від механізму реалізації газу до механізму, котрий ґрунтується на співвідношенні пропозиції та попиту, або OPE на GOG. Нижче в таблиці 1.1 наведено типи цінових механізмів реалізації природного газу.

Таблиця 1.1 Типи цінових механізмів реалізації природного газу

Назва	Сутність цінового механізму
Oil Price Escalation (OPE)	Ціна визначається з урахуванням встановленої базової ціни на ресурс із подальшою її індексацією на конкурентні види палива – сиру нафту, газойль, мазут. У деяких випадках при індексації можуть використовуватися ціни на вугілля та електроенергію.
Gas-on-Gas Competition (GOG)	Вартість визначається співвідношенням пропозиції та попиту в різні періоди часу (наприклад кожного дня чи кожного місяця). Торгівля відбувається у фізичних центрах (наприклад, Henry Hub) або умовні центри (наприклад, NBP у Великобританії). До цієї категорії також входять спотові вантажі СПГ, будь-які ціни, пов'язані з хабовими або спотовими цінами, а також двосторонні угоди на ринках, де є багато покупців і продавців.
Bilateral Monopoly (BIM)	Вартість визначається шляхом проведення переговорів та укладенням договору між продавцем і клієнтом, із фіксацією вартості на деякий період часу. Сам ж контракт підписується на державному рівні.
Netback from Final Product (NET)	Ціна, за якою постачальник продає газ, відображає вартість кінцевого продукту, що виробляє покупець. Такий варіант можливий, коли газ використовується як сировина у хімічній промисловості й є основною змінною витрат під час виробництва кінцевого продукту.
Regulation: Cost of Service (RCS)	Ціна визначається чи схвалюється регулюючим органом або профільним міністерством країни і встановлюється з урахуванням покриття “вартості послуг”, включаючи відшкодування по капіталовкладеннях та отримання прийнятної норми прибутку.
Regulation: Social and Political (RSP)	Ціна встановлюється на нерегулярній основі, як правило, профільним міністерством (на політичних/соціальних засадах), з урахуванням покриття зростаючих витрат або збільшення доходу.
Regulation: Below Cost (RBC)	Ціна, що встановлюється, є нижчою середньої вартості видобутку і транспортування природного газу й виконує роль державної субсидії для населення.
No Price (NP)	Газ, що видобувається, надається безкоштовно населенню або промисловим підприємствам як сировина.

Джерело: [10]

Таким чином, ціна на природний газ залежить від цілої низки чинників: попиту і пропозиції, диверсифікації джерел постачань, геополітичної ситуації, рівня податків і зборів, мережевих витрат, витрат на охорону навколишнього середовища, погодних умов, державного регулювання, умов контрактів тощо.

1.2 Стан українського ринку природного газу

За останні десятки років на газовому ринку Європи відбулась трансформація його структури. В державах Європи відбувся поділ діяльності із видобутку газу та його імпортування різними мережами до клієнта. Для забезпечення вільної конкуренції на ринку газу всі його постачальники отримали вільний і рівний доступ до газотранспортних потужностей та газосховищ, а всі споживачі – право вільно обирати постачальника (так званий статус «кваліфікованого споживача»).

В Україні також давно вже назріла необхідність реформування енергетичного сектору. Адже саме його застиглість у пострадянській системі була чи не основним гальмом економічних і соціальних перетворень, що робило державу вразливою до шантажу ззовні, затягувало її у боргову яму. Політики використовували й використовують популістські спекуляції, щоб заблокувати перехід до нормального ринкового середовища в енергетичному секторі. Зумовлена цим багатоступінчаста система ціноутворення, перехресне субсидювання, цілковита непрозорість і монополізація виробництва, транспортування та збуту різних видів енергії робили енергетику джерелом для вимивання коштів держави (тобто платників податків) у приватні руки.

Варто зазначити, що реформуванню сектору енергетики було навіть присвячено цілий окремий розділ угоди, що була підписана ще у 2015 році. Вона передбачала проведення лібералізації та перехід на єдині для всіх клієнтів принципи ціноутворення на електрику та газ, де головною метою було створення стимулу для економії. Тоді ж було зафіксовано намір правлячої

коаліції забезпечити необхідні умови залучення інвестицій для проведення структурної модернізації енергетичної галузі, реконструкції об'єктів інфраструктури та збільшення власного видобутку газу, нафти й вугілля.

Але реформування сектору відбулось завдяки тиску зі сторони МВФ та і по сьогоднішній день наштовхується на опір зі сторони певних чиновників та олігархів, котрі мають власні інтереси в збереженні корупції у даному секторі.

Якщо поглянути на динаміку обсягів власного видобутку газу з 2012 р. (Рис. 1.2.), то можна помітити, що в середньому він становив близько 20 млрд. м³.

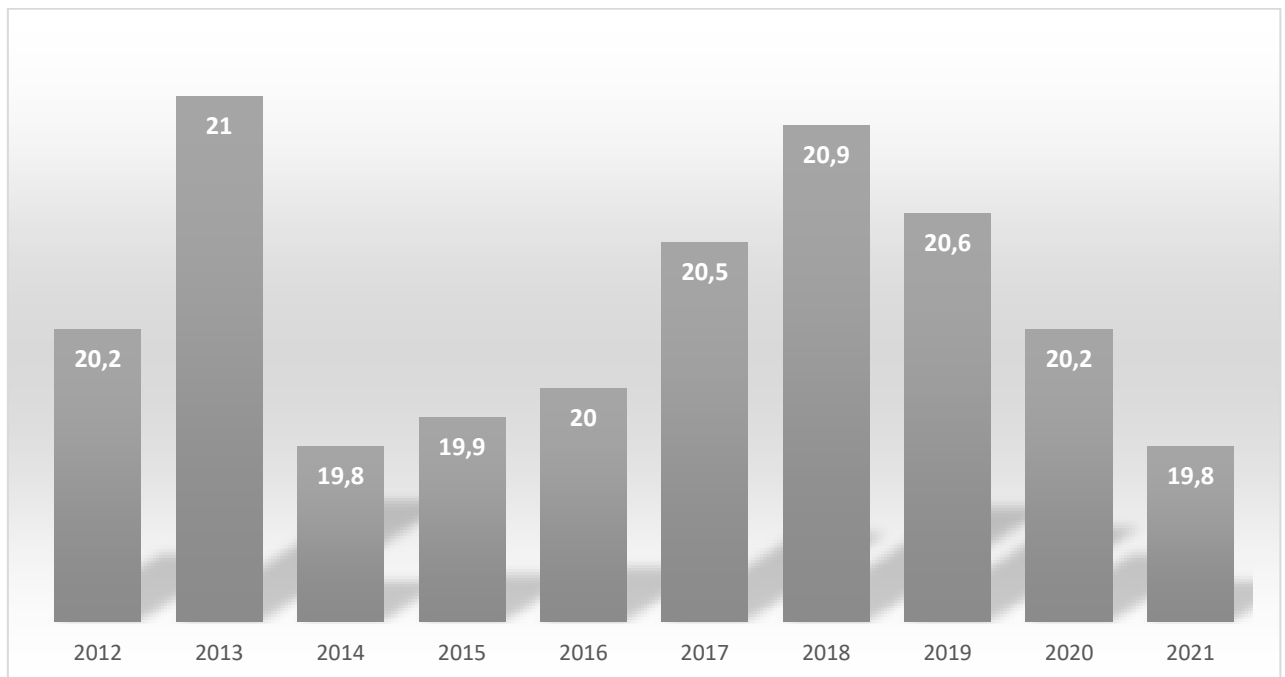


Рисунок 1.2 – динаміка видобутку природного газу в Україні, млрд. куб. м.

Джерело: побудовано автором на основі даних [11]

Також протягом довгого періоду часу, ще до Революції Гідності, наша держава мала залежність від газу з РФ, адже крім зростання світових цін, ця країна створила такі умови своїм монопольним впливом, згідно яких імпорту газу за 8 років подорожчав для України з 50 до 450 доларів у 2014 році (Рис.

1.3). Така ситуація виникла через монополізацію Газпромом ринку України. Так, в першу чергу, Росія на 100% відрізала нашу державу від альтернативних постачальників природного газу. По друге на території України не було збудовано жодних нових свердловин чи терміналів для палива з Близького Сходу, де газ є значно дешевшим ніж в РФ. По третє Росія просто заставила Нафтогаз погодитись на зростання ціни на газ і паралельно заморозила рівень тарифів на транспортування газу через нашу територію. Також РФ змусила Україну купляти собі більше обсягів газу, хоча потреби для нашої країни були меншими.



Рисунок 1.3 – динаміка ціни російського газу для України з 1992-2016 рр.

Джерело: [12]

Отже, в нашій державі зросли витрати на імпортування природного газу з приблизно 3-х мільярдів доларів США у 2000-х роках, до 13 мільярдів доларів США у 2011 році, а от доходи від транзиту навпаки зменшились з 3 до 2 мільярдів доларів [13].

У зв'язку з цим розглянемо, як має формуватися ціна на імпортований газ. Так, серед європейських країн традиційно виділяють три базових підходи до формування ціни на імпортований газ за довгостроковими контрактами[14].

- За першим підходом ціна на газ прив'язується до ціни кошика альтернативних енергоресурсів (вугілля, нафтопродукти), структура якої може значно відрізнятися навіть у рамках однієї країни (так званий гронінгенський тип контрактів). Наприклад, оскільки вважається, що газ найбільш раціонально використовувати для виробництва електроенергії та тепла як одне з найбільш екологічно прийнятних видів палива, виникає можливість визначити відношення газу до інших енергоресурсів, що можуть бути використані тепловими електростанціями, й опосередковано розрахувати вартість самого газу (альтернативні види палива є біржовими товарами і мають «ринкову ціну»).

- Другий підхід передбачає урахування ціни на місячні ф'ючерсні контракти на індикативний сорт нафти, як правило, нафти марки Brent, на Лондонській або частіше Роттердамській біржі.

- Третій підхід говорить нам, що завдячуючи зростанню частки продажу природного газу за короткотерміновими угодами, рівень вартості на спот ринку став просто показовим показником формування ціни опту на природний газ за довготерміновими угодами. Лібералізація ринку енергетики призвела до повного перетворення формули цінового утворення на газ в довготермінові угоди: частка нафтопродукції в кошику цін почала поступово зменшуватись. Зменшення нафтової складової індексування ціни відбулось завдяки включенню до кошика цін інших ресурсів, котрі займаються конкуренцією із газом, інфляцією та ціною на спотовому ринку газу [15] (Рис. 1.4).

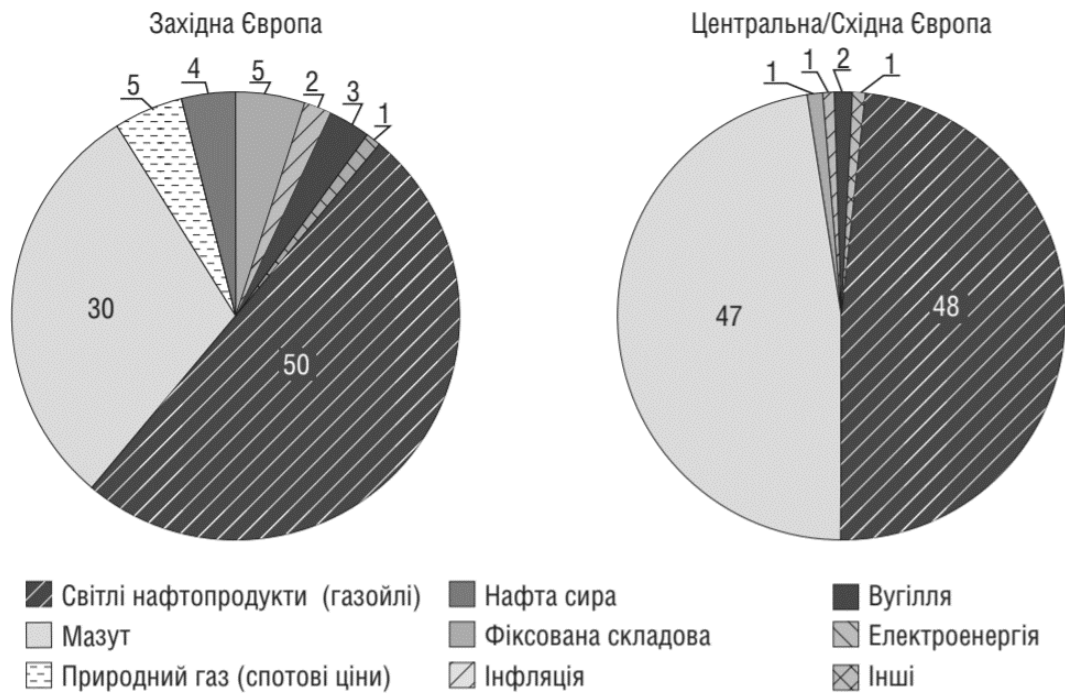


Рисунок 1.4 - Складові індексації ціни природного газу за довгостроковими контрактами у країнах ЄС

Джерело: [16]

Поруч із системою котра існує на даний час в домовленостях на ринку газу у Європі за останні роки відбувся процес, котрий сформував абсолютно нові моделі ринку та повністю відмовились від довготермінових угод на користь спотових.

Для нашої держави лібералізація газового ринку у Європі, а також потрібність виконання взятих на себе обов'язків в рамках Енергетичного співтовариства стосовно приведення українського законодавства згідно європейського буде вимагати широких змін та реформ у газовій системі і призведе до повної трансформації на зовнішньому та внутрішньому газових ринках.

Трансформування ринку природного газу в Україні є необхідним чинником не тільки інтегрованої українсько-європейської енергетичної системи, а й для пожвавлення процесів, що впливають на конкурентне середовище та сприянню покращенню та розвитку усіх енергетичних

відносин в цілому. Основним драйвером в цьому напрямі модернізації газового ринку є формування середовища для конкурентного формування цін.

РОЗДІЛ 2 ОСОБЛИВОСТІ ЦІНОУТВОРЕННЯ НА СВІТОВОМУ ТА УКРАЇНСЬКОМУ РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

2.1 Основні тенденції ціноутворення на світовому ринку природного газу

Основні зміни, які стосуються ціноутворення природного газу у світі, що відбулись у період 2005-2020 років, згідно з даними Міжнародного Газового Союзу, були пов'язані зі збільшенням частки використання механізму ціноутворення, заснованого на попиті та пропозиції, а саме механізм Gas-on-Gas Competition, який було вже згадано в першому розділі.

Загалом за 2020 рік у світі було спожито близько чотирьох трильйонів кубометрів газу і частка ціноутворення за механізмом Gas-on-Gas Competition при збуті по всьому світу займала майже половину від усіх випадків, а саме становила 49%, на загальну суму близько 1945 млрд. кубометрів як можна побачити на рисунку 2.1.[17].

Частка механізму OPE (oil price escalation), тобто ціни утворені внаслідок індексації на інші конкурентні види палива, є на рівні 19% та становить 732 млрд. кубометрів. Згідно даним звіту Міжнародного Газового Союзу за 2020 рік, такий механізм притаманний переважно в Азії, Азіатсько-Тихоокеанському регіоні і Європі. OPE також широко поширений на 54 ринках, включаючи приблизно дві третини країн Європи (хоча більшість із дуже малим відсотком), а також у всіх регіонах, крім Північної Америки [17].

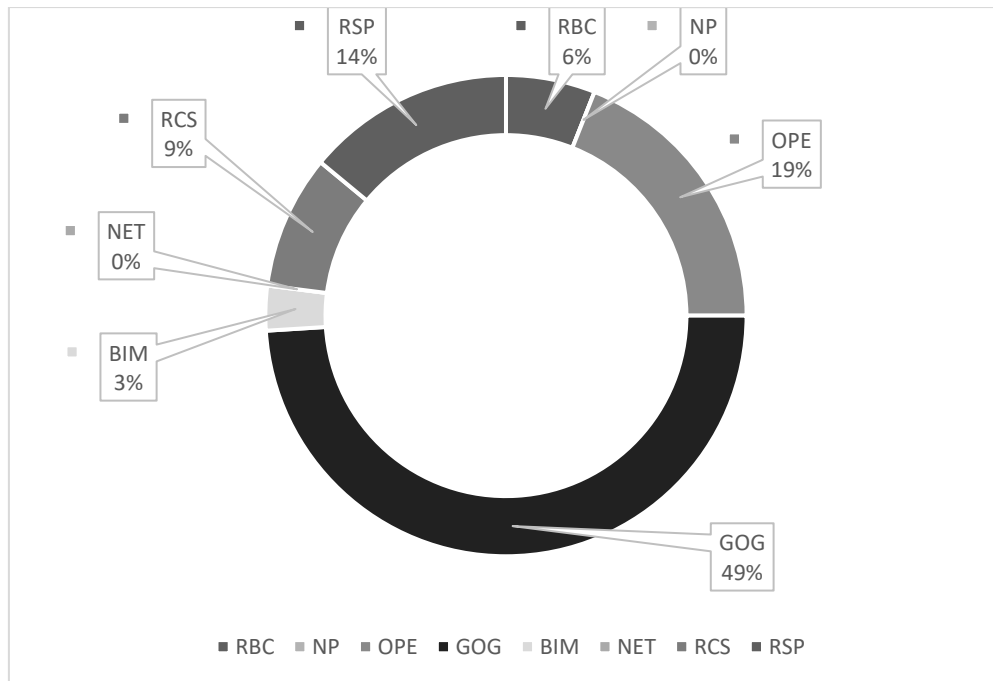


Рисунок 2.1 – Ціноутворення на газ у світі в розрізі механізмів за 2020 р.

Джерело: складено автором на основі даних [17]

Щодо регульованих категорій ціноутворення, а саме RCS, RSP та RBC – вони становлять загалом близько 28% в загальній.

Як видно з таблиці 2.1. об'єм газу збутий за механізмом ціноутворення RCS становить близько 348 млрд. кубометрів, в основній масі це країни колишнього Радянського Союзу (Росія та Азербайджан) та Азія (Китай і Бангладеш), за якими йдуть Африка (Єгипет і Нігерія) та Латинська Америка (Аргентина).[17]

RSP становить близько 535 млрд. кубометрів. RBC становить близько 232 млрд. кубометрів, основна маса – це країни колишнього Радянського Союзу – Казахстан, Туркменістан та Узбекистан. А також в Африці та Латинській Америці.

Частка BIM на рівні 3% та становить близько 130 млрд. кубометрів і знаходиться в 22 країнах, переважно на Близькому Сході – Катарі, ОАЕ, Ізраїлі та Іраку, а також у країнах колишнього Радянського Союзу – у країнах, які імпортують природний газ з Росії.

Частка NET на рівні менше 1% становить близько 12 млрд. кубометрів лише в 1 країні – Тринідаді.[17]

Частка NP становить менше 1% становить близько 9 млрд. куб. м у 7 країнах, в основному в Мексиці та Брунеї, де він використовується в енергетичній промисловості в процесах переробки або підвищення нафтовидобутку.

В таблиці 2.1 вказано кількість збутого газу у розрізі механізмів ціноутворення за регіонами у 2020 році. А також на рисунку 2.2 відображено частки продажів природного газу в розрізі механізмів по регіонам за 2020 рік.

Таблиця 2.1 Кількість збутого газу у розрізі механізмів ціноутворення за регіонами у 2020 році, млрд. куб.

Регіон	Загальна кількість газу								Всього
	OPE	GOG	BIM	NET	RCS	RSP	RBC	NP	
Північна Америка	0	1057,7	0	0	0	0	0	2,6	1060,3
Європа	106,2	428,9	0	0	0	1,6	0	0	536,7
Азія	299	102,7	4,4	0	65,9	0,2	1,1	0	473,3
Азіатсько-Тихоокеанський регіон	245,4	96,6	2,3	0	4,5	34,2	0	4	387
Латинська Америка	41	34,1	4,2	11,5	14,1	25,5	17,6	1,1	149,1
Колишні країни СРСР	6,8	191,9	32,4	0	224,9	73,6	102,8	0	632,4
Африка	8,2	11,9	8,1	0	31,4	5,2	98,3	0,8	163,9
Середній Схід	24,9	21,7	78,1	0	7,5	395,4	12,6	0,1	540,3
Всього	731,5	1945,5	129,5	11,5	348,3	535,7	232,4	8,6	3943

Джерело: дані Міжнародного газового союзу [17].

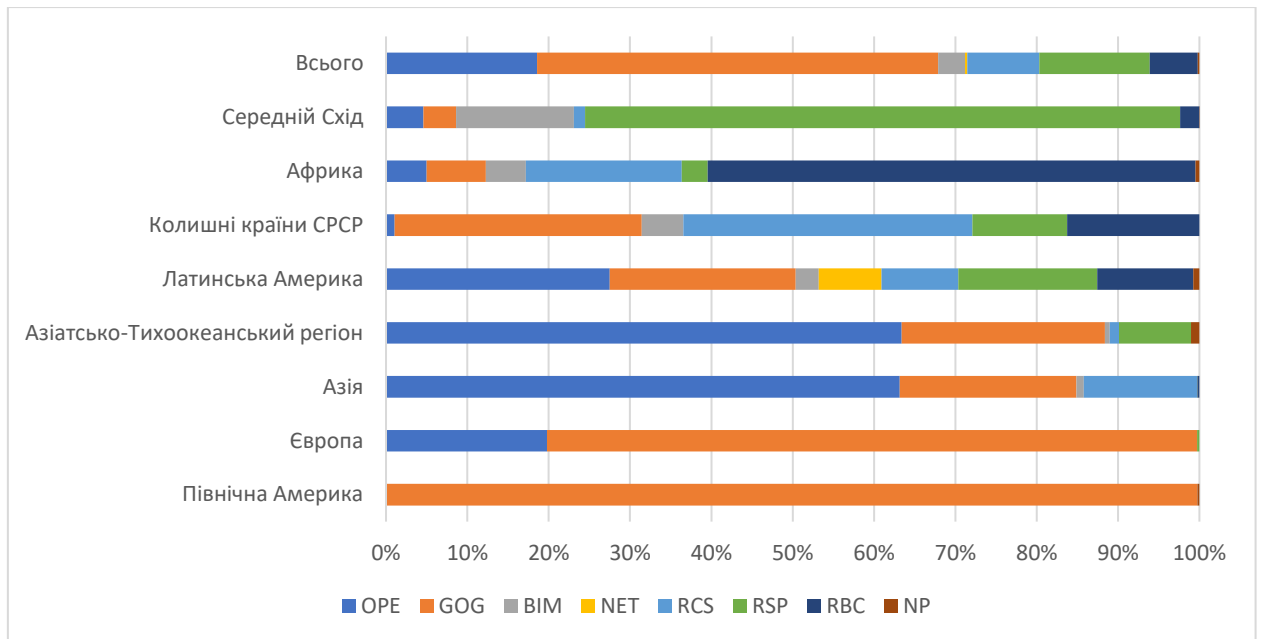


Рисунок 2.2. - Продаж природного газу в розрізі механізмів ціноутворення по регіонах за 2020 рік.

Джерело: Сформовано автором на основі даних [17]

Якщо розглядати світову динаміку структури ціноутворення в період 2005-2020 рр. (Рис 2.3), можна помітити тенденцію до збільшення частки використання GOG на відміну від OPE. Отож за період з 2005 по 2020 рік OPE знизився на 6 процентних пунктів, GOG зріс на 18 процентних пунктів, BIM знизився на 2,5 процентних пункта, RCS зріс на 8 процентних пунктів, RSP зріс на 2,5 процентних пункти, а RBC зменшився на 19 процентних пунктів. Якщо говорити в абсолютних величинах, то OPE трохи збільшився приблизно на 32 млрд кубометрів, тоді як GOG збільшився більш ніж вдвічі. BIM і NET також трохи знизилися. Загалом обсяги регульованих категорій збільшилися приблизно на 50 млрд куб.

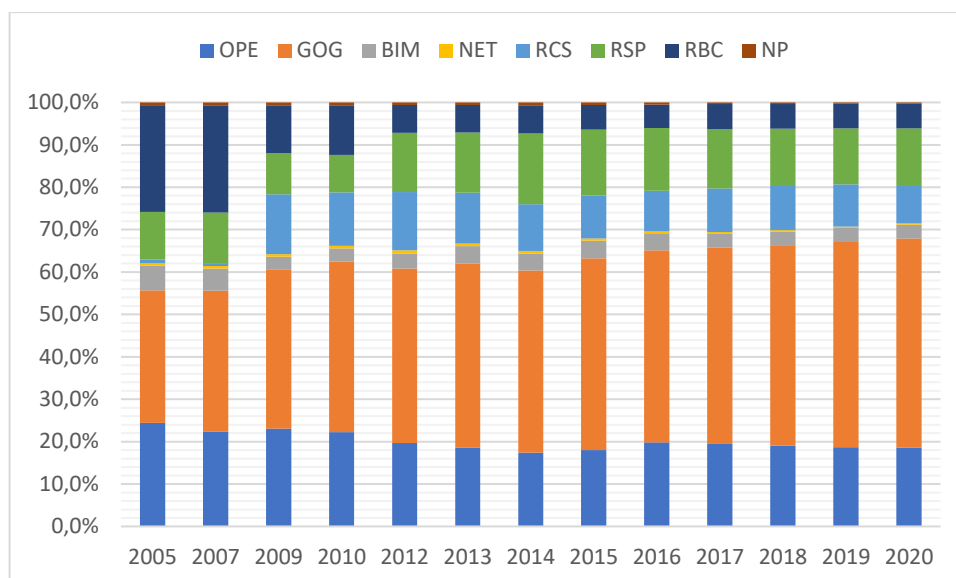


Рисунок 2.3 - динаміка структури ціноутворення в період 2005-2020 рр.,%

Джерело: складено автором на основі даних [17,18,19,20,21]

Хоча протягом періоду спостережень між 8 механізмами ціноутворення відбулася низка значних змін, вони майже повністю відбувалися в межах більш загальних категорій. Категорії OPE, GOG, BIM і NET можна загально описати як «ринкове» ціноутворення, тоді як категорії RCS, RSP, RBC і NP можна віднести до «регульованих» цін. Нижче (Рис 2.4) наведено порівняння змін у категоріях «ринкове ціноутворення» та «регульоване ціноутворення» протягом 2005-2020 років.

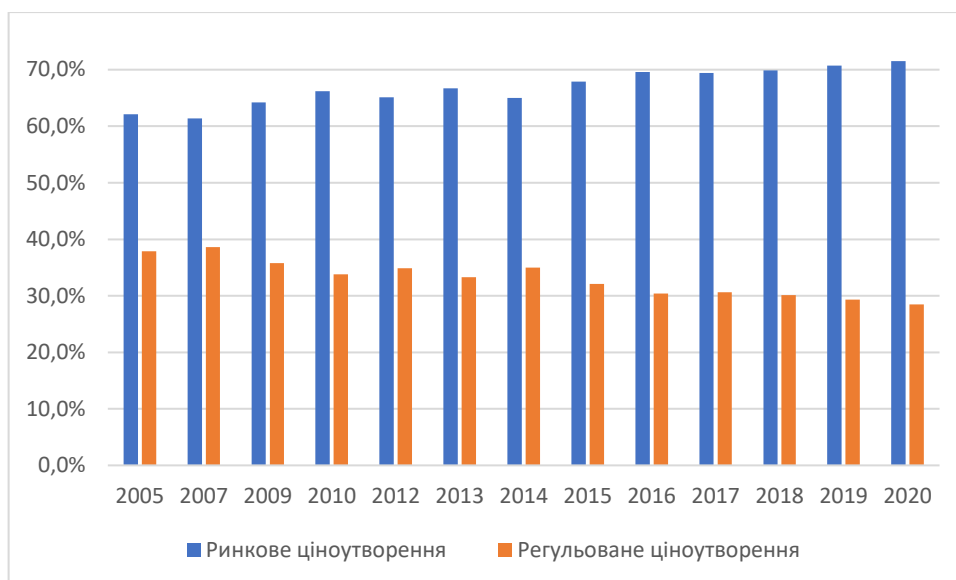


Рисунок 2.4 – Ринкове та регульоване ціноутворення в світі 2005-2020 рр., %.

Джерело: складено автором на основі даних [17,18,19,20,21]

Як можемо бачити з динаміки, частка ринкового ціноутворення зросла з 62% у 2005 р. до 72% у 2020 р. та відповідно частка регульованого ціноутворення знизилась. Це свідчить про світову тенденцію збільшення переходу на ринкові ціни.

Якщо розглядати окремо Європу, то у європейських країнах період 2005-2020 рр. (Рис 2.5) ознаменувався одним з найбільш суттєвих змін у структурі механізмів ціноутворення. З 2005 року відбувався безперервний перехід з механізму OPE до GOG. Частка GOG зросла з 15% у 2005 році – коли OPE становив 78% – до 80% у 2020 році – коли OPE знизився до 20%.

Частки механізмів RCS та RSP знизилася до нуля через зниження вітчизняного виробництва Румунії та зникнення регуляції на польському ринку відповідно.

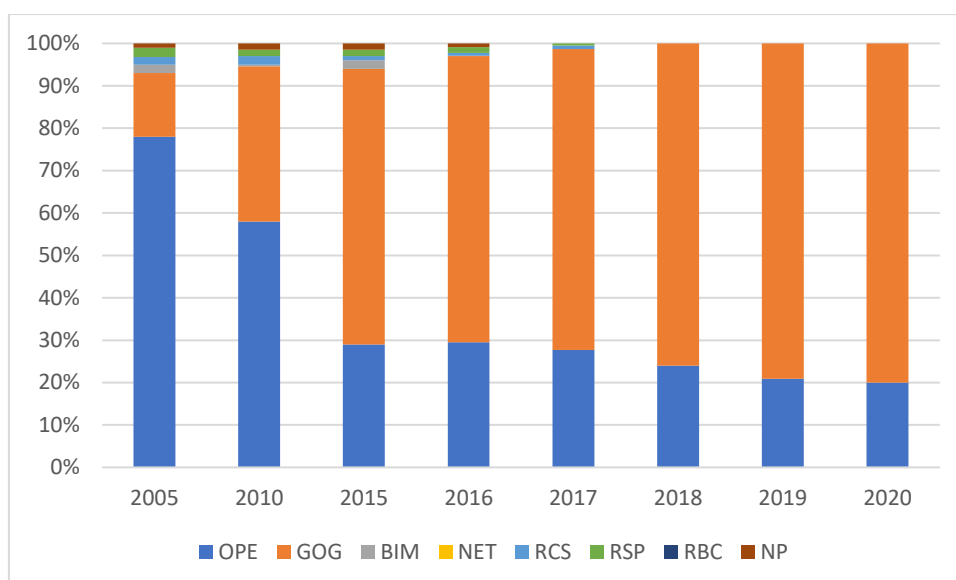


Рисунок 2.5 – Система ціноутворення в Європі 2005-2020 рр.

Джерело: складено автором на основі даних [17,18,19,20,21]

Такі зміни відображають ряд факторів протягом багатьох років. Першочергово це зниження обсягу газу, імпортованого за традиційними контрактами, індексованими на нафту, які замінилися імпортом спотового газу та збільшенням обсягів торгівлі на хабах, спричинені розірванням контрактів або переукладанням умов, щоб включати пропорції хаб/спот індексації в цілях ціноутворення або навіть перехід до 100% індексації на хабові ціни, а в деяких випадках і зниження рівня «take or pay».

Тенденція до застосування механізму GOG і відходу від OPE в Європі також була посилена триваючим зниженням внутрішнього виробництва у Великобританії за застарілими контрактами, котрі входили до механізму OPE, та заміною їх на імпорт через трубопроводи до яких застосовувався GOG. У 2019 році відбулося подальше зростання GOG, оскільки імпорт газу зріс із зростанням спотових поставок на багатьох традиційних ринках імпорту газу.

Наступна ситуація (Рис 2.6) спостерігається в країнах колишнього Радянського Союзу, де в 2020 році на ці країни припадало близько 16% загального світового споживання природного газу - 635 млрд кубометрів, з яких 228,6 млрд кубометрів було продано через механізм RCS (36%), 101,6

млрд куб. - за механізмом RBC (16%), в основному в Казахстані, Туркменістані, Узбекистані та Азербайджані, 76,2 млрд куб., за механізмом RSP (12%) - це частка внутрішнього виробництва Росії (продається населенню) і внутрішнього виробництва України.

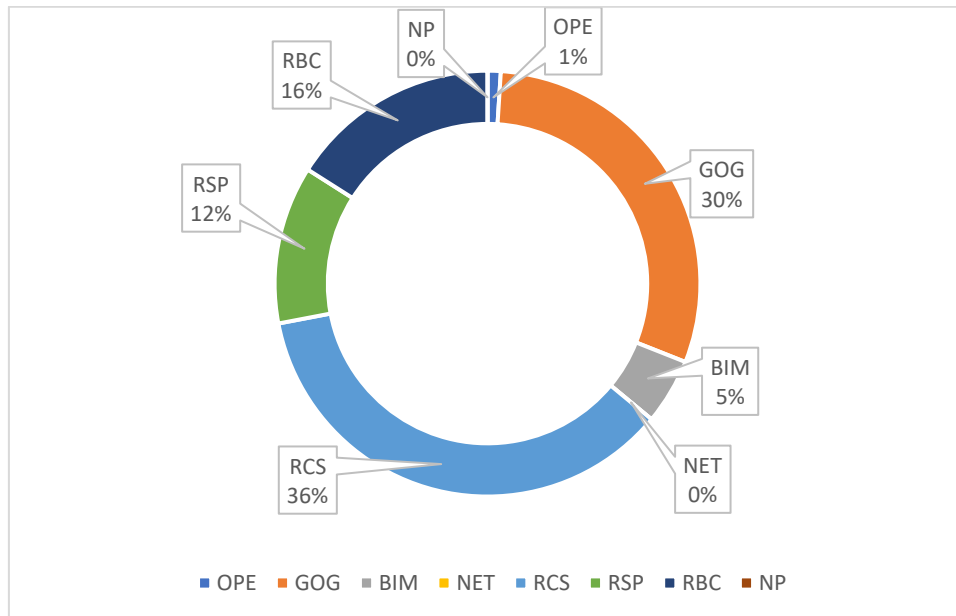


Рисунок 2.6 – Механізми ціноутворення в колишніх країнах СРСР за 2020 р., %.

Джерело: складено автором на основі даних [17]

GOG в цих країнах на рівні 30%, та становить близько 192 млрд. кубометрів і є переважно внутрішньою продукцією для ринку великих клієнтів у Росії, а також трубопровідним імпортом в Україну за цінами хабів з Європи.

OPE становить 1% або 6,4 мільярдів кубічних метрів – це весь імпорт трубопроводів в Росію, тоді як BIM на 5% або 32 мільярди кубометрів представляє інший імпорт трубопроводів у регіоні колишнього Радянського Союзу, в основному з Росії до Білорусі, а також Вірменії, Грузії, Казахстану, Киргизстану, Молдови та Таджикистану.

Якщо розглядати тенденції ціноутворення загалом в країнах колишнього СРСР, то можна сказати, що в цих країнах як і в Європі за останні роки тяж відбулися значні зміни в механізмах ціноутворення (Рис 2.7).

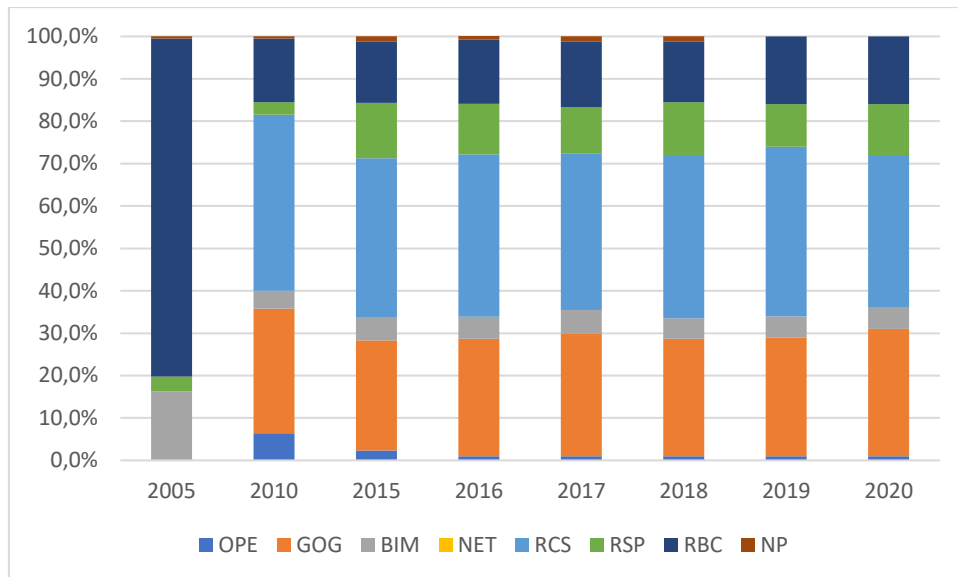


Рисунок 2.7 - Система ціноутворення у країнах колишнього СРСР 2005-2020 рр., %.

Джерело: складено автором на основі даних [17,18,19,20,21]

Після того, як у 2005 році внутрішнє виробництво повністю входило в категорію RBC, відбувся перехід на GOG, оскільки незалежні виробники почали конкурувати один з одним і Газпром за продаж газу енергетичному сектору та великим промисловим підприємствам, а утворення цін, що регулюються Газпром, змінилося від RBC до RCS, хоча у 2014 році регульоване ціноутворення для населення перейшло від RCS до RSP, яке збереглося у 2015 та 2016 роках.

Інші зміни були внаслідок торгівлі всередині країн колишнього Радянського Союзу, де ціноутворення перейшло з BIM на OPE, особливо в торгах між Росією та Україною. Згодом зміни були з 2015 року, коли Україна почала імпортувати з Європи за хабовими цінами, тому відбувся перехід на GOG з OPE. Також у 2019 році RSP втратив частку, через зниження значне зниження об'єму поставок з Росії в Україну. NP зник з Туркменістану, який повністю перейшов до RBC. У 2020 році в Росії відбувся подальший перехід з RCS на GOG[17].

2.2 Основні тенденції ціноутворення на українському ринку природного газу

Зникнення із карти світу тоталітарного СРСР в 1991 році, призвів до сильної економічної та політичної нестабільності в регіоні, що відобразилось і на енергетиці України.

За радянських часів у роки пікових показників видобутку газу в Україні (1973-1978 рр.) обсяги видобутку максимально складали 68 млрд куб. м на рік.[22]

Впродовж наступних років видобуток поступово знижувався, а станом на 1991 рік обсяги видобутого в Україні газу складали 24,4 млрд куб. м. Протягом років незалежності щорічний національний видобуток газу коливається в межах від 18 до 20 млрд куб. м. [22]

Довгий час, між Україною та Росією укладалися численні угоди та договори про постачання та транзит природного газу. Однак із кожним разом комерційні умови таких угод змінювалися під політичним тиском з боку Росії та обтяжувалися додатковими політичними умовами, відтак змінювалися і обсяги постачання газу, і ціни.

Першу угоду[23] про постачання газу в Україну з Росії та транзит газу через територію України в Європу було укладено в 1992 році, а не одразу на другий день після виходу України зі складу СРСР, на чому наголошує автор відео. Угода передбачала постачання газу для внутрішнього споживання України в обсязі 69,8 млрд куб. м. Ціни на газ встановлювалися окремими міжурядовими угодами.

У 1994 році уряди України та Росії уклали нову угоду[24] з питань постачання та транзиту газу, що діяла до 2005 року включно. Згідно зі змістом угоди російський експорт становив 50-70 млрд кубометрів газу на рік. Водночас в Україну здійснювалося постачання не лише російського газу – через російську газотранспортну систему постачали також туркменський газ

на підставі угод[25], укладених між Україною та Туркменістаном у період з 1998 до 2003 років. Ця умова була зафіксована в україно-російській угоді 1994 року з обсягами газу із країн Середньої Азії на рівні 25-35 млрд куб. м на рік. У 2001 році нові узгоджені обсяги[26] складали 30 млрд. куб. м російського газу та 30 млрд. куб. м туркменського газу. Ціна російського газу встановлювалася у розмірі \$80 за 1000 куб. м, ціна туркменського [27] газу \$40 за 1000 куб. м.

У 2004 році вже між АК «Нафтогаз України» та ВАТ «Газпром» була укладена додаткова угода, що передбачала фіксовану ціну на російський газ до 2009 року на рівні \$50 за 1000 куб. м.[28]

Внаслідок україно-російського газового конфлікту 2005-2006[29] років відповідно до нової укладеної угоди обсяги постачання газу в Україну встановлювалися у розмірі 34 млрд куб.м газу на 2006 рік, та до 58 млрд куб.м з 2007 року, за ціною на рівні \$95 за 1000 куб. м до кінця 2010 року.[30].

Черговий україно-російський газовий конфлікт 2008-2009 років[31] призвів до укладення у 2009 році нового газового контракту зі строком дії до кінця 2019 року[32]. Утім, Україна перестала його виконувати у 2014 році, тоді ж – подала до Стокгольмського арбітражу з вимогою переглянути дискримінаційні умови.

Наприкінці 2019 року НАК «Нафтогаз України», Оператора ГТС України (ОГТСУ) та ПАТ «Газпром» підписали угоди[33], необхідні лише для продовження транзиту російського газу територією України – але не для купівлі його у Росії – до 2024 року включно.

Загалом за період 2005-2020 років частка механізму ціноутворення, який переважав на газовому ринку в Україні зазнавала змін. Станом на 2005 рік переважав механізм ціноутворення ВІМ (Bilateral monopoly) коли вартість визначається шляхом проведення переговорів та укладенням договору між продавцем і клієнтом, із фіксацією вартості на деякий період часу.

Станом на 2010 та 2015 роки переважав механізм ОРЕ коли Україна імпортувала значну частину газу з Росії.

Станом на 2020 рік переважало регулятивне ціноутворення, а саме для видобутого газу. Також зросла частка ринкового ціноутворення зважаючи на імпорт газу з країн Європи та припинення закупки в Росії.

Згідно досліджень Case Україна [34] такий перехід до ринкового ціноутворення міг би дуже позитивно відобразитись, якби він був застосований набагато раніше. Україна могла б збільшити видобуток природного газу до такого рівня, щоб була змога покривати внутрішнє споживання. Ринкові ціни на газ сприяли б перш за все його економії (енергомісткість нашого ВВП досі залишається вдесятеро вищою, ніж середня в країнах ОЕСР. Навіть з урахуванням тіньової економіки це забагато). І, звісно, якби не доводилося імпортувати газ, це підвищило б нашу енергонезалежність.

Як видно з діаграми (Рис. 2.8) імпорт газу в Україну суттєво зменшувався останніми роками відносно початку 2000-х.

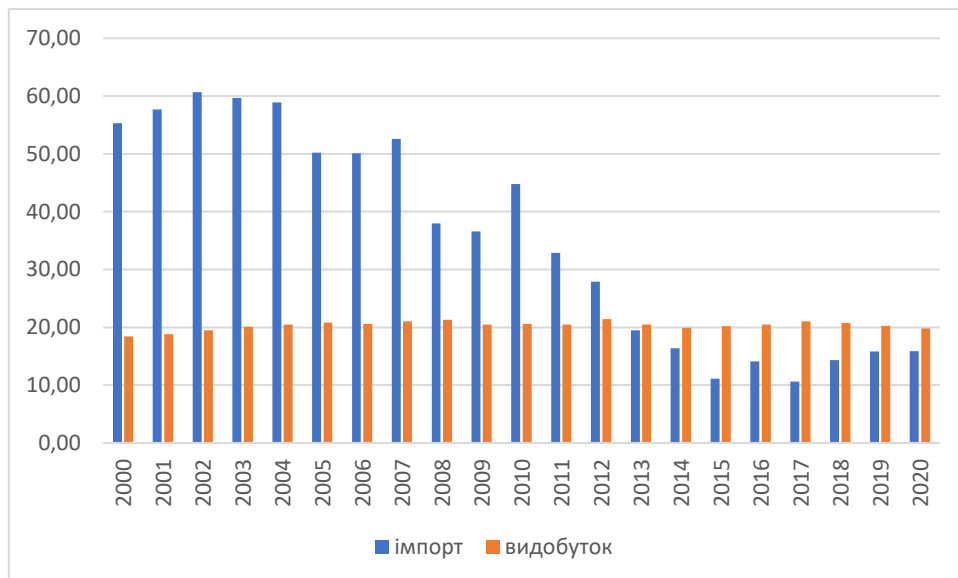


Рисунок 2.8 - імпорт та видобуток природного газу в Україні 2000-2020 рр., млрд кубометрів.

Джерело: складено автором на основі даних [35,36]

Таке зменшення імпорту в першу чергу може бути викликане через зменшення споживання, що впливає з підвищення ефективності виробництва. [37]

Споживання газу в Україні протягом років незалежності істотно зменшилося: з 118,1 млрд куб. м у 1991 році[35] до 29,8 млрд куб. м у 2019 році[36].

Також, якщо розглядати структуру ринку природного газу України в розрізі походження, можна спостерігати зменшення частки імпортованого газу порівняно з нульовими роками коли основним джерелом імпорту була Росія (Рис 2.9), так наприклад за 2020 рік імпорт складав всього близько 44%.

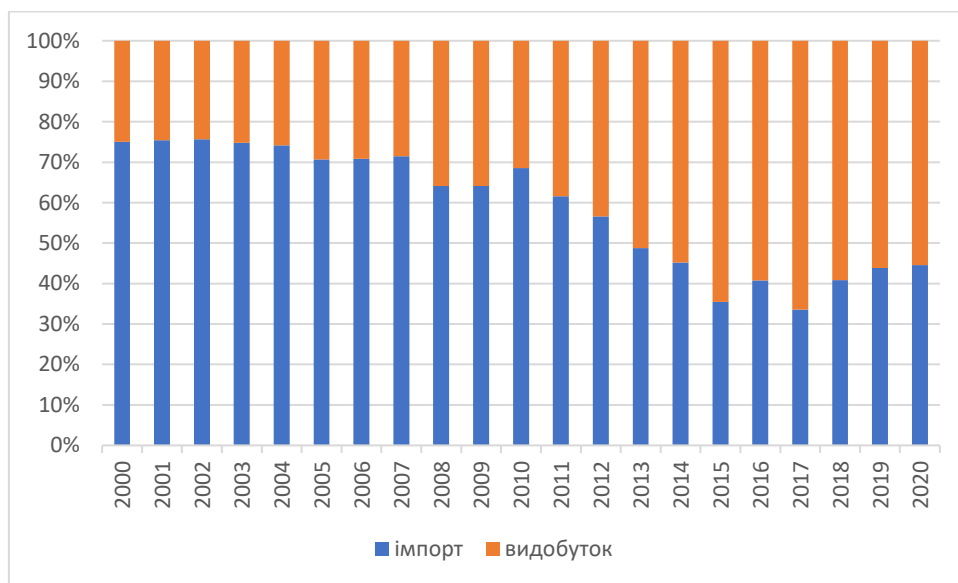


Рисунок 2.9 – Структура ринку природного газу України 2000-2020 рр.

Джерело: складено автором на основі даних [35,36]

Зважаючи на вищесказане перейдемо до ціноутворення в Україні, та як воно відбувається в розрізі груп споживачів.

Як уже було згадано вище, імпорт газу з 2015 року відбувається виключно з європейських країн. Ціноутворення у цьому випадку відбувається у ринковий спосіб на газорозподільчих центрах (хабах). Загалом по усій Європі можна порахувати близько 20 хабів, проте не усі з них вважаються достатньо ліквідними. Найбільш ліквідними хабами в Європі є NBP (Великобританія), TTF (Нідерланди) та німецькі GPL, NCG. На цих хабах торгується газ трубопровідних поставок з Великобританії, Норвегії, Нідерландів, Росії та газ з терміналів LNG. Зважаючи на те, що

Великобританія вийшла з Європейського Союзу, та NBP являється швидше внутрішнім хабом для Англії він живе своїм окремим життям від континентальної Європи.

Географічно до України найближче розташований газорозподільчий центр Central European Gas Hub AG, проте його найбільшим акціонером є російський «Газпром» і на практиці дуже велика частка газу на ньому є російським імпортом. Тому через відносини між Україною і ворожою Росією у газовій сфері та задля уникнення не бажаних маніпуляцій з боку «Газпрому» котирування CEGH практично не використовуються при укладанні контрактів з українськими компаніями. Тому для України найбільш важливими хабами є TTF (Нідерланди), GPL та NCG (Німеччина).

Торгівля на хабах відбувається онлайн, як на будь якій біржі. Трейдер, покупець, продавець, мають змогу зареєструватися на біржі та здійснювати торгівлю природним газом. Десятки українських компаній самостійно купують газ в Європі та імпортують його в Україну. Ціни під час однієї торгової сесії можуть суттєво відрізнятись через волатильність. Ціни та волатильність на природний газ, для прикладу, можна спостерігати на графіку нижче (Рис. 2.10).

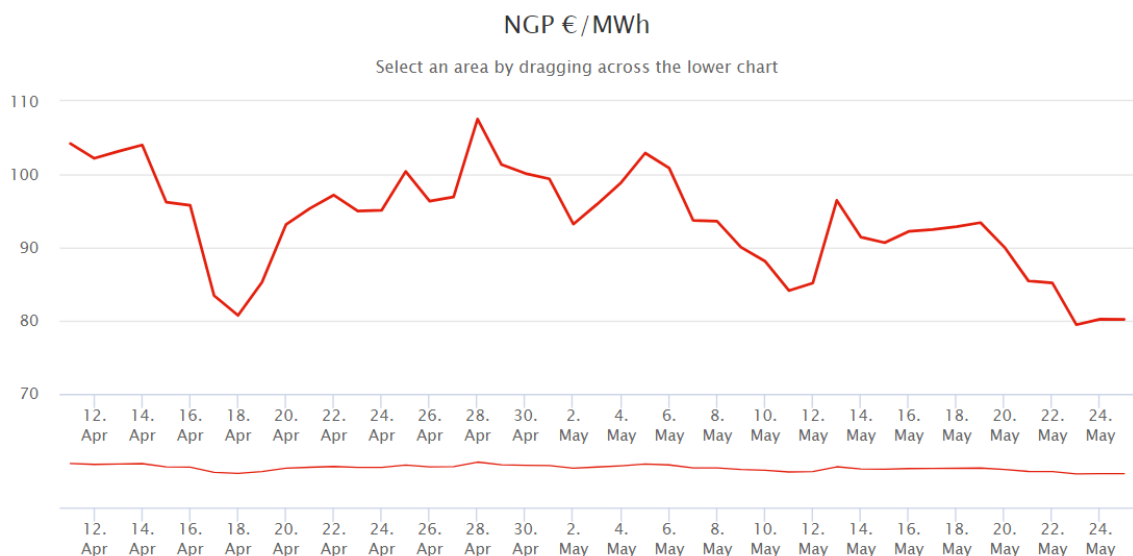


Рисунок 2.10 – динаміка ціни на природний газ протягом 12.04 – 24.05 на хабі TTF, €/MWh.

Джерело: [38]

Ціноутворення на газ для промислових споживачів.

Ціна на природний газ в Україні формується в першу чергу на основі цін на європейських хабах, оскільки більшу частину природного для промисловості (60-70%) газу Україна імпортує з Європи (Словаччина, Угорщина і Польща). Крім того, є можливість експорту газу в Європу, в разі якщо ціни в Україні будуть нижчими ніж в Європі.

Ціна на імпортний газ в Україні формується з цінових котирувань на європейських хабах (TTF і NCG), вартості транспортування газу до кордону з Україною, плата за вхід в ГТС та ПДВ.

Вартість транспортування до кордону з Україною може коливатися від 1,5 до 4 Євро за MWh в залежності від напрямку та сезону. Плата за вхід це стала величина \$6,28 за тис куб м.

Також важливим фактором ціноутворення на природний газ імпортного походження є курс гривні до Євро та долару США.

На внутрішньому ринку українські газовидобувні компанії продають ресурс головним чином на умовах двосторонніх договорів (більше 90%) за ринковою ціною, яка практично повністю відповідає імпортному паритету.

Частина ресурсу природного газу як українського так і імпортного походження торгується на ТБ «Українська енергетична біржа» за ринковою ціною.

Ціноутворення для державних компаній та установ.

Державні компанії та установи зобов'язані придбавати газ на ринкових умовах через аукціони в системі Прозорро. Ціна тендерної пропозиції повинна бути розрахована з урахуванням: нерегульованої частини (ціна природного газу як товару); регульованої частини (тариф на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу), який встановлюється постановою НКРЕКП.[39].

Для проведення ефективної закупівлі природного газу – особливу увагу необхідно приділити розробці проекту договору, для врахування всіх можливих ризиків і перш за все – це зміна ціни. Міністерство економіки із вказівкою і описом окремих складових формули від 2018 напрацювали механізм ціноутворення.[40]

Формула виглядає наступним чином:

$$CP = PCP * \frac{K_c}{K_b} + (AvgNCG - NCG\ bas) * CV * K_c * 0,95 * 1,2 + (AvgUEE - UEE\ bas) * 0,05, \quad (2.1)$$

де:

- CP – це ціна в національній валюті України за 1000 кубічних метрів газу із податком на додану вартість. Іншими словами вартість природного газу, яку ми розраховуємо загалом;
- PCP - це попередня ціна в національній валюті України за 1000 кубічних метрів газу із податком на додану вартість. Іншими словами поточна вартість природного газу, згідно умов угоди;
- K_c – середнє арифметичне курсу гривні згідно Національного Банку стосовно європейської валюти (євро) за 5 останніх банківських днів до дня уточнення кінцевої ціни. Для того щоб розрахувати цей показник, вихідні дані беруть на сайті НБУ і з отриманням даних визначається середнє арифметичне;
- K_b – це курс гривні згідно Національного Банку стосовно європейської валюти (євро) в день попереднього уточнення вартості. Значення даного показника ми можемо отримати на сайті НацБанку;
- Avg NCG – це середнє арифметичне котирувань (щоденних) на Net Coonect Germany NCG Month+1 (одному із німецьких газових хабів), адже котирування саме на цьому хабі є найрелевантнішим для нашої держави, за 20 минулих біржових днів до уточнення кінцевої ціни у євро;
- NCG bas – це котирування NCG Month+1 під час попереднього уточнення вартості, тобто в період укладання угоди;

- CV – це коефіцієнт теплотворності газу, котрий займається відображенням співвідношення одиниці енергії (МВт-год) та загальному об'єму (1000 куб. метрів) і визначається згідно інформації, що наведена на сайті оператора ГТС Словаччини, підприємства “Eustream, a. s.”, значення на дату уточнення вартості згідно даних Eustream Budince point (Measured value).

Додатково замовники мають можливість використовувати середнє арифметичне показників теплотворності газу Eustream Budince point (Measured value) за 20 днів до уточнення кінцевої вартості або ж значення Eustream Budince point (Measured value):

- Avg UEE_x – це середня зважена ціна на газ за даними УЕБ (української енергетичної біржі) в місяць на початку поставки природного газу, де уточнюється ціна в минулий біржовий день і аж до дня коли уточнюється ціна разом із податком на додану вартість;
- UEE_x bas - це середня зважена ціна на газ за даними УЕБ (української енергетичної біржі) на ресурс теперішнього місяця із податком на додану вартість на день укладання контракту.

Головними елементами формули є котирування ціни газу на хабі NCG в Німеччині.

Треба зазначити, що ціноутворення на аукціонах Прозорро важко назвати ринковим. Типовою є практика заниження ціни для перемоги у аукціоні. Згодом ціна на газ переглядається (збільшується) на підставі додаткової угоди тощо.

Для побутових споживачів ціна на газ формується з урахуванням низки факторів.[41] При розрахуванні тарифу на газ для роздрібних споживачів враховуються наступні аспекти:

- Оптова ціна газу за імпортом паритетом;
- Тариф на транспортування;
- Тариф на розподіл;

- Торгова націнка роздрібного постачальника;
- Податок на додану вартість.

Розподілом газу займаються облгази — вони ж газорозподільні компанії або оператори газорозподільних мереж — і більшість із них приватні. Вони відповідають за транспортування газу розподільними мережами в регіонах, тобто доставляють газ трубами, обслуговують їх, забезпечують необхідний тиск в газових мережах, усувають аварії у разі їх виникнення.

Зараз в Україні функціонує 42 оператора газорозподільних мереж. Із них лише 1 оператор у стовідсотковій державній власності, 2 оператори з контрольними пакетами акцій у державній та комунальній власності, решта частково або повністю приватні. І кожній компанії, яка доставляє газ безпосередньо до споживача, Національна комісія з регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг затверджує ціну транспортування на основі їх попередніх витрат.

Загалом, якщо поглянути на тенденцію розвитку ціноутворення на газ в Україні, то можна сказати, що ринок природного газу з приходом частки ринкових цін, за сприянням відкриття імпорту з Європи, став набагато прозорішим. Також як можемо бачити з динаміки споживання природного газу може сприяти покращенню самостійності українського ринку газу. Ринкові ціни на газ сприяють перш за все його економії. А це зменшує кількість потенційного імпортування газу, що в теорії підвищує нашу енергонезалежність.

РОЗДІЛ 3 ФАКТОРИ ЩО ВИЗНАЧАЮТЬ ДИНАМІКУ ТА РІВЕНЬ ЦІН НА СВІТОВОМУ РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

3.1 Економетрична модель дослідження факторів, що впливають на ціну природного газу в США

В даному підрозділі ми спробували дослідити фактори, що впливають на ціни природного газу в США. Загалом, ціни на природний газ в Сполучених Штатах Америки у більшості своїй є функцією пропозиції та попиту, через велику роль ринкового ціноутворення. Збільшення пропозиції природного газу, як правило, призводить до зниження цін на природний газ, а зменшення пропозиції, як правило, веде за собою підвищення цін. Збільшення попиту призводить до підвищення цін, а зниження попиту, відповідно, призводить до зниження цін. У свою чергу, високі ціни, як правило, пом'якшують або зменшують попит і стимулюють виробництво, а нижчі ціни, як правило, мають протилежний ефект.

До основних факторів, які визначають пропозицію газу віднесемо: об'єм виробництва природного газу, рівень запасів природного газу та об'єми імпорту та експорту природного газу. До факторів, які вказують на рівень попиту віднесемо: погодні умови, рівень економічного розвитку, наявність та ціни на альтернативні види енергоресурсів.

При побудові багатфакторної регресійної моделі залежною змінною обрано зміну річних цін на природний газ у % на газовому хабі Генрі (HENRY_HUB_SPOT_PRICE_CHANGE).

Незалежними змінними обрано наступні:

- Індекс споживчих цін в США у % (CPI_USA);
- Ціни на нафту WTI в долл. США за барель (OIL_WTI_PRICE);
- Частка споживання відновлювальної енергії в США у % (RENEWABLE_NRG_CONSUMPTION_USA);

- Частка споживання відновлювальної енергії в світі у % (RENEWABLE_NRG_CONSUMPTION_WORLD);
- Зміна ВВП в США у % (USA_GDP_CHANGE);
- Зміна споживання природного газу в США у % (USA_NG_CONSUMPTION_CHANGE);
- Зміна об'єму імпорту природного газу в США у % (USA_NG_IMPORT_CHANGE);
- Зміна об'єму експорту природного газу в США у % (USA_NG_EXPORT_CHANGE);
- Зміна об'єму видобутку природного газу в США у % (USA_NG_PRODUCTION_CHANGE);
- Зміна рівня резервів природного газу в США у % (USA_NG_RESERVES_CHANGE);
- Зміна об'єму видобутку природного газу в світі у % (WORLD_NG_PRODUCTION_CHANGE);
- Середня температура в США у °F (AVG_ANN_TEMP_USA).

А також висунуто наступні гіпотези:

- Ціна на природний газ на газовому хабі Генрі прямо залежить від індексу споживчих цін в Сполучених Штатах.
- Ціна на природний газ прямо залежить від ціни на нафту
- Ціна на природний газ обернено залежить від зміни частки споживання відновлювальної енергії
- Ціна на природний газ прямо залежить від зміни внутрішнього валового продукту
- Ціна на природний газ прямо залежить від зміни споживання природного газу
- Ціна на природний газ обернено залежить від зміни імпорту природного газу

- Ціна на природний газ прямо залежить від зміни експорту природного газу
- Ціна на природний газ обернено залежить від зміни об'єму видобутку природного газу
- Ціна на природний газ обернено залежить від зміни рівня запасів природного газу
- Ціна на природний газ обернено залежить від зміни середньої температури.

Період спостережень: щорічно 1997-2018рр.

Джерела даних: tradingeconomics.com, statista.com, fred.stlouisfed.org, data.worldbank.org, eia.gov та розрахунки на основі згаданих джерел.

Проведене дослідження виконане в статистичному пакеті для економетричного моделювання EViews, який дає змогу побудувати багатофакторну регресію.

Загальний вигляд моделі може бути описаний рівнянням:

$$\begin{aligned} HENRY_HUB_SPOT_PRICE_CHANGE = & \beta_0 + \beta_1 * AVG_ANN_TEMP_USA + \beta_2 * CPI_USA + \\ & \beta_3 * OIL_WTI_PRICE + \beta_4 * RENEWABLE_NRG_CONSUMPTION_USA + \beta_5 * \\ & RENEWABLE_NRG_CONSUMPTION_WORLD + \beta_6 * USA_GDP_CHANGE + \beta_7 * \\ & USA_NG_CONSUMPTION_CHANGE + \beta_8 * USA_NG_EXPORT_CHANGE + \beta_9 * \\ & USA_NG_IMPORT_CHANGE + \beta_{10} * USA_NG_PRODUCTION_CHANGE + \beta_{11} * \\ & USA_NG_RESERVES_CHANGE + \beta_{12} * WORLD_NG_PRODUCTION_CHANGE \end{aligned}$$

Будуємо багатофакторну регресію (рис 3.1) в програмному пакеті EViews за загальним рівнянням вказаним вище.

Dependent Variable: HENRY_HUB_SPOT_PRICE_CHANGE
 Method: Least Squares
 Date: 06/15/22 Time: 22:34
 Sample (adjusted): 1997 2015
 Included observations: 19 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	498.8020	803.3437	0.620907	0.5575
AVG_ANN_TEMP_USA	-10.05490	10.65892	-0.943331	0.3819
CPI_USA	13.04369	10.88475	1.198346	0.2760
OIL_WTI_PRICE	-0.723436	0.537975	-1.344739	0.2273
RENEWABLE_NRG_CONSUMPTION_...	8.184290	9.320200	0.878124	0.4137
RENEWABLE_NRG_CONSUMPTION_...	-0.806617	32.63876	-0.024713	0.9811
USA_GDP_CHANGE	-1.376591	8.557858	-0.160857	0.8775
USA_NG_CONSUMPTION_CHANGE	-1.192124	2.852058	-0.417987	0.6905
USA_NG_EXPORT_CHANGE	0.202813	0.500246	0.405426	0.6992
USA_NG_IMPORT_CHANGE	-1.181252	1.690731	-0.698663	0.5109
USA_NG_PRODUCTION_CHANGE	-0.567886	4.345634	-0.130680	0.9003
USA_NG_RESERVES_CHANGE	-3.292354	2.362610	-1.393524	0.2129
WORLD_NG_PRODUCTION_CHANGE	13.44953	6.807154	1.975793	0.0956
R-squared	0.789345	Mean dependent var	5.897477	
Adjusted R-squared	0.368035	S.D. dependent var	35.62737	
S.E. of regression	28.32242	Akaike info criterion	9.740926	
Sum squared resid	4812.957	Schwarz criterion	10.38712	
Log likelihood	-79.53880	Hannan-Quinn criter.	9.850288	
F-statistic	1.873548	Durbin-Watson stat	2.729278	
Prob(F-statistic)	0.226994			

Рисунок 3.1 - Модель зі всіма незалежними змінними з вибірки

Джерело: побудовано автором в статистичному пакеті EViews

Як видно з рисунку 3.1, більшість факторів в моделі не є значущими, так як коефіцієнт p-value для більшості незалежних змінних є більшим за критичний рівень (0,05). Отже, з цього ми можемо зробити висновок, що регресійне рівняння не можна залишати таким як воно є на даній стадії.

Для того, щоб модель стала задовільною, використавши метод виключень та усіх можливих регресій, ми отримали модель, в якій усі незалежні змінні є значущими.

Тепер загальний вигляд нашої моделі буде описуватись рівнянням:

$$\begin{aligned}
 \text{HENRY_HUB_SPOT_PRICE_CHANGE} = & \beta_0 + \beta_1 * \text{USA_NG_RESERVES_CHANGE} + \\
 & \beta_2 * \text{WORLD_NG_PRODUCTION_CHANGE} + \beta_3 * \text{OIL_WTI_PRICE} + \beta_0 * \\
 & \text{AVG_ANN_TEMP_USA}
 \end{aligned}$$

Знову будуємо багатофакторну регресійну модель, зі значущими змінними (Рис 3.2).

Dependent Variable: HENRY_HUB_SPOT_PRICE_CHANGE
 Method: Least Squares
 Date: 06/14/22 Time: 21:55
 Sample: 1997 2018
 Included observations: 22

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	27.42012	13.77366	1.990765	0.0628
OIL_WTI_PRICE	-0.906951	0.234967	-3.859903	0.0013
USA_NG_IMPORT_CHANGE	-2.683458	0.994096	-2.699395	0.0152
USA_NG_RESERVES_CHANGE	-2.185826	0.728069	-3.002222	0.0080
WORLD_NG_PRODUCTION_CHANGE	15.98682	3.542725	4.512578	0.0003
R-squared	0.614868	Mean dependent var		6.010783
Adjusted R-squared	0.524249	S.D. dependent var		33.16955
S.E. of regression	22.87860	Akaike info criterion		9.294997
Sum squared resid	8898.312	Schwarz criterion		9.542961
Log likelihood	-97.24497	Hannan-Quinn criter.		9.353410
F-statistic	6.785187	Durbin-Watson stat		2.024034
Prob(F-statistic)	0.001870			

Рисунок 3.2 - Модель лише зі значущими незалежними змінними

Джерело: побудовано автором в статистичному пакеті EViews

Після того, як було вилючено незначущі незалежні змінні та побудовано модель ще раз, маємо підстави вважати фактори в цій моделі значущими, адже зважаючи на p-value (Prob.), для кожного фактора це значення є нижчим критичного рівня 0,05 (Рис. 3.2).

Також, як видно з Рис 3.2, коефіцієнт детермінації (R-squared) дорівнює 0,61. Він відображає пояснювальну здатність моделі (чим більше значення даного коефіцієнта наближене до 1, тим краще обрані фактори пояснюють зміну ціни на природний газ в США). Відповідно до результатів, зміна ціни на нафту, об'єму імпорту в США, рівня запасів, світового видобутку природного газу на 61% пояснює зміну ціни на природний газ на американському газовому хабі Генрі. Так само для того того, аби перевірити модель на адекватність ми можемо використати F-статистику Фішера. Нульова гіпотеза в цьому випадку означає, що усі коефіцієнти одночасно не є значущими. Так як $\text{prob}(F\text{-statistic}) < 0,05$, відкидаємо нульову гіпотезу та маємо підтвердження, що усі коефіцієнти – значущі.

Для того, аби нашу модель можна було вважати адекватною та репрезентативною її потрібно перевірити на дотримання класичних припущень узагальненої регресійної моделі.

Перевірка наявності автокореляції залишків.

Для того аби перевірити модель на наявність автокореляції першого порядку будемо орієнтуватись на коефіцієнт Дарбіна-Ватсона, який представлено в правому нижньому куті результатів моделі (Рис. 3.2). Для того, щоб зробити висновок про відсутність автокореляції першого порядку, значення коефіцієнту має потрапляти в зону відсутності автокореляції відповідно до критичних значень з таблиці статистики Дарбіна-Ватсона. Критичні значення відбираємо на основі кількості спостережень моделі (22) та кількості незалежних змінних (4) : $d_L = 0.98$, $d_U = 1.797$. Після цього будуємо графік зон тестування автокореляції першого порядку за тестом Дарбіна-Ватсона (Рис. 3.3).



Рисунок 3.3 - Зони тестування автокореляції відповідно до побудованої моделі

Джерело: складено автором на основі таблиці статистики Дарбіна-Ватсона

Так як значення коефіцієнту Дарбіна-Ватсона дорівнює 2.02, можна сказати що автокореляція відсутня. Висновки щодо автокореляції вищих порядків будемо робити на основі LM тесту. Отримано наступний результат (Рис 3.4).

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:
Null hypothesis: No serial correlation at up to 2 lags

F-statistic	1.320188	Prob. F(2,15)	0.2964
Obs*R-squared	3.292916	Prob. Chi-Square(2)	0.1927

Test Equation:
Dependent Variable: RESID
Method: Least Squares
Date: 06/15/22 Time: 23:06
Sample: 1997 2018
Included observations: 22
Presample missing value lagged residuals set to zero.

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-5.287245	14.25890	-0.370803	0.7160
OIL_WTI_PRICE	0.111469	0.245861	0.453381	0.6568
USA_NG_IMPORT_CHANGE	0.273474	0.990963	0.275967	0.7863
USA_NG_RESERVES_CHANGE	0.109822	0.728681	0.150714	0.8822
WORLD_NG_PRODUCTION_CHANGE	-0.667209	3.505746	-0.190319	0.8516
RESID(-1)	-0.070340	0.257420	-0.273249	0.7884
RESID(-2)	-0.403401	0.249107	-1.619391	0.1262
R-squared	0.149678	Mean dependent var	1.27E-14	
Adjusted R-squared	-0.190451	S.D. dependent var	20.58468	
S.E. of regression	22.45949	Akaike info criterion	9.314675	
Sum squared resid	7566.430	Schwarz criterion	9.661825	
Log likelihood	-95.46142	Hannan-Quinn criter.	9.396453	
F-statistic	0.440063	Durbin-Watson stat	2.223146	
Prob(F-statistic)	0.840792			

Рисунок 3.4 - Результати LM тесту

Джерело: побудовано автором в статистичному пакеті EViews

Відповідно до результату LM тесту можна також зробити висновок, що автокореляція відсутня, так як значення Prob. F(12,15), що відображає ймовірність помилки при відхиленні нульової гіпотези (коефіцієнти між залишками дорівнюють нулю), є більшим за критичне значення 0,05. Для перевірки моделі на наявність автокореляції вищих порядків ми звертаємо увагу на коефіцієнти Prob. при RESID(...), і якщо вони є більшими за критичне значення 0,05, то автокореляція вищих порядків також відсутня.

Перевірка на гетероскеастичність.

Для перевірки відсутності гетероскедастичності у залишках моделі можна використати один зі спеціальних тестів, зокрема тест Бреуша-Годфрі.

Аналогічно до LM тесту результати оцінки постають у вигляді таблиці оціненого рівняння, специфікація якого передбачає оцінку залежності квадратів залишків від ряду змінних. Нульова гіпотеза тесту Бреуша-Годфрі – гомоскедастичність залишків моделі.

Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey
Null hypothesis: Homoskedasticity

F-statistic	0.582388	Prob. F(4,17)	0.6796
Obs*R-squared	2.651387	Prob. Chi-Square(4)	0.6177
Scaled explained SS	1.050472	Prob. Chi-Square(4)	0.9020

Test Equation:
Dependent Variable: RESID^2
Method: Least Squares
Date: 06/15/22 Time: 23:07
Sample: 1997 2018
Included observations: 22

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	624.3721	299.2608	2.086381	0.0523
OIL_WTI_PRICE	-6.149855	5.105144	-1.204639	0.2448
USA_NG_IMPORT_CHANGE	-3.957578	21.59877	-0.183232	0.8568
USA_NG_RESERVES_CHANGE	-7.116153	15.81879	-0.449855	0.6585
WORLD_NG_PRODUCTION_CHANGE	62.74594	76.97293	0.815169	0.4262
R-squared	0.120518	Mean dependent var	404.4687	
Adjusted R-squared	-0.086419	S.D. dependent var	476.9041	
S.E. of regression	497.0841	Akaike info criterion	15.45211	
Sum squared resid	4200574.	Schwarz criterion	15.70008	
Log likelihood	-164.9732	Hannan-Quinn criter.	15.51052	
F-statistic	0.582388	Durbin-Watson stat	2.656534	
Prob(F-statistic)	0.679559			

Рисунок 3.5 - Результати тесту на гетероскедастичність

Джерело: побудовано автором в статистичному пакеті EViews

З результатів тесту, робимо висновок, що у даній моделі не наявна гетероскедастичність залишків, адже нульова гіпотеза (гомоскедастичність) справджується відповідно до результату $\text{Prob. } F(4,17) = 0,67 > 0,05$.

Перевірка розподілу залишків на нормальність.

Для перевірки залишків на нормальність розподілу, необхідно провести тест Жака-Бера, Нульова гіпотеза – залишки розподілені нормально.

Результати тесту видаються у вигляді графіку розподілу залишків та відповідних значень тесту на нормальність (Рис 3.6).

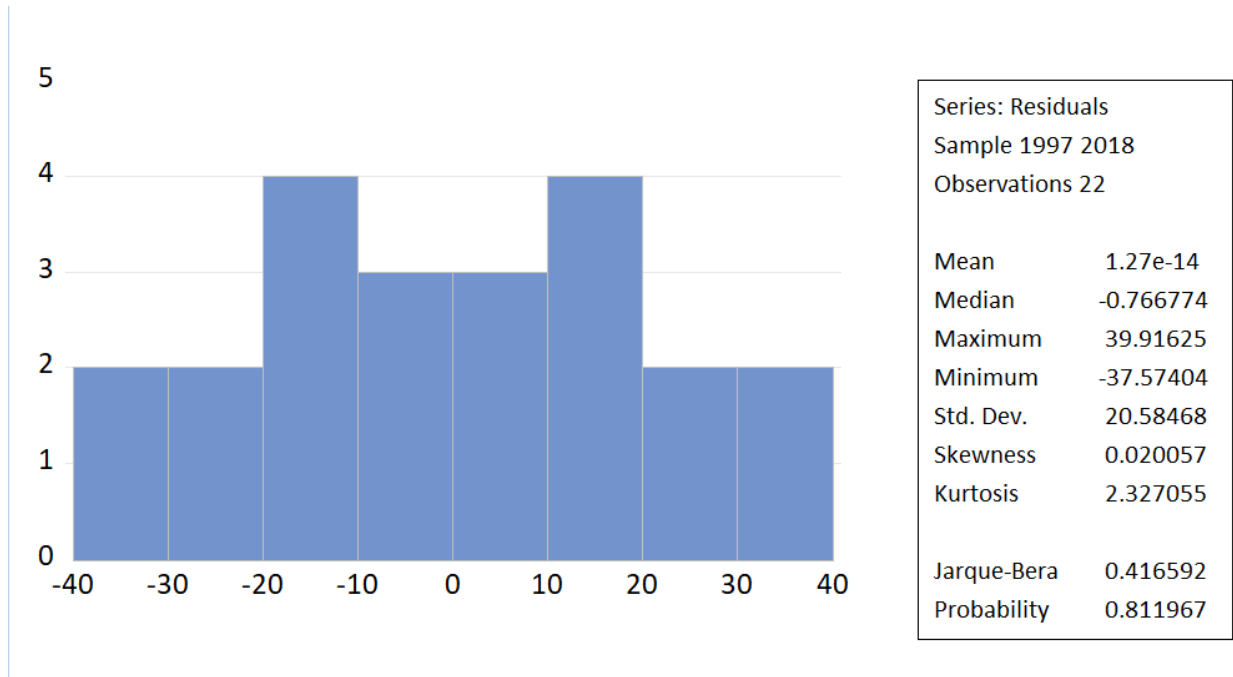


Рисунок 3.6 - Тест на нормальність розподілу залишків

Джерело: побудовано автором в статистичному пакеті EViews

Як можемо бачити (Рис. 3.6) залишки розподілено нормально, що підтверджує Probability, котрий дорівнює 0.81. Немає підстав відхилити нульову гіпотезу.

Перевірка на мультиколінеарність незалежних змінних

Для проведення перевірки на наявність мультиколінеарності побудовано кореляційну матрицю (Рис. 3.7). Отримано наступні результати.

Correlation					
	HENRY_HU...	OIL_WTI_P...	USA_NG_I...	USA_NG_R...	WORLD_N...
HENR...	1.000000	-0.362435	0.087357	-0.108897	0.374176
OIL_W...	-0.362435	1.000000	-0.549093	0.280733	0.269905
USA_N...	0.087357	-0.549093	1.000000	-0.472293	-0.045842
USA_N...	-0.108897	0.280733	-0.472293	1.000000	0.522944
WORL...	0.374176	0.269905	-0.045842	0.522944	1.000000

Рисунок 3.7 - Кореляційна матриця

Джерело: побудовано автором в статистичному пакеті EViews

За результатами кореляційної матриці можемо зробити висновок, що між нашими незалежними змінними немає сильного зв'язку, отже мультиколінеарність відсутня.

Висновки до моделі.

Проведене дослідження дозволяє зробити наступні висновки. Хоч і в початковому рівнянні регресії було набагато більше незалежних змінних, проте значущими в даній моделі виявилися лише ціна на нафту WTI, зміна об'єму імпорту природного газу в США, зміна рівня резервів природного газу в США та зміна об'єму видобутку природного газу в світі. Побудована модель, згідно з результатами оцінки, а саме коефіцієнту детермінації, демонструє, що незалежні змінні пояснюють зміну цін на природний газ, на американському газовому хабі Генрі, на 61%. Іншими факторами залежна змінна пояснюється на 39%. Гіпотези, що стосувались вилучених факторів ми не можемо підтвердити чи спростувати, адже до кінцевої моделі вони не потрапили. Інтерпретуємо результати моделі. Зі збільшенням ціни на нафту WTI на 1 долл. США за барель, ціна на природний газ зменшиться на 0,9%, що означає обернений зв'язок, та спростовує нашу початкову гіпотезу щодо цього фактора. Можливо, це відбувається за рахунок того, що ці товари є в певній мірі замінними і при зростанні попиту на нафту, попит на газ зменшується, що може таким чином відображатись на цінах. Зі збільшенням обсягу імпорту природного газу в США на 1%, ціна на природний газ зменшиться на 2,6%, що збігається з нашою початковою гіпотезою, адже збільшення імпорту спричиняє збільшення наявності ресурсу, а тим самим збільшується пропозиція і ціна йде донизу. Зі збільшенням обсягу резервів природного газу на 1%, ціна природного газу зменшиться на 2,18%, що означає обернений зв'язок та підтвердження нашої гіпотези. Зі збільшенням об'єму світового виробництва газу на 1% ціна на природний газ в США зросте на 15,9%, що не збігається з висунутою гіпотезою. Можливо це може бути пояснено тим, що збільшення об'єму видобутку газу в світі теоретично може бути одночасно зі

зменшенням видобутку газу в США або супроводжуватись збільшенням споживання, що підвищує попит і ціну.

3.2 Економетрична модель дослідження факторів, що впливають на ціну природного газу в Європі

В цьому підрозділі ми спробували побудувати таку ж регресійну модель ціни на газ, але для Європи. В цьому випадку ми будемо досліджувати які фактори впливають на ціни природного газу на голландському газовому хабі TTF. За залежну змінну обрано саме ціни хабу TTF, так як він є лідируючим європейським газовим хабом.

На європейському ринку газу подібно до Сполучених Штатів у визначенні ціни грає роль попит та пропозиція. Тому у моделі до незалежних змінних віднесено фактори які визначають ці складові.

Отже, за залежну змінну в даному випадку обрано зміну місячних цін на природний газ на газовому хабі TTF у % (TTF_GAS_PRICE_CHANGE).

Незалежними змінними обрано такі:

- Рівень інфляції на території Європи у % (INFLATION_RATE)
- Зміна цін на нафту марки Brent у % (CRUDE_OIL_BRENT_PRICE_CHANGE)
- Об'єм експорту природного газу в Європі у млн. кубометрів (_2EU_NG_EXPORTS_TOTAL)
- Об'єм імпорту природного газу в Європі у млн. кубометрів (_2EU_NG_IMPORTS_TOTAL)
- Зміна об'єму споживання газу в Європі у % (GROSS_CONSUMPTION_CHANGE)
- Зміна цін на природний газ на хабі Генрі у % (HENRY_HUB_NG_SPOT_PRICE_CHANGE)
- Індекс геополітичного ризику (відображає вимірювання несприятливих геополітичних подій і пов'язаних з ними ризиків на

основі підрахунку газетних статей, що висвітлюють геополітичну напруженість) (_2HISTORICAL_GEOPOLITIC_RISK_INDEX)

- Об'єм видобування газу в Європі в мільйонах кубометрів (_2PRIMARY_PRODUCTION)
- Зміна рівня запасів природного газу в Європі в мільйонах кубометрів (STOCK_NG_CHANGE)
- Індекс опалювального дня в Європі (HDD) — це технічний індекс на основі погоди, призначений для опису потреби в енергії для опалення будівель (HEATING_DEEGREE_DAYS_INDEX)

А також висунуто наступні гіпотези:

- Ціни на природний газ на хабі TTF прямо залежать від зміни рівня інфляції на території Європи
- Ціни на природний газ на хабі TTF прямо залежать від ціни на нафту марки Brent
- Ціни на природний газ на хабі TTF прямо залежать від зміни експорту природного газу
- Ціни на природний газ на хабі TTF обернено залежать від зміни імпорту природного газу
- Ціни на природний газ на хабі TTF прямо залежать від зміни об'єму споживання природного газу
- Ціни на природний газ на хабі TTF прямо залежить від ціни на природний газ на хабі Генрі
- Ціни на природний газ на хабі TTF прямо залежать від зміни індексу геополітичного ризику
- Ціни на природний газ на хабі TTF обернено залежать від зміни запасів природного газу в Європі
- Ціни на природний газ на хабі TTF прямо залежить від індексу опалювального дня в Європі.

Період спостережень: помісячно 2014m2-2019m12.

Джерела даних: tradingeconomics.com, statista.com, fred.stlouisfed.org, data.worldbank.org, ec.europa.eu.

Проведене дослідження виконане в статистичному пакеті для економетричного моделювання EViews, який дає змогу побудувати багатофакторну регресію.

Загальний вигляд моделі, який налічує усі вищезгадані змінні, матиме наступний формульний вигляд:

$$\begin{aligned} TTF_GAS_PRICE_CHANGE = & \beta_0 + \beta_1 * _2EU_NG_EXPORTS_TOTAL + \beta_2 \\ & * _2EU_NG_IMPORTS_TOTAL + \beta_3 * _2HISTORICAL_GEOPOLITIC_RISK_INDEX + \beta_4 * \\ & _2PRIMARY_PRODUCTION + \beta_5 * STOCK_NG_CHANGE + \beta_6 * \\ & CRUDE_OIL_BRENT_PRICE_CHANGE + \beta_7 * GROSS_CONSUMPTION_CHANGE + \beta_8 * \\ & HEATING_DEEGREE_DAYS_INDEX + \beta_9 * \\ & HENRY_HUB_NG_SPOT_PRICE_PER_BTU_CHANGE + \beta_{10} * INFLATION_RATE \end{aligned}$$

Та наступну таблицю результатів (Рис 3.8).

Dependent Variable: TTF_GAS_PRICE_CHANGE

Method: Least Squares

Date: 06/15/22 Time: 23:19

Sample (adjusted): 2014M02 2019M12

Included observations: 71 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.170184	24.79152	-0.329556	0.7429
_2EU_NG_EXPORTS_TOTAL	0.000973	0.000965	1.009145	0.3170
_2EU_NG_IMPORTS_TOTAL	-0.000199	0.000633	-0.315061	0.7538
_2HISTORICAL_GEOPOLITIC_RISK_IN...	0.056112	0.084266	0.665889	0.5080
_2PRIMARY_PRODUCTION	0.000633	0.001243	0.509028	0.6126
STOCK_NG_CHANGE	-0.000852	0.000562	-1.516491	0.1346
CRUDE_OIL_BRENT_PRICE_CHANGE	0.364698	0.137116	2.659770	0.0100
GROSS_CONSUMPTION_CHANGE	0.126810	0.073526	1.724699	0.0897
HEATING_DEEGREE_DAYS_INDEX	-0.083694	0.039453	-2.121372	0.0380
HENRY_HUB_NG_SPOT_PRICE_PER_...	0.139663	0.092799	1.505008	0.1376
INFLATION_RATE	0.310351	2.258560	0.137411	0.8912
R-squared	0.379225	Mean dependent var	-0.424560	
Adjusted R-squared	0.275763	S.D. dependent var	11.06118	
S.E. of regression	9.413299	Akaike info criterion	7.463648	
Sum squared resid	5316.612	Schwarz criterion	7.814204	
Log likelihood	-253.9595	Hannan-Quinn criter.	7.603053	
F-statistic	3.665340	Durbin-Watson stat	1.934515	
Prob(F-statistic)	0.000734			

Рисунок 3.8 - Модель з усіма змінними з вибірки

Джерело: побудовано автором в статистичному пакеті EViews

Як можемо бачити з рисунку вище, більшість факторів в моделі не є значущими, так як коефіцієнт p-value для більшості незалежних змінних є більшим за критичний рівень (0,05). Отже, з цього ми можемо зробити висновок, що регресійне рівняння не можна залишати таким, як воно є на даній стадії.

Для того, щоб модель стала задовільною, використавши метод виключень та усіх можливих регресій, ми отримали модель, в якій усі незалежні змінні є значущими. Ця модель має такий формульний вигляд:

$$TTF_GAS_PRICE_CHANGE = \beta_0 + \beta_1 * CRUDE_OIL_BRENT_PRICE_CHANGE + \beta_2 * HEATING_DEGREE_DAYS_INDEX_CHANGE + \beta_3 * STOCK_NG_CHANGE$$

Та таку таблицю результатів (Рис 3.9)

Dependent Variable: TTF_GAS_PRICE_CHANGE

Method: Least Squares

Date: 06/15/22 Time: 17:51

Sample (adjusted): 2014M02 2019M12

Included observations: 71 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1.537574	1.242780	-1.237206	0.2203
CRUDE_OIL_BRENT_PRICE_CHANGE	0.268487	0.132730	2.022814	0.0471
HEATING_DEGREE_DAYS_INDEX_CH...	0.038413	0.012695	3.025755	0.0035
STOCK_NG_CHANGE	0.000235	0.000112	2.100612	0.0394
R-squared	0.215042	Mean dependent var	-0.424560	
Adjusted R-squared	0.179894	S.D. dependent var	11.06118	
S.E. of regression	10.01697	Akaike info criterion	7.501127	
Sum squared resid	6722.757	Schwarz criterion	7.628602	
Log likelihood	-262.2900	Hannan-Quinn criter.	7.551820	
F-statistic	6.118286	Durbin-Watson stat	1.771678	
Prob(F-statistic)	0.000966			

Рисунок 3.9 - Модель зі значущими незалежними змінними.

Джерело: побудовано автором в статистичному пакеті EViews

На рисунку 3.9 можна побачити результат моделі. Як видно з рисунку p -value для усіх змінних не перевищує критичний рівень ($\text{Prob.} < 0,05$), що означає що змінні є значимими. Коефіцієнт детермінації, котрий демонструє пояснювальну здатність моделі (чим ближче коефіцієнт до 1, тим краще обрані змінні пояснюють зміну ціни на газ), дорівнює 0,21 та означає, що в даній моделі обрані змінні лише на 21% пояснюють зміну ціни. Так само для того, аби перевірити модель на адекватність ми можемо використати F -статистику Фішера. Нульова гіпотеза в цьому випадку означає, що усі коефіцієнти одночасно не є значущими. Так як $\text{prob}(F\text{-statistic}) < 0,05$, відкидаємо нульову гіпотезу та маємо підтвердження, що усі коефіцієнти – значущі. Для того, щоб робити висновки про адекватність моделі потрібно перевірити дотримання класичних припущень узагальненої регресійної моделі.

Перевірка наявності автокореляції залишків

Для перевірки наявності автокореляції першого порядку використаємо критерій Дарбіна–Ватсона, який можна знайти в таблиці аналізу вище (Рис. 3.9). Для обґрунтованих висновків щодо наявності автокореляції залишків у нашій моделі потрібно здійснити оцінку зон. Для цього у таблиці статистики Дарбіна-Ватсона для рівня значимості 5% критичні значення відповідно до кількості незалежних змінних (3) та кількості спостережень (71): $d_L = 1.52$, $d_U = 1.7$. Після цього будуюмо графік зон тестування автокореляції першого порядку за тестом Дарбіна-Ватсона (Рис. 3.10).



Рисунок 3.10 -Зони тестування автокореляції відповідно до побудованої моделі

Джерело: складено автором на основі таблиці статистики Дарбіна-Ватсона

Так як значення коефіцієнту Дарбіна-Ватсона дорівнює 1,77, можна сказати що автокореляція відсутня. Автокореляції вищих порядків також не виявлено, про це можна переконатись з LM тесту (Рисунок 3.11).

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:

Null hypothesis: No serial correlation at up to 12 lags

F-statistic	0.412525	Prob. F(12,55)	0.9524
Obs*R-squared	5.862717	Prob. Chi-Square(12)	0.9228

Test Equation:

Dependent Variable: RESID

Method: Least Squares

Date: 06/16/22 Time: 00:00

Sample: 2014M02 2019M12

Included observations: 71

Presample missing value lagged residuals set to zero.

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.382704	1.334562	0.286763	0.7754
CRUDE_OIL_BRENT_PRICE_CHANGE	0.001542	0.157279	0.009807	0.9922
HEATING_DEGREE_DAYS_INDEX_CH...	0.000673	0.014232	0.047302	0.9624
STOCK_NG_CHANGE	1.60E-05	0.000121	0.132293	0.8952
RESID(-1)	0.012749	0.148356	0.085932	0.9318
RESID(-2)	0.003562	0.142002	0.025086	0.9801
RESID(-3)	-0.092044	0.148825	-0.618470	0.5388
RESID(-4)	-0.109162	0.144225	-0.756886	0.4523
RESID(-5)	-0.065648	0.145811	-0.450225	0.6543
RESID(-6)	0.080293	0.151878	0.528667	0.5992
RESID(-7)	0.072579	0.147843	0.490919	0.6254
RESID(-8)	-0.066391	0.155684	-0.426448	0.6714
RESID(-9)	-0.067506	0.155705	-0.433551	0.6663
RESID(-10)	-0.176513	0.169310	-1.042546	0.3017
RESID(-11)	-0.094619	0.168393	-0.561893	0.5765
RESID(-12)	-0.242657	0.168438	-1.440634	0.1554

Рисунок 3.11 -Результати LM тесту

Джерело: побудовано автором в статистичному пакеті EViews

За результатами LM тесту можна сказати, що автокореляція першого порядку відсутня, адже $\text{Prob. F}(12,55) > 0.05$. Також з результатів тесту можна визначити кореляцію якого порядку мають залишки. А оскільки згідно з p-value усі коефіцієнти RESID(...) не є значимими, то автокореляції вищих

порядків не виявлено також, що відповідає класичним припущенням узагальненої регресійної моделі.

Перевірка моделі на гетероскедастичність

Для перевірки моделі на відсутність гетероскедастичності у залишках моделі можна використати тест Бреуша-Годфрі. Аналогічно до LM тесту результати оцінки постають у вигляді таблиці оціненого рівняння, специфікація якого передбачає оцінку залежності квадратів залишків від ряду змінних. Нульова гіпотеза тесту – гомоскедастичність залишків моделі. Результати тестування представлено нижче (рис. 3.12).

Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey Null hypothesis: Homoskedasticity

F-statistic	1.581741	Prob. F(3,67)	0.2020
Obs*R-squared	4.695935	Prob. Chi-Square(3)	0.1955
Scaled explained SS	6.086597	Prob. Chi-Square(3)	0.1075

Test Equation:
Dependent Variable: RESID^2
Method: Least Squares
Date: 06/16/22 Time: 00:01
Sample: 2014M02 2019M12
Included observations: 71

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	84.51321	19.93905	4.238578	0.0001
CRUDE_OIL_BRENT_PRICE_CHANGE	2.067845	2.129503	0.971046	0.3350
HEATING_DEGREE_DAYS_INDEX_CH...	0.361665	0.203684	1.775618	0.0803
STOCK_NG_CHANGE	0.001251	0.001792	0.698393	0.4873
R-squared	0.066140	Mean dependent var		94.68672
Adjusted R-squared	0.024325	S.D. dependent var		162.7024
S.E. of regression	160.7113	Akaike info criterion		13.05179
Sum squared resid	1730485.	Schwarz criterion		13.17926
Log likelihood	-459.3384	Hannan-Quinn criter.		13.10248
F-statistic	1.581741	Durbin-Watson stat		1.564263
Prob(F-statistic)	0.201958			

Рисунок 3.12 -Результати перевірки на гомоскедастичність

Джерело: побудовано автором в статистичному пакеті EViews

З результатів тесту, робимо висновок, що у даній моделі не наявна гетероскедастичність залишків, адже нульова гіпотеза (гомоскедастичність) справджується відповідно до результату $\text{Prob. } F(14.7) = 0,20 > 0,05$.

Перевірка на нормальність розподілу залишків

Для перевірки залишків на нормальність розподілу, необхідно провести тест Харке-Бера, Нульова гіпотеза якого – залишки розподілені нормально.

Нижче (рис. 3.13) наведено тест розподілу залишків на нормальність.

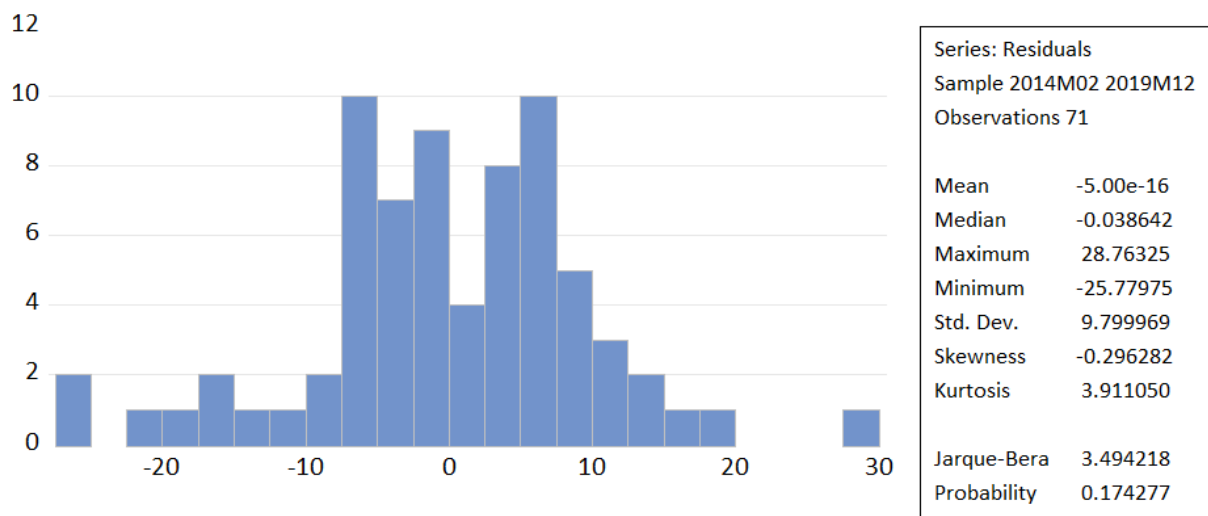


Рисунок 3.13 -Тест на нормальність розподілу залишків

Джерело: побудовано автором в статистичному пакеті EViews

Як можемо бачити (рис. 3.13) залишки розподілено нормально, що підтверджує Probability, котрий дорівнює 0.17. Немає підстав відхилити нульову гіпотезу.

Перевірка на мультиколінеарність незалежних змінних

Для проведення перевірки на наявність мультиколінеарності побудовано кореляційну матрицю (рис. 3.14). Отримано наступні результати.

Correlation					
	TTF_GAS_...	CRUDE_OI...	HEATING_...	STOCK_N...	
TTF_G...	1.000000	0.238535	0.334088	0.234133	
CRUD...	0.238535	1.000000	0.033585	0.036522	
HEATI...	0.334088	0.033585	1.000000	-0.004267	
STOC...	0.234133	0.036522	-0.004267	1.000000	

Рисунок 3.14 - Кореляційна матриця

Джерело: побудовано автором в статистичному пакеті EViews

За результатами кореляційної матриці можемо зробити висновок, що між нашими незалежними змінними немає надто сильного зв'язку, отже мультиколінеарність відсутня.

Загалом, по отриманій моделі можна підсумувати наступне. Як було видно на початку моделювання більшість незалежних змінних не показали значимості у моделі. Тому більшість з них було прибрано, проте після відбору різних комбінацій змінних було отримано модель з трьома статистично значущими змінними. Гіпотези, що стосувались вилучених факторів ми не можемо підтвердити чи спростувати, адже до кінцевої моделі вони не потрапили. Інтерпретувати результати моделі відповідно до значимих змінних можемо. Зі збільшенням ціни на нафту Brent на 1%, ціна на природний газ на хабі TTF зросте на 0,26%, що відповідає початковому припущенню. Зі збільшенням індексу опалювального дня в Європі на 1%, ціна на природний газ на хабі TTF зросте на 0,03%, що також відповідає початковому припущенню. Зі збільшенням запасів природного газу в Європі на 1 млн. кубометрів, ціна на природний газ зросте на 0,0002%, що означає пряму залежність та не відповідає нашому початковому припущенню.

Загалом, хоч і модель відповідає усім класичним припущенням узагальненої регресійної моделі, пояснювальна здатність моделі є низькою, а саме 21,5%. Тобто це означає, що зміна ціни на газ на голландському газовому хабі TTF пояснюється відмінними від наявних в моделі факторами на 79,5%. Отже варто розуміти, дана модель є далеко не задовільною, та що

модельовання факторів, що визначають ціну на газ в Європі, потребує подальших досліджень.

ВИСНОВКИ

В роботі розглянуто методи та механізми ціноутворення на ринку природного газу. Розглянуто як змінювались тенденції до ціноутворення природного газу в Україні та світі. Основні зміни та тренди в світі останніми роками пов'язані з переходом від ціноутворення на основі регуляцій та довгострокових контрактів до ринкового ціноутворення, а саме механізму *gas on gas competition*, де сильніше місце має попит та пропозиція. Частка ринкового ціноутворення зросла з 62% у 2005 р. до 72% у 2020 р. та відповідно частка регульованого ціноутворення знизилась. Це свідчить про світову тенденцію збільшення переходу на ринкові ціни. Якщо говорити окремо про Європу, то у європейських країнах період 2005-2020 рр. ознаменувався переходом від домінуючого раніше механізму OPE до GOG у структурі механізмів ціноутворення. Частка GOG зросла з 15% до 80% OPE знизився з 78% до 20%. Такі зміни відображають ряд факторів протягом багатьох років. Першочергово це зниження обсягу газу, імпортованого за традиційними контрактами, індексованими на нафту, які замінилися імпортом спотового газу та збільшенням обсягів торгівлі на хабах, спричинені розірванням контрактів або переукладанням умов, щоб включати пропорції хаб/спот індексації в цілях ціноутворення або навіть перехід до 100% індексації на хабові ціни. Для України за цей період також змінювались механізми ціноутворення в бік відкриття до ринкового ціноутворення. Так до 2014 року, допоки Україна імпортувала природний газ із Росії переважали довгострокові контракти з фіксованими цінами, та з припиненням ведення торгівлі з Росією зросла частка ринкового ціноутворення зважаючи на імпорт газу з країн Європи, де застосовуються хабові ціни. На внутрішньому ринку газу України ціни для різних груп споживачів також мають відмінності.

Також у роботі проведено економетричне дослідження факторів, що впливають на ціну газу для двох ринків – Сполучених Штатів Америки та

Європи. Для США згідно до створеної регресійної моделі значимими факторами, як припускалося, є ті, які впливають на попит та пропозицію, а саме, об'єм резервів природного газу, об'єм імпорту, ціни на нафту, та об'єм виробництва. Модель для США пояснює зміну ціни природного на 61%, що в кращому випадку могло б бути більше, проте загальну картину, як ми вважаємо, вона описує.

Модель цін на природний газ для Європи показує трохи іншу ситуацію і відрізняється від ринку США. Побудована модель для Європи пояснює зміни цін обраними факторами лише на 20% згідно до коефіцієнту детермінації. Можливо, одним з варіантів того, що отримано саме такий результат є те, що більша частина спостережень припадає на той період, коли в Європі ще не відбулося достатнього переходу до ринкових цін та діяли регуляції. Також це свідчить про те, що в Європі ринок газу влаштований по-іншому, та на ньому діють дещо інші фактори, які потребують подальших досліджень.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про ціни і ціноутворення: Закон України від 21.06.2012 № 5007-VI (Відомості Верховної Ради (ВВР), 2013, № 19-20, ст.190)
2. Ціноутворення на підприємстві [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://sites.google.com/site/03061992/cinoutvorennna-na-pidpriemstvi>.
3. Бойчик І.М. Економіка підприємства. Навч.пос. – Київ: Атіка, 2012. – 480 с.
4. Мазур, О. Є. Ринкове ціноутворення: навч. посіб. / О. Є. Мазур – К.: Центр учбової літератури, 2012. – 480 с.
5. Ціноутворення: Закон України від 21.06.2012 № 5007-VI (Відомості Верховної Ради (ВВР), 2013, № 19-20, ст.190)
6. Державне регулювання цін: Закон України від 21.06.2012 № 5007-VI (Відомості Верховної Ради (ВВР), 2013, № 19-20, ст.190)
7. Державне регулювання цін..... Що регулюється? [Електронний ресурс] // Головне управління Держпродспоживслужби в Рівненській області. – 2009. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.rivneprod.gov.ua/2021/09/20/derzhavne-regulyuvannya-tsin-shho-regulyuyetsya/>
8. Український газовий ринок. Шанс на прискорення (позиція експертів) [Електронний ресурс] // Нафтогаз. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <https://utg.ua/utg/media/news/2016/10/ukrainian-gas-market.html>
9. Ціноутворення та перспективи для ринку газу України [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: http://www.dnu.dp.ua/docs/ndc/konkyrs_stud/.pdf.
10. Маркевич К. Ціноутворення на енергетичних ринках: досвід ЄС та України. / К.Маркевич, В.Омельченко [Аналітична доповідь]. – Київ: Заповіт,

2016. – 56с. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://razumkov.org.ua/upload/1463751740_file.pdf

11. Видобуток газу в Україні знизився на 2% - до 19,8 млрд куб м [Електронний ресурс] // Expro consulting. – 401. – Режим доступу до ресурсу: <https://expro.com.ua/novini/vidobutok-gazu-v-ukran-znizivsya-na-2-do-198-mlrd-kub-m>.

12. Як змінювалася ціна російського газу для України протягом 24 років [Електронний ресурс]. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.slovoidilo.ua/2016/02/12/infografika/ekonomika/yak-zminyuvalasya-czina-rosijskoho-hazu-dlya-ukrayiny-protyahom-24-rokiv>

13. Газова шибениця для українського народу [Електронний ресурс]. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.epravda.com.ua/publications/2015/07/29/551080/>.

14. Подолець Р. З. Особливості ціноутворення в міжнародній торгівлі природним газом / Р. З. Подолець, О. А. Дячук, Р. С. Юхимець // Економіка і прогнозування. – 2014. – № 1. – С. 53–66.

15. Ринки реального сектору економіки України в інституційному середовищі СОТ: кон'юнктура та інтеграція/за ред. В. О. Точиліна: НАН України, Ін-т економіки та прогнозування. – К., 2012, 552 с.

16. Melling J. Antony. Natural Gas pricing and its future. Europe as the battleground. – Carnegie Endowment for International Peace, http://carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf

17. Global Wholesale Gas Price Survey 2021. // International gas union. – 2021.

18. IGU Wholesale Gas Price Survey 2013 edition. // International gas union. – 2014.
19. IGU Wholesale Gas Price Survey report 2014 edition. // International gas union. – 2015.
20. IGU Wholesale Gas Price Survey report 2015. // International gas union. – 2016.
21. Global Wholesale Gas Price Survey 2018. // International gas union. – 2019
22. ГАЗОВИДОБУТОК В УКРАЇНІ: СТИМУЛЮВАННЯ РОЗВИТКУ ШЛЯХОМ УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ГАЛУЗЕВИХ ПОДАТКІВ / В. Логацький, К. Маркевич, В. Омельченко. – Київ: Центр Разумкова, 2015. – 44 с.
23. Угода між Урядом України і Урядом Російської Федерації про поставки природного газу і транзит газу через територію України. Україна, Російська Федерація; Угода, Міжнародний документ від 20.08.1992
24. Угода між Урядом України та Урядом Російської Федерації по експорту російського природного газу в Україну і його транзиту через територію України в Європейські. Угода Кабінету Міністрів України; Російська Федерація; Міжнародний документ від 18.02.1994
25. Договірно-правова база між Україною і Туркменістаном [Електронний ресурс] // Посольство України в Туркменістані. – 21. – Режим доступу до ресурсу: <https://turkmenistan.mfa.gov.ua/spivrobitnictvo/572-dogovirno-pravova-baza-mizh-ukrajinoju-ta-turkmenistanom>.
26. Угода між Кабінетом Міністрів України і Урядом Російської Федерації про умови резервних поставок і оплати російського природного газу в Україну в 2001 році. Угода Кабінету Міністрів України; Російська Федерація; Міжнародний документ, Умови від 22.12.2000
27. Угода між Україною і Туркменістаном про постачання природного газу із Туркменістану в Україну у 2000 - 2001 роках. Україна, СНД, Туркменістан; Угода, Міжнародний документ від 04.10.2000

28. Угода про фіксовану ціну на російський газ до 2009 року на рівні \$50 за 1000 куб. м. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/86ce9c64b2ed39c1c225710a00471e59?OpenDocument&year=2005&month=12&nt=Новини&>.

29. Засідання верховної ради від 14. 02. 2006 [Електронний ресурс] // Офіційний портал верховної ради України – Режим доступу до ресурсу: <https://www.rada.gov.ua/meeting/stenogr/show/2031.html>.

30. Текст угоди між "Нафтогазом" і "Газпромом" [Електронний ресурс] // Українська правда. – 2006. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.pravda.com.ua/articles/2006/01/5/3046779/>.

31. Засідання верховної ради від 13. 01. 2009 [Електронний ресурс] // Офіційний портал верховної ради України – Режим доступу до ресурсу: <https://www.rada.gov.ua/meeting/stenogr/show/606.html>

32. Газова угода Тимошенко-Путіна [Електронний ресурс] // Українська правда. – 2009. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.epravda.com.ua/publications/2009/01/22/178512/>.

33. Нафтогаз, Оператор ГТС України та Газпром підписали пакет угод для забезпечення транзиту російського газу на найближчі п'ять років [Електронний ресурс] // Українська правда. – 2019. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.naftogaz.com/news/naftogaz-operator-gts-ukrainy-ta-gazprom-pidpysaly-paket-ugod-dlya-zabezpechennya-tranzytu-rosiyskogo-gazu-na-nayblyzhchi-p-yat-rokiv>

34. Ціна популізму [Електронний ресурс] // Ціна держави. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <https://cost.ua/470-dollar-gas/>

35. У 2018 році Україна закупила 10,6 млрд куб. м газу з європейського напрямку [Електронний ресурс] // Нафтогаз. – 2019. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.naftogaz.com/news/u-2018-rotsi-ukraina-zakupyla-10-6-mlrd-kub-m-gazu-z-evropeyskogo-napryamu>

36. У 2020 році транзит газу до Європи українською ГТС склав 55,8 млрд куб. м, транспортування газу з Європи до України – 15,9 млрд куб. м

[Електронний ресурс] // Оператор ГТС України. – 2021. – Режим доступу до ресурсу: <https://tsoua.com/news/transit-import-2020-rik/>

37. Споживання газу в Україні та його ціна [Електронний ресурс] // Вокс Україна. – 2022. – Режим доступу до ресурсу: <https://voxukraine.org/spozhyvannya-gazu-v-ukrayini-ta-jogo-tsina/>

38. Spot market data [Електронний ресурс] // Powernext. – 2022. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.powernext.com/spot-market-data>

39. ОСОБЛИВОСТІ ЗАКУПІВЛІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ПОРАДИ КОНСУЛЬТАНТА З ЗАКУПІВЕЛЬ [Електронний ресурс] // Prozorro. – 2022. – Режим доступу до ресурсу: <https://infobox.prozorro.org/articles/osoblivosti-zakupivli-prirodnogo-gazu-poradi-konsultanta-z-zakupivel>

40. Роз'яснення Міністерства економічного розвитку і торгівлі України щодо ціни природного газу [Електронний ресурс] // Режим доступу до ресурсу: https://drive.google.com/file/d/1_olT8NED3msJmT5dQcv3LAkIXp3bDCE1/view

41. НЕПРАВДА: За газ не треба платити, бо він належить народу України, а нових родовищ в Україні немає [Електронний ресурс] // Вокс Україна. – 2021. – Режим доступу до ресурсу: <https://voxukraine.org/nepravda-za-gaz-ne-treba-platiti-bo-vin-nalezhit-narodu-ukrayini-a-novih-rodovishh-v-ukrayini-nemaye/>