НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ДУ «ІНСТИТУТ ЕКОНОМІКИ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ
НАН УКРАЇНИ»

Р.С. ЮХИМЕЦЬ

РИНКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ УКРАЇНИ ТА ЄС: ЛІБЕРАЛІЗАЦІЯ ТА ІНТЕГРАЦІЯ

Монографія

Київ – 2021

УДК 665.612:339.13](477+061.1ЄС)
Ю 94

Рецензенти:
д-р екон. наук, професор *О.О. Лапко* (Міжнародний університет фінансів – Київ)
д-р екон. наук *І.К. Чукаєва* (ДУ «Інститут економіки та прогнозування НАН України» – Київ)
канд. екон. наук *Т.Б. Лебеда* (ДУ «Інститут економіки та прогнозування НАН України» – Київ)
канд. екон. наук *В.Ю. Грига* (ДУ «Інститут економіки та прогнозування НАН України» – Київ)

Науковий редактор – канд. екон. наук Р.З. Подолець

Затверджено до друку Постановою Вченої ради
ДУ «Інститут економіки та прогнозування НАН України»
від 25 червня 2020 р. № 59

Ю94 ***Юхимець Р.С.***
Ринки природного газу України та ЄС: лібералізація та інтеграція : монографія / Р.С. Юхимець ; НАН України, ДУ «Ін-т екон. та прогнозув. НАН України». – К., 2021. – 196 с.: табл., рис.

ISBN 978-966-02-9683-1

Монографія присвячена науковому обґрунтуванню змін засад регулювання ринків газу в умовах трансформації національних моделей енергоринку в напрямі лібералізації та подальшої інтеграції у єдиний європейський енергетичний простір. Обґрунтовано вплив інтеграційних факторів на трансформацію організаційної та функціональної структури ринків природного газу України та ЄС. Узагальнено основні фактори, що можуть становити бар'єри для розвитку конкуренції на національних газових ринках.

Видання може бути корисним для науковців, працівників державних органів управління, викладачів ВНЗ, аспірантів, студентів і тих, хто цікавиться питаннями трансформації національних газових ринків.

УДК 665.612:339.13](477+061.1ЄС)

ISBN 978-966-02-9683-1

© Р.С. Юхимець, 2021
©Національна академія наук України, 2021
© ДУ «Інститут економіки та прогнозування НАН України», 2021

ВСТУП 5

РОЗДІЛ І. ЕКОНОМІЧНІ ВІДНОСИНИ НА РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ 11

1.1. Природний газ як товар 11

1.2. Інфраструктура газопостачання та її вплив на ціноутворення 21

1.3. Особливості економічної діяльності суб'єктів ринку природного газу 25

1.4. Інституційне забезпечення на ринку природного газу 31

РОЗДІЛ ІІ. УМОВИ ТА ЧИННИКИ ТРАНСФОРМАЦІЇ ЕКОНОМІЧНИХ ВІДНОСИН НА РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ 38

2.1. Етапи розвитку газових ринків 38

2.2. Непродуктивні витрати як чинник трансформації національного ринку природного газу 44

2.3. Зміна ролі держави у регулюванні економічних відносин на ринку природного газу 59

РОЗДІЛ ІІІ. ДОСВІД КРАЇН ЄВРОПИ У ВРЕГУЛЮВАННІ РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ 71

3.1. Еволюція системи ціноутворення на європейському газовому ринку: основні передумови до лібералізації 71

3.2. Лібералізація національних ринків газу в Європі 81

3.3. Інтеграція та цінова конвергенція на національних ринках ЄС 96

IV РОЗДІЛ. ФОРМУВАННЯ ТА РОЗВИТОК РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ УКРАЇНИ 109

4.1. Становлення газового сектора України 109

4.2. Трансформація інституційного забезпечення національного ринку природного газу в умовах інтеграції 115

4.3. Передумови запровадження тарифоутворюючої моделі «вхід-вихід» в Україні 134

РОЗДІЛ V. РОЗВИТОК ГАЗОВИХ РИНКІВ У НОВИХ УМОВАХ ЄВРОПЕЙСЬКОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ПОЛІТИКИ 161

5.1. «Зелений» перехід до 2050 року: газ у програмних документах ЄС 161

5.2. Виклики ринкових трансформацій у контексті пріоритетів енергетичної політики ЄС 170

5.3. Бар'єри та шляхи становлення ефективного національного газового ринку України 178

ВИСНОВКИ 192

Лібералізація ринків природного газу є однією з основних тенденцій останніх років у європейській енергетиці. Причиною трансформацій стало те, що стара система, основою якої були великі державні вертикально інтегровані газові компанії, що виконували роль монопольних постачальників та здійснювали імпорт газу за довгостроковими контрактами з ціновою індексацією до вартості нафти, перестала задовольняти вимоги суб'єктів ринку через обмеження стимулів до розширеного відтворення та втрату конкурентних переваг національних виробників на зовнішніх ринках. На заміну старій створюється принципово нова система, базовими складовими якої є вільна конкуренція між постачальниками на всіх рівнях – від локального до міжнародного, відокремлення газотранспортних компаній та надання учасникам ринку недискримінаційного доступу до мережі, ринкове біржове ціноутворення та відмова від довгострокових контрактів на користь спотових угод.

Незважаючи на активізацію роботи над формуванням інституційного забезпечення нової ринкової моделі та прискіпливу увагу експертного середовища до цього процесу, вітчизняний ринок природного газу України продовжує залишатися монополізованим великими енергокомпаніями з неефективними методами регулювання та контролю державою їхньої діяльності. Існуюча до останнього часу система тарифоутворення не сприяла раціональній поведінці споживачів, що посилювало тиск на державний бюджет, а цінова різниця між газом імпортованим і видобутим в Україні створювала передумови для порушення порядку забезпечення споживачів природним газом. Певна річ, що така ситуація призводила до постійної відсутності стабільних доходів від профільної операційної діяльності, що, у свою чергу, не сприяло здійсненню довгострокових інвестицій в оновлення інфраструктури. Нещодавнє підвищення цін для кінцевих споживачів до економічно обґрунтованого рівня відновило принцип певної рівності доходів, що само по собі є передумовою, а не наслідком концептуальної зміни системи тарифоутворення, яке супроводжуватиме запровадження

нової моделі внутрішнього ринку та появу нових форм контрактних відносин між його учасниками.

Необхідність реформування газового ринку обумовлена не лише накопиченням внутрішньоекономічних кризових явищ, а й міжнародними зобов'язаннями України. Приєднавшись до Енергетичного співтовариства (ЕнС), а згодом підписавши Угоду про асоціацію з ЄС, Україна актуалізувала свої зобов'язання в напрямі реформування нормативно-правової бази згідно з європейськими правилами та стандартами. Прийняті зобов'язання, зокрема, передбачають необхідність імплементації у національне законодавство Другого та Третього енергетичних пакетів, що визначають напрями та етапність трансформації моделей ринку електроенергії та природного газу.

Важливе місце серед завдань щодо реформування ринків газу займає проблема становлення ринкового інституційного забезпечення, що було розглянуто **у *першому розділі*** – «Економічні відносини на ринку природного газу». У першому розділі визначається значення природного газу як блага для суспільства відповідно до різних підходів в економічній теорії, що надалі має допомогти визначити напрям трансформації усього ринку. Окрему увагу було приділено етапам формування газотранспортної інфраструктури на газових ринках та виявлено вплив рівня розвитку газотранспортної інфраструктури на модель організації газового ринку, на ціноутворення природного газу як товару та роль держави у розбудові газотранспортної інфраструктури.

Аналіз особливостей економічної діяльності суб'єктів ринку природного газу дозволяє розкрити логічний взаємозв'язок змін інституційного забезпечення на ринку природного газу. Зміна умов ведення економічної діяльності, поява нових вимог у споживачів до рівня цін та якості обслуговування газозабезпечення зумовлює лібералізацію економічних відносин на ринку газу та відповідну трансформацію інституцій.

Водночас логічний взаємозв'язок змін інституційного забезпечення потребує аналізу умов, що обумовили саме конкретний напрям трансформації інституційного забезпечення. У ***другому розділі*** – «Умови та чинники трансформації економічних відносин на ринку природного газу» – було охарактеризовано етапи розвитку

газових ринків відповідно до чотирьохетапної моделі, виявлено основні умови та чинники трансформації регулювання ринкових відносин, визначено зміну ролі держави у регулюванні ринку природного газу.

Внутрішніми мотивами трансформації національного газового сектора були значні витрати та втрати, що проявлялися через перехресне субсидіювання, зловживання порядком забезпечення споживачів природним газом, зростання виробничо-технічних втрат та зношування газотранспортної системи, значні борги внаслідок недосконалої системи розрахунків за спожитий газ.

Держава традиційно відігравала провідну роль у формуванні та зміні інституційної структури економіки, особливо в енергетичній сфері. Вирішальна роль держави у втіленні змін інституційного забезпечення в газовому секторі обумовлена специфічністю активів, високим рівнем невизначеності реалізації нових видобувних та інфраструктурних проєктів, значною волатильністю цін на ресурси, схильністю до монополізації сектора, необхідністю здійснення жорсткого технічного та екологічного контролю та соціальною значимістю природного газу для споживачів.

Уважається, що інститут приватної власності забезпечує найефективніший зв’язок між рішеннями економічних агентів та отримуваними результатами, сприяє прогнозованості та відкритості до інновацій у своїй діяльності, а також здійсненню ефективного переходу власності до найефективніших та зацікавлених економічних суб’єктів на ринку. Саме конкурентна модель є найефективнішою формою організації відповідно до концепції чотирьохетапної моделі формування ринку природного газу. Однак, як показало дослідження, лібералізація національних ринків газу переважно не була природним підсумком еволюції організаційних форм ринку, як передбачається згідно з чотирьохетапною моделлю. Натомість саме держава – як носій стратегічної ініціативи, керуючись сучасною парадигмою державного регулювання і пріоритетами енергетичної політики, виступила ініціатором змін на ринку.

У ***третьому розділі*** – «Досвід країн Європи у регулюванні ринку природного газу» – проаналізовано процеси трансформації в умовах лібералізації економічних відносин у сфері транспортування та постачання природного газу у країнах Центрально-Східної Європи із

подібною до української структурою економіки та на основі отриманих результатів виявлено «провали» ринку, що нівелюють ефективність реформування енергетичних ринків. Показано напрями трансформації формульного ціноутворення у країнах ЄС та проаналізовано обумовленість існуючої практики формування цін у міжнародній торгівлі природним газом за довгостроковими контрактами та на спотових ринках.

Енергетичне законодавство ЄС визначає лише рамкові умови реформування енергетичних ринків, а його формальна імплементація не гарантує створення ефективного інституційного середовища. Аналіз реформування газових ринків Чехії, Сербії та Польщі виявив як внутрішні особливості, так і спільні ознаки «провалів» ринку, що на різних етапах ставали бар'єрами на шляху до лібералізації відносин. Зокрема, залежність транспортного оператора від вертикально інтегрованої компанії стає вагомою перешкодою для вільного доступу третіх сторін до мереж та розвитку конкуренції, так само як і відсутність альтернативних джерел постачання природного газу може призводити до монополізації ринку.

Аналіз процесу лібералізації європейських газових ринків за останні десятиліття виявив основні відмінності та подібності цінової конвергенції для різних категорій споживачів на національних інтегрованих європейських ринках газу. Окрему уваги в дослідженні було приділено податковій політиці у країнах ЄС та ЕнС щодо кінцевої ціни на природний газ як товар для різних категорій домогосподарств та у цій кінцевій ціні виявлено значну частку різних податків та зборів, що слугує вагомим механізмом реалізації державної енергетичної політики.

У ***четвертому розділі*** – «Формування та розвиток природного газу України» – проведено аналіз організаційної та функціональної структури газового сектора і ринку природного газу України та обґрунтовано вплив інтеграційних факторів на їх трансформацію; визначено роль, межі та основні засоби державного регулювання в новій моделі ринку природного газу України; проведено порівняльний аналіз тарифних моделей у секторі транспортування газу, що застосовуються в Україні та країнах Європи; на основі європейських практик розроблено методологічні підходи до

визначення цінових параметрів тарифної моделі «вхід-вихід» для України.

Дослідження існуючої управлінської моделі та організаційної структури ринку газу, на якому розпочалися трансформаційні процеси, виявили, що поширена в Україні практика державного регулювання не відповідає новим вимогам ринку і стає бар'єром у розвитку економічних відносин через значну зарегульованість і надмірне адміністративне втручання. В контексті цільової трансформації ринку природного газу важливо чітко інституційно встановити як нові межі державного втручання у ринок, так і засоби регулювання та попередження можливих «провалів» ринку. Зміна ролі держави проявляється у доступних методах впливу на ринок, який відтепер здійснюється через контроль цін та ціноутворення за допомогою коригування ціни або прибутку господарюючих суб'єктів, встановлення необхідного рівня ефективності діяльності, розроблення прозорої та відкритої для всіх зацікавлених сторін методики формування тарифів. Державне регулювання якістю продукції та надання послуг здійснюється через розробку технічних регламентів, норм комерційної відповідності якості до нових умов ліцензування, контроль забезпечення безперервності та надійності постачання. Зміна умов функціонування ринку передбачає необхідність затвердження та контролю за виконанням нових правил ринку – системних та мережевих правил користування ГТС, відкритої звітності та моніторингу ринку, дотримання умов безпеки постачання. Окремої уваги потребують питання функціонального розподілу та транскордонної взаємодії, впровадження тарифної моделі «вхід-вихід», імплементації транзитних контрактів попередніх періодів.

В умовах високого рівня невизначеності національної політики стосовно розвитку газового сектора та мінливості соціально-економічного та політичного середовищ, міжнародні зобов'язання України уособлюють дієві мотиваційні фактори запровадження реформ та визначають пріоритетні напрями їх реалізації. Інтеграція національного газового ринку в єдиний енергетичний простір ЄС спричиняє зміну інституційного забезпечення внутрішнього ринку відповідно до нових правил, а це – у свою чергу – обумовлює зміну структури ринку.

У ***п'ятому розділі*** – «Розвиток газових ринків в нових умовах європейської енергетичної політики» – розглянуто загальноєвропейські та національні програмні документи, що визначають цілі розвитку європейської економіки та енергетики, проаналізовано фактори, що можуть становити бар'єри для розвитку конкуренції на національному ринку природного газу, виявлено основні виклики ринкових трансформацій у контексті пріоритетів енергетичної політики у країнах ЄС.

Зміна європейської енергетичної політики в напрямі посилення вимог до екологічності, зменшення викидів парникових газів, посилення європейської ролі у протидії змінам клімату зумовлює невизначеності щодо перспектив природного газу як енергоресурсу в Європі. Україна, обравши європейський вектор розвитку, зацікавлена – в рамках своїх міжнародних зобов'язань та євроінтеграційних прагнень – відповідати вимогам європейської політики. Це зумовлює потребу адаптації національних програм та стратегій розвитку до нових умов та викликів, що виникають у ЄС. Аналіз основних програмних документів ЄС щодо перспектив розвитку природного газу та інших синтетичних газів надає можливість розпочати перегляд національних планів розвитку щодо адаптації внутрішньої розвиненої газової інфраструктури до нових можливостей на ринку, задля того щоб Україна надалі була конкурентоспроможною на європейському ринку газу, а споживачі могли отримувати енергоресурси за конкурентними цінами та належну якість обслуговування.

ЕКОНОМІЧНІ ВІДНОСИНИ НА РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

1.1. Природний газ як товар

Природний газ є одним із найважливіших енергоресурсів у сучасній економіці, темпи споживання якого серед усіх видів палива зростають найбільше. На природний газ припадає близько 23,8% світових потреб у первинній енергії та майже чверть виробництва електроенергії[1]. Споживання природного газу надає низку екологічних переваг порівняно з іншими видами викопного палива, оскільки природний газ з точки зору наслідків для якості повітря та викидів парникових газів вважається найчистішим.

Особливості споживання природного газу визначаються його фізичними та хімічними характеристиками[2]. На відміну від нафти природний газ у незначних обсягах використовують за місцем видобутку. За фізичними властивостями природний газ не має кольору та запаху, а також є дуже горючим – при концентрації у повітрі понад 4,5% він стає вибухонебезпечним. Газоподібний стан природного газу обумовлює складний технологічний процес транспортування, що, відповідно, збільшує витрати на його використання і підвищує ризики аварійності при транспортуванні палива. Висока горючість природного газу визначає його основне застосування – він використовується для виробництва енергії та тепла, а також у промисловості у неенергетичних цілях.

Потреба у природному газі зумовлює необхідність створення транспортної інфраструктури між виробником та споживачем. Це

[1] BP Statistical Review of World Energy. Report 2019 / British Petroleum Corp. URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf

[2] ДСТУ ISO 14532:2018 (ISO 14532:2014, IDT)/ Газ природний. Словник термінів. URL: http://epicentre.com.ua/C4D1D2D3-iso-14532-2018-iso-14532-2014-idt--nrm39680.html; Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу». URL: http://www.drs.gov.ua/wp-content/uploads/2019/05/4291.pdf

вимагає значних інвестицій у створенні взаємопов'язаних інфраструктурних об'єктів. Як результат, розвиток газової промисловості тривалий період відбувався доволі локально. Природно, що постачання газу та галузева інфраструктура насамперед розвивалися у місцях концентрації споживачів, розташованих поруч із родовищами.

Природний газ як товар не є відновлювальним ресурсом, – а це означає, що не спожитий сьогодні природний газ можна буде використати у майбутньому. Це зумовлює виникнення економічної дилеми стосовно того, що є економічно доцільнішим: споживати більші обсяги природного газу сьогодні чи стримати споживання на певному рівні для того, щоби майбутні покоління також мали спроможність використовувати ресурси природного газу? Цінність природного газу як енергетичного ресурсу насамперед повинна вимірюватися у конкурентному порівнянні з іншими видами палива для кінцевих споживачів.

Споживання енергії як товару повинно розглядатися не лише як особиста необхідність, а й як безперечне суспільне благо. Якщо людину позбавити сировини, яку можна перетворити на енергію, необхідну для приготування їжі, опалення житла, функціонування промисловості, спроможності задовольняти суспільні потреби, жодне людське суспільство не може існувати і – тим більше – розвиватися. Благополуччя та розвиток як суспільства, так як індивідуумів у межах соціальних груп безпосередньо залежать від доступу людини до енергії. Саме доступ до енергії постає як одна з найважливіших унікальних умов індивідуального та соціального існування людини.

Початок формування теорії суспільних благ пов'язаний із дослідженнями А. Пігу[3], де цей відомий економіст класифікує різноманітні блага на приватні та суспільні. П. Самуельсон у своїх працях визначає суспільне благо за такими ознаками: 1) благо, що споживається колективно та 2) благо, споживання якого одним індивідуумом не призводить до скорочення його споживання іншим

[3] Пигу А. Экономическая теория благосостояния. Москва : Прогресс, 1985. Т. 1, 2.

учасником[4]. Це означає, що суспільне благо використовується більш ніж одним учасником без шкоди для інших, а також що використання суспільного блага не може бути обмеженим. Р. Магрейв визначає суспільне або меріторне благо як товари, попит на які з боку приватних осіб відстає від бажаного суспільством та стимулюється державою[5]. Меріторні блага насамперед пов'язані з інтересами держави, що безпосередньо не виявляються в індивідуальних перевагах[6].

Суспільні блага, відповідно до теорії Р. Магрейва, наділені двома основними властивостями:

1) невиключеністю зі споживання – якщо конкретний вид суспільного блага доступний одному учаснику, то він повинен бути доступний і всім;

2) неконкурентністю – споживання суспільного блага одним членом суспільства не повинно перешкоджати споживанню цього блага усіма іншими членами суспільства.

Рівень невиключеності та неконкурентності суспільного блага дозволяє віднести його або до чистого суспільного блага, або до змішаного (у випадках, коли одна з властивостей невиключеності або неконкурентності не відображається або відображається неявно).

Перші суспільні блага, втілені у предметах суспільного користування, були пов'язані із забезпеченням захисту та продовольства. Поява інституту влади надала можливість делегувати повноваження із забезпечення населення життєво необхідними благами.

Формування теоретичних положень у сфері вивчення суспільних благ невід'ємно пов'язане з іншими теоретичними концепціями, в

---

[4] Samuelson P.A. The pure theory of public expenditure. *The Review of Economics and Statistics*. 1954. Vol. 36. P. 387–389; Samuelson P.A. Diagrammatic exposition of a theory of public expenditure. *The Review of Economics and Statistics*. 1955. Vol. 37. P. 350–356.

4. Samuelson, P.A. Diagrammatic exposition of a theory of public expenditure. *The Review of Economics and Statistics*. 1955. Vol. 37. P. 350–356.

[5] Масгрейв Р., Масгрейв П. Государственные финансы: теория и практика / пер. з англ. Москва: Бизнес Атлас, 2009. 716 с

[6] Журавльова Ю.О. Еволюція наукових поглядів на категорію «суспільні блага». *Причорноморські економічні студії*. 2016. Вип. 9(1). С. 12–16.

рамках яких вирішення питань, пов'язаних із доступом до суспільних благ, покликані дати відповіді на різноманітні аспекти теорій добробуту, справедливого перерозподілу, суспільного вибору, поведінки споживачів, прав власності та пов'язане із цим поняття проблеми трансакційних витрат.

Розвиток економіки та рівень задоволення громадян залежить від суспільного добробуту. А. Бергсон визначає суспільний добробут як сукупність індивідуальної користі всіх учасників, тому аналіз рівня суспільного добробуту передбачає оцінку різноманітних соціальних аспектів стану суспільства, у тому числі сектора суспільних благ[7]. В. Парето у своїх працях зауважує, що рівень добробуту стає оптимальним у тому випадку, якщо будь-яка зміна у наявному розподілу призводить до негативного впливу хоча б на одного учасника економічної системи[8]. А. Пігу в пошуках моделі та засобів справедливого перерозподілу благ висуває теорію, головний зміст якої полягає в перерозподілу фінансів між заможними та бідними за рахунок оподаткування[9]. Ідеї А. Пігу щодо справедливого перерозподілу ґрунтувалися на положеннях теорії граничної корисності, теорій оподаткування та державних витрат А. Маршалла[10].

П. Самуельсон визначив умови рівноваги суспільних благ, відповідно до яких сукупна кількість приватного блага, від якого усі суб'єкти готові відмовитися заради додаткової одиниці суспільного блага, є сума граничних норм заміщення всіх споживачів. Так, П. Самуельсон визнає можливість багатьох випадків Парето-оптимальної рівноваги, що досягається тоді, коли гранична норма трансформації кожного з приватних благ у суспільне дорівнює сумі

---

[7] The Oxford Handbook of Well-being and Public Policy / Edited by Matthew D. Adler and Marc Fleurbaey. Oxford: University Press, 2016. 984 p.

[8] Hansson S. Welfare, Justice, and Pareto Efficiency. *Ethical Theory and Moral Practice*. 2004. Vol. 7, No. 4. P. 361–380.

[9] Блауг М. Экономическая мысль в ретроспективе. Москва, 1994. 720 с

[10] Сідельникова Л. Генеза теорії податків у західній науковій традиції. *Економічний часопис Східноєвропейського національного університету імені Лесі Українки*. 2017. № 1. С. 7–13.

граничних норм заміщення цього приватного блага суспільним по усіх домогосподарствах[11].

Розвиваючи ідеї П. Самуельсона, Х. Марголіс уводить поняття колективного інтересу або соціальної відповідальності, обґрунтовуючи той факт, що учасник може отримати більшу індивідуальну користь у випадку, якщо він обере варіант ігнорування інтересів суспільства[12]. Вирішенням цієї проблеми займається теорія суспільного вибору, засновником якої був Дж. Бьюкенен[13]. Однак відсутність прозорого інституційного середовища та ринкової конкуренції при виробництві суспільних благ, недостатній рівень доступу до інформації споживачів призводитиме до значних викривлень та провалів ринку, що лише загострює проблему встановлення ефективного державного регулювання.

Оптимальне розподілення суспільних благ вимагає, щоб учасники чітко усвідомлювали свої потреби та могли оцінювати їх у грошовому вимірі своєю готовністю оплачувати ці потреби. В останні десятиліття вирішення проблем розподілу суспільних благ намагаються реалізувати шляхом використання інструментарію інституційної економічної школи. Завдяки наявності зовнішніх ефектів у секторі суспільних благ, а також важливості трансакційних витрат при його функціонуванні, теорії прав власності та трансакційних витрат внесли істотний внесок у розвиток теорії суспільних благ[14]. Ефективність сектора суспільних благ також залежить від сукупності контрактних відносин стосовно їх відтворення. Через це важливу роль у цьому питанні відіграє теорія контрактів О. Вільямсона[15]. Теорія ігор водночас надає можливості моделювання поведінки економічних агентів залежно від наявних

---

[11] Самуэльсон П.А. Чистая теория общественных расходов. *Вехи экономической мысли. Экономика благосостояния и общественный выбор*. Т. 4 / под общ. ред. А. П. Заостровцева. Санкт-Петербург, 2004. С. 371–376.

[12] Margolis H. Selfishness, altruism andrationality: «A theory of social choice». Chicago, London, 1982. 194 p.

[13] Бьюкенен Дж. М. Сочинения. Москва, 1997. Т. 1. 560 с. Серия «Нобелевские лауреаты по экономике».

[14] Коуз Р.Х. Фирма, рынок и право. Москва, 1993. 192 с.

[15] Уильямсон О. Экономические институты капитализма. Санкт-Петербург, 1996. 702 с.

стимулів, що також обумовлює спрямованість розвитку сектора суспільних благ.

Структура сектора суспільних благ змінюється залежно від пріоритетів розвитку суспільного сектора загалом. Надзвичайно великий вплив на зміну структури сектора суспільних благ чинить підвищення рівня комунікації, прозорості та інформатизації суспільних відносин.

То ж чи є природний газ суспільним благом? Аналізуючи основні властивості товару з позиції теорії суспільних благ, можна сформувати відповідну матрицю (табл. 1.1.)

Таблиця 1.1.

Матриця визначення властивостей товару

Умови	**Можна легко виключити учасника зі споживання**	**Не можна легко виключити учасника зі споживання**
Конкурентні умови	Приватне благо	Загальні ресурси
Неконкурентні умови	Клубне благо	Суспільне благо

Джерело: [16]

Приватне благо є товаром, за який споживач повинен заплатити, тож якщо за використання товару споживач не платить, то його можна з легкістю виключити зі споживання. Кількість приватного блага постійно зменшується, оскільки дедалі більша кількість споживачів використовує його на конкурентних умовах. Споживання бензину на автозаправці є класичним прикладом приватного блага[17], на відміну від споживання сонячної енергії, яку зібрати та перетворити в електроенергію може кожен і яка існує практично необмежено в усьому світі[18].

У цьому випадку природний газ як товар більше подібний до ситуації з приватним благом, оскільки його світові запаси обмежені. Природний газ як товар – це благо, споживання якого відбувається

[16] Energy education. URL: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Private_good

[17] Паркін М. та Баде Р. Економіка: Канада в глобальному середовищі. Торонто: Пірсон, 2013. С. 392.

[18] Special Report on renewable energy sources and climate change mitigation (SRREN) The Intergovernmental Panel on Climate Change. 2011. URL: https://www.ipcc.ch/2011/06/28/special-report-on-renewable-energy-sources-and-climate-change-mitigation-srren/

за конкурентних умов, оскільки використання цього ресурсу одним учасником зменшує можливий обсяг його використання для інших, що відрізняє його від суспільного блага, обсяг якого при його споживанні не змінюється. Водночас, за умов використання природного газу як товару, суб'єкта ринку неможливо виключити із використання ресурсу або обмеження доступу потребуватиме значних регуляторних витрат з боку держави[19]. Будь-який економічний суб'єкт (що буде дотримуватися чинного законодавства та відповідати його вимогам) має право пробурити свердловину та видобувати природний газ, однак за таких умов усім іншим учасникам ринку залишається менше обмеженого ресурсу природного газу. Оскільки кожний економічний суб'єкт, що пробурив свердловину, перекладає негативні екстерналії на інших учасників ринку, то економічна вигода від свердловини для суспільства загалом менша, ніж вигода для її безпосереднього власника. Це означає, що газові свердловини приносять прибуток для власника навіть тоді, коли з точки зору суспільства їхня експлуатація є небажаною. Якщо економічні суб'єкти самостійно визначатимуть кількість газових свердловин, то є ризик, що згодом їх кількість може стати надмірною. Для того щоб гарантувати мінімальні витрати при видобуванні, необхідно оптимізувати кількість свердловин, що обумовлює необхідність у прийнятті колективних рішень з організації видобування відповідно до теореми Коуза[20]. Економічні суб'єкти можуть самостійно дійти згоди щодо видобування та розподілу продукції. Проте коли економічних суб'єктів багато, прийняття спільних рішень надто ускладнюється.

[19] Гульсбі А., Левітт С.та Сіверсон. Київ: Мікроекономіка – New York: Worth Publishers, 2013. С. 666.

[20] Якщо права власності чітко визначені і трансакційні витрати дорівнюють нулю, то розміщення ресурсів (структура виробництва) буде залишатися незмінною і ефективною незалежно від змін у розподілі прав власності. Отже, з точки зору Коуза, в умовах нульових трансакційних витрат (а саме від цих умов відштовхувалася стандартна неокласична теорія) ринок сам зуміє впоратися із зовнішніми ефектами. Таким чином, висувається парадоксальне положення: при відсутності витрат з приводу укладання угод структура виробництва залишається такою ж, незалежно від того, хто яким ресурсом володіє.

За таких умов ефективний видобуток природного газу може забезпечити державне регулювання[21].

Тому природний газ як товар не може бути ані приватним, ані суспільним благом. Природний газ як товар має деякі властивості як одного, так і другого. Він є конкурентним товаром, однак при цьому не підпадає під категорію невинятковості. В такому випадку такі товари можна вважати змішаними або проміжними благами (рис.1.1.).

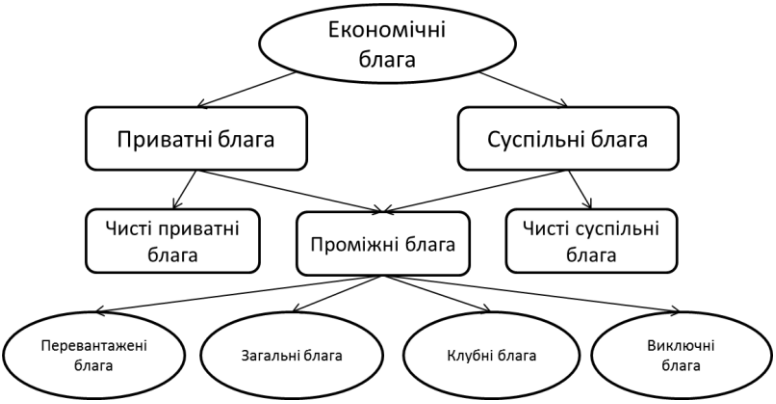


Рис. 1.1. Взаємозв'язок приватних та суспільних благ[22]
Джерело: [23].

Зважаючи на наведену класифікацію та властивості природного газу як товару, він підпадає під категорію «загальні ресурси». Загальні ресурси є товаром, що доступний кожному споживачу; використання цього товару створює користувачам додаткові переваги порівняно з тими, хто його не використовує; збільшення пропозиції або доступності до загального ресурсу природного газу

[21] Mankiw N. Gregory. Principles of Microeconomics. South-Western, a part of Cengage Learning, 2009: P. 545.
[22] Микроэкономика / И.Э. Белоусова, Р.В. Бубликова, Е.В. Иванова [и др.]; под ред. Г.А. Родиной, С.В. Тарасовой. Москва: Издательство Юрайт, 2014. 263 с.
[23] Unger Brigitte. Public or Private Goods? Utrecht University School of Economic, 2017. P. 304.

знижує його ринкову ціну[24]. Відсутність плати за використання загальних ресурсів може призводити до їхнього надмірного використання, тому держава безпосередньо зацікавлена в регулюванні економічних відносин у сфері використання загальних ресурсів задля досягнення справедливого перерозподілу благ та підвищення добробуту суспільства.

Не менш важливою характеристикою споживання природного газу як товару є й те, де його використовують і чи природний газ є у цих сферах замінним ресурсом. Загалом, окрім хімічної промисловості, природний газ як товар конкурує з іншими енергетичними ресурсами і переважно його можна замінити чимось іншим. Його цінність визначається у кожній конкретній сфері вартістю використання та можливістю вигравати конкуренцію в існуючих ринкових умовах.

Проте більшість кінцевих споживачів безпосередньо купують газ не як товар, а як послугу газопостачання. Газопостачання передбачає забезпечення сукупності послуг із видобутку, обробки газу відповідно до визначених стандартів безпеки та якості, транспортування, розподілення з доставкою готової продукції природного газу як товару до кінцевого споживача та сервісного обслуговування газотранспортної інфраструктури. Чи є різниця між газом як товаром та послугою газопостачання? Так, оскільки послуга газопостачання за своїми властивостями швидше підпадає під категорію клубного блага. Клубне благо або природна монополія – це товар, що практично необмежений з точки зору доступу до нього, але ті, хто не належать до «клубу», можуть бути обмежені в доступу до товару. Продукт клубного блага є виключним, але неконкурентним, оскільки у разі, коли товар використовує один учасник, доступ для інших учасників не зменшується.

Послуги газопостачання у сформованій національній структурі економіки відносяться до тієї категорії благ, що є життєво необхідними для нормальної життєдіяльності людини. Водночас у

[24] Блак Дж., Хашимзаде Н.та Майлз Г. 2009. URL: http://www.oxfordreference.com/view/10.1093/acref/9780199237043.001.0001/acref-9780199237043-e-3511?rskey=jQKz5K&result=1, 2009 (дата звернення – 22 серпня 2016 р.).

певних регіонах споживання газу може бути «безальтернативним», тобто можливості із заміщення природного газу іншими видами палива є технологічно або фінансово обмеженими; у такому випадку вже сам природний газ як товар набуває надзвичайно високого соціального значення для нормальної життєдіяльності населення. Тож регулювання діяльності послуг газопостачання набуває чіткої соціальної спрямованості, а визначення послуг газопостачання як клубних благ означає застосування у цій галузі принципів державного регулювання у сфері природних монополій.

У сучасному світі значна кількість товарів та послуг виробляється та розподіляється не за ринковими принципами. Обмеженість впливу ринкової конкуренції не створює передумов для підтримки ефективного рівня виробництва таких товарів та послуг. У такому випадку держава, реалізовуючи свою функції соціального захисту, змушена покладати обов'язки із забезпечення населення соціально важливими товарами на себе. Водночас механізми ринкової конкуренції впливають на поведінку учасників, що від початку обумовлена особистими інтересами щодо суспільних благ. Адам Сміт відзначав: поведінка окремого учасника, що обумовлена особистим інтересом, «невидимою рукою» ринку спрямовується в напрямі, рухатися в якому в учасника не було наміру. І вже у випадку, коли особисті та суспільні інтереси збігаються, учасник, переслідуючи власні інтереси, служить інтересам суспільства успішніше, ніж коли б він був зорієнтований лише на реалізацію інтересів суспільства. Натомість діяльність політичної «невидимої руки» часто зумовлює зовсім інші результати, оскільки інтереси можновладців домінують над суспільними, а більші можливості реалізації цих інтересів в умовах відсутності конкуренції призводить до значних втрат суспільства.

Отже, наявність ринкових викривлень та об'єктивних передумов до не завжди ефективного перерозподілу ресурсів не означає, що існують ефективніші за ринкові способи регулювання економічних процесів. Політичне втручання, що замінює «невидиму руку» ринку, часто завдає економіці суттєвіших збитків, призводячи до того, що ринки стають набагато менш ефективними. Це ж стосується ринку природного газу. Газ як товар є особливим благом, однак ринок газу

як товару має бути конкурентним. Розвиток інфраструктури та сучасна інформатизація дозволяють долати бар'єри попередніх періодів на шляху лібералізації ринку та запровадження економічних відносин у галузі. Послуги газопостачання пов'язані з послугами транспортування природного газу та стосуються сфери регулювання природних монополій. Однак розвиток сучасних ринків природного газу на умовах конкуренції дозволяє максимально відмежовувати конкурентні сегменти ринку природного газу від монопольних, на яких створюються механізми ефективного регулювання, забезпечується вільний доступ, прозоре та відкрите інституційне середовище. За таких умов роль держави та її функції значною мірою змінюються. Відтепер держава має більше зосереджувати свою діяльність на забезпечені конкурентних умов функціонування ринку природного газу, захисті прав власності суб'єктів ринку та забезпечувати захист соціально незабезпечених споживачів.

1.2. Інфраструктура газопостачання та її вплив на ціноутворення

До 30-х років XX ст., коли відбувалося формування газових ринків, використання природного газу обмежувалося відсутністю надійних технологій транспортування на великі відстані. У XIX ст. природний газ в основному використовувався для освітлення в містах, що знаходились відносно недалеко від родовищ. Це обумовило появу непов'язаних між собою трубопроводів, що були прокладені від родовища до міст або великих споживачів газу. В цей період ємність газового ринку була невеликою, а кількість учасників незначною. Ринок збуту був надто обмеженим географічно через відсутність необхідних технологій та необхідної інфраструктури. Змінімізувати витрати на формування первинної інфраструктури могли великі промислові споживачі газу або локалізація населених пунктів у межах певної території, що дало б змогу досягнути ефекту концентрації[25].

Оскільки інвестиції в газову галузь є значними, з великими ризиками опортуністичної поведінки контрагентів та довготрива-

[25] Vatiero Massimiliano. The Theory of Transaction in Institutional Economics. Routledge, London, 2020. URL: https:// doi.org/10.4324/9780429202612

лими, то інвестори прагнуть укладати договори зі споживачами на умовах довгострокових зобов'язань. Видобувні компанії прагнуть укладати довгострокові угоди з транспортними компаніями, транспортні компанії – з кінцевими споживачами, а промислові компанії не зацікавлені інвестувати у власне виробництво без відсутності надійних довгострокових контрактів. Тож у період становлення ринку газу компанії укладали так звані договори-франшизи на надання послуг газопостачання на конкретній території. Такий договір гарантував, що на певній території жодна інша газова компанія не повинна мати аналогічних прав газопостачання[26]. Це призводило до формування вертикально інтегрованих структур компаній на ринку із надзвичайно довгостроковим характером контрактів зі споживачами (на термін від 20 до 40 років). На початковому етапі розвитку ринку ціна на газ визначалася з огляду на умови конкретних, окремих газових проєктів, що розроблялись окремо в різних регіонах. Відповідно вартість контрактів не була пов'язана між собою і конкуренція між газовими компаніями була відсутня. Державне регулювання до 30-х років XX ст. у період формування первинного ринку природного газу було незначним через домінування підходів «laissez-faire» – невтручання держави в економіку.

Після 30-х років XX ст. поява нових технологій у металургії дозволила розширити можливості газотранспортної інфраструктури у транспортуванні природного газу на більші відстані. Це зумовило зростання кількості інфраструктурних проєктів, значне розширення газотранспортної інфраструктури та подальше об'єднання різних газотранспортних об'єктів у національний газовий ринок[27]. Конкурентні переваги природного газу завдяки зручності його використання, зберігання і екологічних переваг перетворили його на більш привабливий для використання у побутовому секторі для опалення та приготування їжі порівняно з іншими видами палива – вугілля або нафтопродуктів. Проте стрімке зростання попиту на газ

[26] Природный газ / под ред. Р.Л. Басби, пер. с англ. Москва: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2003. 240 с.

[27] Крюков В.А. Институциональная структура нефтегазовго сектора: Проблемы и направления трансформации. Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1998. 280 с.

за відсутності державного регулювання призвело до того, що вертикально інтегровані компанії почали зловживати своїм домінуючим положенням з метою отримання монопольного прибутку. Сформована ситуація обумовила потребу зміни моделі ринку та впровадження кейнсіанських принципів політики з елементами жорсткого адміністративного регулювання галузі.

Адміністративне регулювання газової галузі призвело до значної зарегульованості та, як наслідок, саме держава почала регулювати оптові ціни виробників, роздрібні ціни та тарифи. Державна політика була зорієнтована на освоєння нових газових родовищ, розширення газової інфраструктури та більше використання газу у промисловому виробництві, зокрема – для виробництва електроенергії. Таким чином, роль держави характеризувалася патерналізмом, масштабними інвестиціями та адміністративним регулюванням, сприяючи формуванню національних монополій.

Розвиток газової промисловості обумовив появу нових економічних відносин та контрактів між учасниками ринку. Однак усі економічні відносини характеризувалися значною тривалістю, що разом із вертикальною інтеграцією зумовило зниження інвестиційних ризиків. Оскільки освоєння нових родовищ газу відбувалося в умовах обмеженості необхідної газотранспортної системи, контракти повинні були передбачати довготривалий період максимального видобутку задля оптимальної завантаженості трубопроводів та повної окупності інвестицій у проєкти. Велика специфічність активів та капіталоємність проєктів вимагали забезпечення гарантованого ринку збуту, тому стійкість економічних відносин безпосередньо залежала від якісного планування діяльності галузі на довгостроковий період.

Отже, до особливостей ринку газу, що відрізняють його від нафтового ринку, можна віднести такі:

- фізичні та хімічні особливості використання природного газу як товару обумовлюють визначну роль у формуванні ринку природного газу інфраструктурного забезпечення, що технологічно дозволяє видобувати, транспортувати та доставляти природний газ до кінцевого споживача. Це зумовлює більшу залежність та потребу у відповідних зобов’язаннях між продавцем та покупцем;

- транспортування газу є витратним і вимагає формування відповідної інфраструктури, що змогла би поєднати центри споживання та виробництва. Інфраструктура довгий період слугувала головне обмеження у виникненні світового ринку газу;
- газова промисловість через потребу у створенні дорогої інфраструктури обумовлює тенденції до більшої інтеграції попиту та пропозиції, що, принаймні на початковому етапі, створювало вертикально інтегровану модель діяльності постачальників;
- на відміну від нафти, видобуток газу важко припинити, а тому це зумовлює потребу в прогнозованості діяльності як видобувних компаній, так і споживачів.

Специфічні характеристики ринку газу обумовлюють особливості його розвитку та включають такі[28]:

- для розвитку ринку газу необхідна критична кількість потенційних споживачів, оскільки для підключення газових родовищ до споживачів необхідна відповідна інфраструктура, інакше, якщо у певному регіоні не існує достатнього попиту, інвестиції можуть бути невиправданими. Ця особливість сприяє поширенню використання газу в економічно розвинених країнах;
- транспортування газу можливе лише трубопроводом або у зрідженій формі з використанням спеціального транспорту. Проте будь-який спосіб однаково вимагає відповідної інфраструктури доставки природного газу кінцевим споживачам;
- ціна на природний газ має бути конкурентною відносно інших видів палива,
- конкуренція на рівні кінцевого споживача ефективно визначає привабливість видобутку природного газу. Якщо ціна продажу газу не гарантує прибуток виробнику, розробка газового родовища втрачатиме сенс. Таким чином джерела видобутку природного газу обмежені економічною доцільністю видобутку та транспортування.

[28] Percebois Jacques. Gas market prospects and relationship with oil prices. *Energy Policy*. 1986. Vol. 14. Is. 4. P. 329–330.

1.3. Особливості економічної діяльності суб'єктів ринку природного газу

Газопостачання — це комплекс послуг, головна мета яких полягає у забезпеченні споживачів природним газом від видобутку до моменту використання палива кінцевими споживачами. До послуг газопостачання включаються послуги видобутку, транспортування, розподілення та сукупні послуги, що забезпечують відповідну якість обслуговування (рис. 1.2).

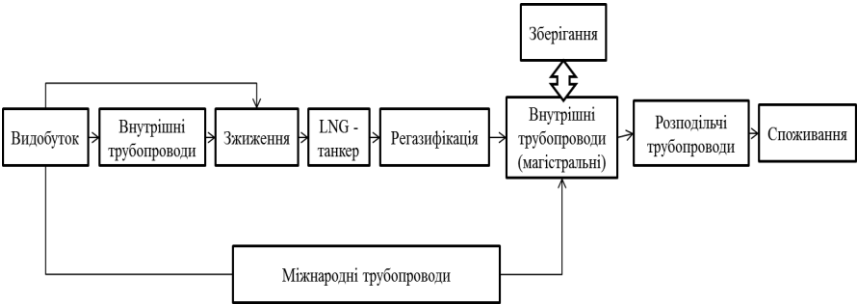


Рис. 1.2. Складові послуги газопостачання

Джерело:[29].

Закон України «Про ринок природного газу»[30], ухвалений у 2015 р., визначає, що суб'єктами ринку природного газу виступають видобувні компанії, оптові продавці, інфраструктурні оператори, постачальники та кінцеві споживачі, а також вразливі споживачі та захищені споживачі).

Економічна діяльність видобувних компаній регулюється Законом України «Про нафту і газ»[31], а Закон України «Про ринок природного газу» поширюється на видобувні компанії лише за тих обставин, коли

[29] Цена энергии. Международные механизмы формирования цен на нефть и газ / Секретариат Энергетической Хартии. URL: https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Oil_and_Gas_Pricing_2007_ru.pdf

[30] Закон України «Про ринок природного газу». URL: http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/2665-14

[31] Закон України «Про нафту і газ». URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2665-14

вони розпочинають здійснювати продаж видобутого природного газу в статусі оптового постачальника (трейдера) або постачальника. Видобувні компанії продають природній газ за нерегульованими цінами, окрім випадків, коли на них покладаються спеціальні обов'язки. Постановою Кабінету Міністрів від 1.10.2015 № 758[32] на державну компанію АТ «Укргазвидобування» було покладено обов'язок продавати НАК «Нафтогаз України» природний газ за регульованою ціною.

Оптовий продавець є суб'єктом, що здійснює економічну діяльність у сфері купівлі-продажу природного газу на оптовому ринку. Розрізняють фінансову та фізичну торгівлю природним газу. Фізична торгівля відноситься до договорів, які визначають, що товар фізично повинен бути доставлений іншій стороні. Фінансова торгівля передбачає лише продаж наявного газу на віртуальній точці без виконання функцій забезпечення транспортування цього ресурсу та відповідних зобов'язань перед транспортним оператором. Так, фізична торгівля передбачає фізичну поставку, а тому вимагає наявності транспортного контракту з транспортним оператором, що передбачає додаткову відповідальність перед транспортним оператором за виконання функцій балансування системи.

Оптовий продавець здійснює купівлю природного газу у вітчизняних або іноземних видобувних компаній або в інших трейдерів. Трейдер продає природний газ іншому оптовому покупцю або постачальнику на підставі договору купівлі-продажу та згідно із Законом функціонує без потреби в отриманні ліцензії. Відсутність норми необхідності ліцензувати діяльність трейдера пов'язана з тим аспектом, що сторони ринкових відносин вважаються кваліфікованими суб'єктами ринку і тому перебувають в однакових переговорних позиціях.

Постачальник є суб'єктом, що володіє правом роздрібного продажу природного газу кінцевим споживачам. Постачальник також несе відповідальність за фізичну доставку природного газу до кінцевого споживача, а тому має зобов'язання перед транспортними операторами відповідати за збалансованість системи. Постачальник купує

[32] Постанова Кабінету Міністрів від 1.10.2015 № 758. URL: http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/758-2015-%D0%BF

природний газ у видобувних компаній, трейдерів або іноземних контрагентів за кордоном. Для того щоб виконувати функції постачальника необхідно отримати спеціальну ліцензію. Продаж природного газу кінцевим споживачам здійснюється на підставі укладання типових договорів, що затверджуються регулятором. Взаємодія з іншими суб'єктами ринку відбувається на підставі норм Закону України «Про ринок природного газу» із дотриманням правил постачання природного газу, що унормовуються регулятором за допомогою кодексів. Законом вводиться особливий тип постачальника, так званий постачальник «останньої надії», який здійснює постачання газу споживачам, що через різні обставини не можуть отримувати природний газ із будь-яких інших джерел. Постачальник «останньої надії» продає природний газ за більш високою ціною, однак на термін, що не повинен перевищувати 60 днів. З 2015 р. таким постачальником в Україні визначено НАК «Нафтогаз Україна»[33].

Газові оператори зобов'язані надавати послуги з транспортування, розподілення, зберігання, надання LNG-послуг усім суб'єктам ринку, які виявили у них господарську зацікавленість. Порядок надання послуг регулюється відповідними кодексами, які затверджуються регулятором. Економічні відносини між суб'єктами ринку відбуваються на підставі укладання типових договорів, що визначаються регулятором. Незалежність газових операторів забезпечує досягнення цілі безперешкодного доступу третіх сторін до мереж та можливості розвитку конкуренції між постачальниками. Для всіх операторів мереж встановлено вимоги, що передбачають відокремлення функцій видобування та постачання від функцій транспортування та розподілення. Функції транспортного оператора в Україні виконує АТ «Магістральні газопроводи України», а функції операторів розподільчих мереж – відповідні регіональні структури облгазів, які юридично відділені від функцій постачання природного газу.

Кінцевий споживач здійснює купівлю природного газу у постачальника та, відповідно до Закону, отримує право вільного вибору постачальника і зобов'язаний дотримуватися правил постачання

[33] Постанова КМУ від 30 вересня 2015 р. № 809 «Про затвердження Порядку проведення конкурсу з визначення постачальника «останньої надії». URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/809-2015-%D0%BF/paran11

природного газу, що затверджуються регулятором. Внутрішній ринок України складається з таких категорій споживачів:

1) промислові споживачі, які здійснюють закупівлю природного газу задля підприємницької діяльності за нерегульованим тарифом;

2) населення (побутові споживачі), які здійснюють закупівлю природного газу за регульованим тарифом та користуються особливими правами соціального захисту;

3) підприємства комунальної теплоенергетики – споживачі, що отримують природний газ з національного видобутку або імпорту за регульованим тарифом;

4) бюджетні організації та установи, які отримують природний газ за ціною, що покриває всі витрати на його закупівлю, розподіл та постачання.

Також існують дві законодавчо визначені особливі категорії споживачів – вразливі споживачі та захищені споживачі. До першої категорії відносяться споживачі, яким держава у визначеному порядку надає адресну допомогу, що встановлюється Кабінетом Міністрів України. Щодо другої категорії особливих споживачів, то до них застосовуються спеціальні заходи з безпеки постачання природного газу відповідно до підзаконних актів Міністерства енергетики та вугільної промисловості.

До захищених споживачів належать:

- побутові споживачі, приєднані до газорозподільної системи;
- підприємства, установи, організації, що надають важливі суспільні послуги та приєднані до газотранспортної або газорозподільної системи;
- за деяких умов – виробники теплової енергії для потреб споживачів або підприємств, установ, організацій.

Відповідно до Закону регулятор має право ініціювати і проводити розслідування щодо функціонування ринку природного газу в Україні, приймати рішення про вжиття заходів для сприяння ефективної конкуренції на ринку природного газу та забезпечення належного функціонування ринку природного газу після консультацій із Секретаріатом Енергетичного співтовариства; видавати обов’язкові для виконання суб’єктами ринку природного газу (крім споживачів) рішення; накладати санкції на суб’єктів ринку природного газу (крім

споживачів), які порушили свої обов'язки відповідно до Закону України «Про ринок природного газу» та інших актів законодавства. Регулятор відповідно до Закону має право розглядати скарги і вирішувати суперечки; вживати заходи для запобігання зловживанням монопольним становищем, зокрема, коли таке зловживання завдає економічної шкоди споживачам, а також будь-яким діям, спрямованим на завищення цін; проводити відповідно до Закону перевірки суб'єктів ринку природного газу (крім споживачів) тощо[34].

Лібералізація та впровадження ринкових відносин на ринку природного газу зумовлюють значну трансформацію моделі ринку, на якій з'являються нові сегменти та нові види послуг. Поява нових сегментів спричинена потребою забезпечити функціонування ринкових механізмів та збільшити конкуренцію на ринку. Нові послуги дозволяють підвищити стандарти якості обслуговування, ефективність діяльності та рівень безпеки. Відповідно при появі нових послуг і робіт виникає потреба в створенні нової системи контрактних відносин між суб'єктами господарювання, що потребує відповідного як юридичного, так і економічного інституційного забезпечення задля регулювання цих відносин ринковими інституціями і державою. Держава в особі регулятора згідно з чинним законодавством та європейськими нормами розробляє типові договори. Поява типових договорів зумовлена необхідністю врегулювання питання належного технічного обслуговування газових мереж, їх безаварійного функціонування та ефективного використання, а також посилення відповідальності природних монополістів за неналежне використання ними об'єктів газотранспортних мереж. Функціонування ринку природного газу на умовах відкритості та прозорості надає якісно нові можливості для учасників ринку на відміну від зарегульованих у колишньому монопольних ринків, управління яких значною мірою здійснювалося адміністративним способом (рис. 1.3.).

[34] Закон України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» від 29.12.2019 р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1540-19

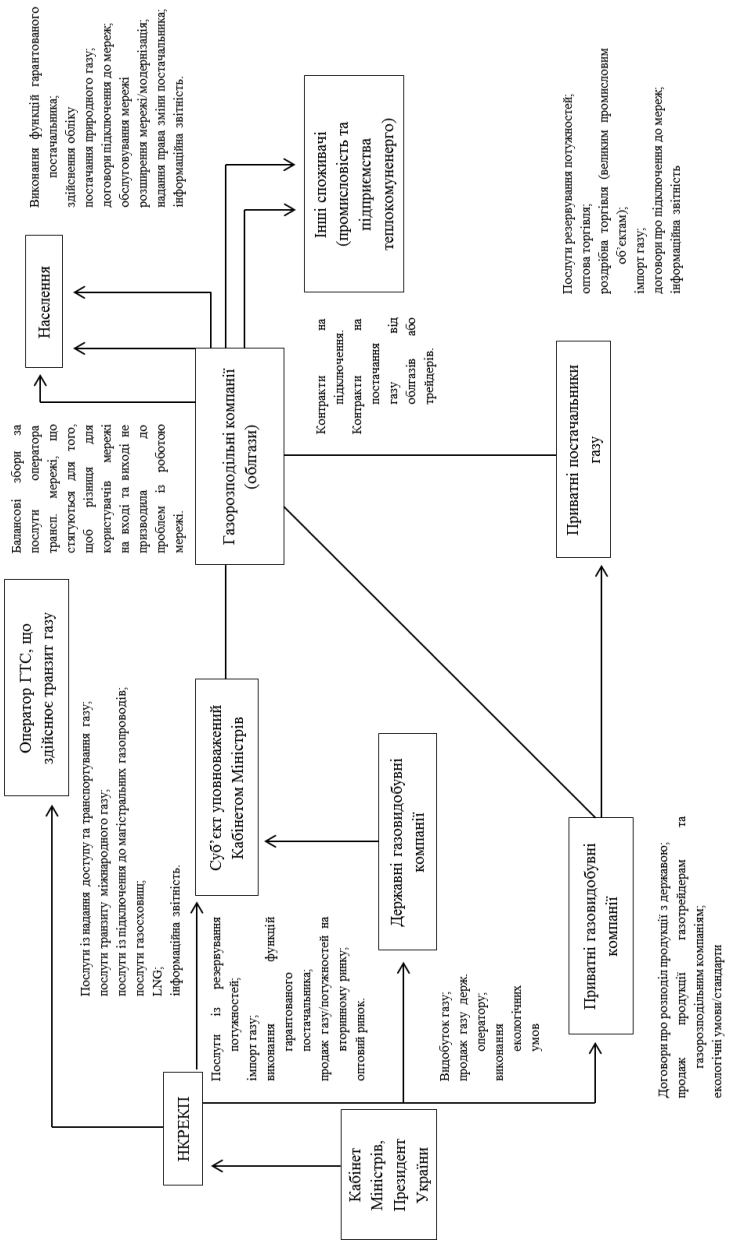


Рис. 1.3. Поява нових послуг (робіт) і контрактів у процесі лібералізації ринку газу

Джерело: розроблено автором.

1.4. Інституційне забезпечення на ринку природного газу

Держава традиційно відігравала провідну роль у формуванні та зміні інституційного забезпечення економіки. Згідно з Д. Нортом, «Держава – організація з порівняльними перевагами реалізації примусу, що поширюються на географічний район, в межах якого встановлюється право стягувати податки з підлеглих»[35]. З огляду на це визначення держава може формувати передумови існування ефективних ринкових інститутів, або – навпаки – створювати інституційне забезпечення, що становитиме бар'єр для розвитку конкуренції внаслідок дії монопольної влади або інших факторів, – а це збільшуватиме трансакційні витрати. Успішність подібної державної політики визначається залежністю від конкретних історичних умов та порівняльною ефективністю можливих систем господарської координації. Неефективність інститутів може проявлятися внаслідок високих витрат колективних дій, необхідних для трансформації інститутів, що визначаються залежністю від інших економічних та політичних інститутів[36].

В інституціональній теорії виділяють два підходи до аналізу державної політики – екзогенний та ендогенний. Екзогенний підхід фокусується на дослідженнях залежностей між зовнішніми подіями і внутрішніми економічними процесами. Цей підхід не потребує особливого аналізу внутрішніх засобів функціонування системи, що зазнає зовнішнього впливу, а також їх змін. Ендогенний підхід, навпаки, робить особливий акцент на змінах ціннісних базисів і засобів взаємодії суб'єктів усередині системи, що відбулися внаслідок реалізованої державної політики. Успіх застосованих економічних інструментів залежить від узгодженості напрямів економічної політики та внутрішніх інституціональних змін у суспільстві, які формуються у процесі функціонування економічної системи[37].

---

[35] North D.C. Structure and Change in Economic History. *Politics & Society*. 1981. Vol. 11. Is. 4. P. 511–512.

[36] Юхимець Р.С. Передумови трансформації інституційного середовища на ринку природного газу. *Міжнародне науково-практичне співробітництво: принципи, механізми, ефективність*: матеріали X (XXII) міжнародної науково-практичної конференції (26 лютого 2014 р., м. Київ) / Національний технічний університет України «КПІ». Київ, 2014. С. 94–95.

[37] Ходжсон Дж. Экономическая теория и институты: Манифест современной институциональной экономической теории. Москва, 2003. 464 с

Зміни за рахунок індуційованих змін є цілеспрямованими перетвореннями в інституційному середовищі, що здійснюються у формі реформ. Відбувається зміна нормативно-правових основ, що врегульовують форми і види взаємодії господарюючих суб'єктів, які, у свою чергу, трансформують організаційну структуру сектора. Як правило, зазначені реформи здійснюють за відомими прикладами або науковими напрацюваннями у вигляді різноманітних моделей, які функціонують в інших країнах, де зарекомендували свою ефективність. При революційних змінах, на відміну від еволюційних, трансформація зорієнтована на досягнення конкретного результату, що потребує від державного апарату наявності політичної волі до подібних змін. Роль держави в таких умовах постає як домінуюча[38].

У газовій галузі роль революційних перетворень дуже висока. Згідно з В.А. Крюковим, «особливості активів газового сектора – їх ідіосинкратичний характер, особливо на стадії транспортування, висока капіталоємність і слабка еластичність до обсягів газу, що транспортується − створюють дуже високі бар'єри входу. Подолання цих бар'єрів, …зменшення негативного впливу монополій на суспільний добробут практично неможливі без індуційованої трансформації»[39]. За умов конкурентного ціноутворення довгострокові орієнтири розвитку, що визначають порядок економічної організації, паралельно конкурують з альтернативними варіантами поведінки. Якщо інституційна структура перебуває у стадії становлення або зміни, то інститути, що її формують, виникатимуть і закріплюватимуться залежно від порівняльної ефективності альтернативних способів координації економічної діяльності[40]. Цей тезис узгоджується з думкою Д. Норта, що джерелом інституційних змін слугує мінливість співвідношення цін або уподобань[41].

---

[38] Олейник А.Н. Институциональная экономика. Москва, 2002. 416 с.

[39] Крюков В.А. Институциональная структура нефтегазового сектора: Проблемы и направления трансформации. Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1998. 280 с.

[40] Вольчик В.В. Провалы экономической теории и зависимость от предшествующего пути развития. *Экономический вестник Ростовского государственного университета*. 2003. Т. 1. № 3. С. 36–42.

[41] Норт Д. Институты, институциональные изменения и функционирование экономики / пер. с англ. Москва: Фонд экономической книги «Начало», 1997. 180 с.

Імпорт інститутів можливий, якщо вектор розвитку існуючих вітчизняних інститутів збігається із вектором свідомо впроваджуваних інститутів або не створює суперечності їх вимогам[42]. Екзогенні інституційні зміни реалізуються і за тих умов, коли інститути формуються на основі ідейних конструкцій, ідеологій і теоретичних побудов[43].

Функціонування інститутів визначається видом їх діяльності, культурними традиціями і багатьма іншими факторами, серед яких ефективність є далеко не визначальним параметром. Зміни інститутів здійснюються під впливом змін цінностей, що обумовлювали потребу в їх існуванні, або коли наявна система перестає бути сумісною з іншими, новими, цінностями та інститутами, однак в жодному разі не з мотивів ефективності.

Ефективність інститутів визначається спроможністю інститутів виконувати покладені на них функції (рис. 1.4).

Виділивши ці функції, ми можемо знайти їх кількісну міру, за допомогою якої можна порівнювати і визначати ступінь ефективності різних інститутів. Соціально-економічний інститут виконує такі функції, як:

1) головна функція *i*-го інституту;

2) організаційна – спрямовує діяльність суб’єктів визначеним чином, що надає структурі стійкої форми, при цьому у відносинах суб’єктів зникає невизначеність, кожний з них займає своє місце і розуміє траєкторію поведінки;

3) охоронна – збереження та підтримка цілісності інституту, діалектика тотожності суб’єктів, інституційна рівновага;

4) функція мінімізації трансакційних витрат. Для підтримки інституційної рівноваги необхідні постійні витрати;

5) регулятивна здійснює підтримку тих форм, що виникли внаслідок виконання організаційної функції;

6) інтегративна – функція забезпечує згуртованість, взаємозалежність і взаємовідповідальність суб’єктів суспільства;

7) спадковості (генетична) – передача досвіду;

---

[42] Олейник А. Сценарии институционального развития переходного общества. *МЭМО*. 1996. № 12. С. 19–24.

[43] Вольчик В.В. Эволюционный подход к анализу институциональных изменений. *Terra economicus*. 2012. Т. 10. № 4. С. 62–69.

8) комунікативна – інформація, вироблена інститутом, повинна розповсюджуватися як всередині інституту з метою управління та контролю за дотриманням соціально-економічних норм, так і для взаємодії між інститутами;

9) функція вироблення чи замовлення на вироблення інституцій.

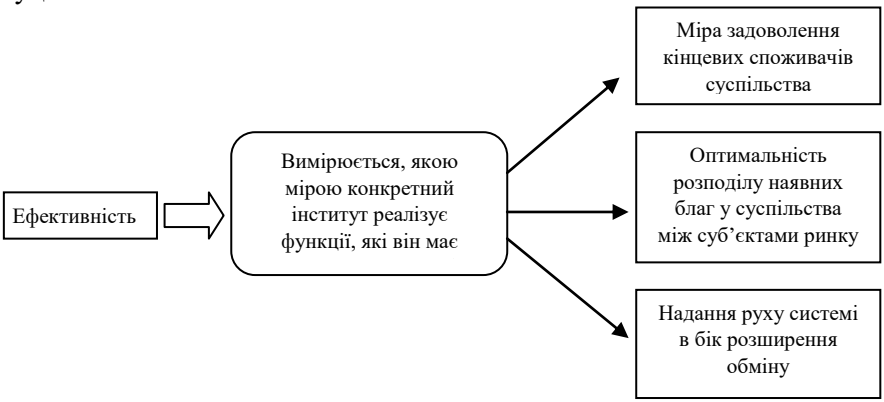


Рис. 1.4. Ефективність функціонування інститутів

Джерело: Вольчик В.В. Эволюционный подход к анализу институциональных изменений. *Terra economicus*. 2012. Т. 10. № 4. С. 62–69.

Інституційні зміни – це зміни, які обумовлюють появу нових правил із відповідними засобами забезпечення їх дотримання, розмивання та усунення старих правил, а також зміни структури трансакцій у межах існуючого набору правил для їх учасників. Основною метою здійснення інституційних змін є приведення функціонування інституту до потреб суспільного запиту, що обумовлюється актуальністю подібних трансформацій. Зі зміною цінностей у суспільстві, розвитком та ускладненням відносин між суб'єктами господарювання, міжнародною інтеграцією із взаємопов'язаними впливами на ринки, формуванням нових інститутів, виникають нові потреби у задоволенні нових функцій, які «старі» інститути раніше не виконували. А щоб ці нові інститути могли виконувати поставлені їм суспільством нові завдання, є два шляхи розвитку: створення нових інститутів у рамках адаптації до нових умов, які, як правило, є екзогенним запозиченням іззовні або за допомогою екзаптації – виконання нових функцій «старими

інститутами»[44]. Других шлях трансформації інститутів має природну межу розвитку, оскільки рано чи пізно додаткове нагромадження функцій до базису, що спочатку до цього не був призначеним, спричинює утворення нагромадженої, перевантаженої управлінської структури, ефективність якої буде знижуватися внаслідок збільшення трансакційних витрат. Створення нових інститутів повинно бути обумовлено наявними культурними традиціями, правилами, певним історичним розвитком – для того, щоб цей інститут міг інтегруватися та адаптуватися до наявного середовища. Необхідно відзначити, що інституційні перетворення не завжди бувають позитивними – поряд із можливостями розширення меж обміну вони приховують небезпеку втрати уже досягнутих результатів без формування нових, більш ефективних форм обміну[45]. Тому інституційні зміни здійснюються державою насамперед з позиції актуальності нових суспільних запитів, а не з міркувань ефективності.

Загалом нова інституційна економіка сприймає інституційні зміни як поступовий процес, що розвивається протягом тривалого часу. Чотирьохшарова модель О. Вільямсона розкриває сутність цих процесів, їх взаємозв’язок, обумовленість і причини інституційних змін та дає зрозуміти, як нормативно-правова база і ринок пов’язані між собою. Зазначена модель покликана пояснити становлення інститутів, причини, за яких вони з’явилися і стали так функціонувати в суспільстві. О. Вільямсон розрізняє чотири ендогенні змінні, що характеризують різні рівні аналізу і впливу змін. До першого рівня змін відносяться неформальні інститути, до другого – формальне інституційне середовище, до третього – інституційні механізми, і до четвертого – власне сама поведінка на ринку. О. Вільямсон передбачає, що основні напрями впливу, проходячи стадії від першого рівня, де перебувають переконання та норми, закріплюються аж на четвертому рівні, який характеризує економічну продуктивність. Те, що зміни першого рівня залежать від

[44] Вольчик В.В. Проблема отбора: рынки и институты в экономической теории. *Экономический вестник Ростовского государственного университета*. 2005. Т. 3. № 4. С. 47, 54.

[45] Гриценко А. Наука и искусство институционального строительства. *Інституційна архітектоніка та механізми економічного розвитку*: матеріали наукового симпозіуму. Харків: ХНУ, 2005. С. 20–31.

поведінки на ринку пояснюється тим, що процеси навчання, технічний розвиток, лобіювання і соціальні зміни також обумовлюють вплив верхнього рівня на форму і зміст основних цінностей та переконань[46].

Адаптована чотирьохшарова модель О. Вільямсона формування інституційного середовища на ринку газу із відображенням зв'язків між рівнями структури з урахуванням чинників впливу на здійснення інституційних змін та характеристикою цих змін на ринку зображено на рис. 1.5.

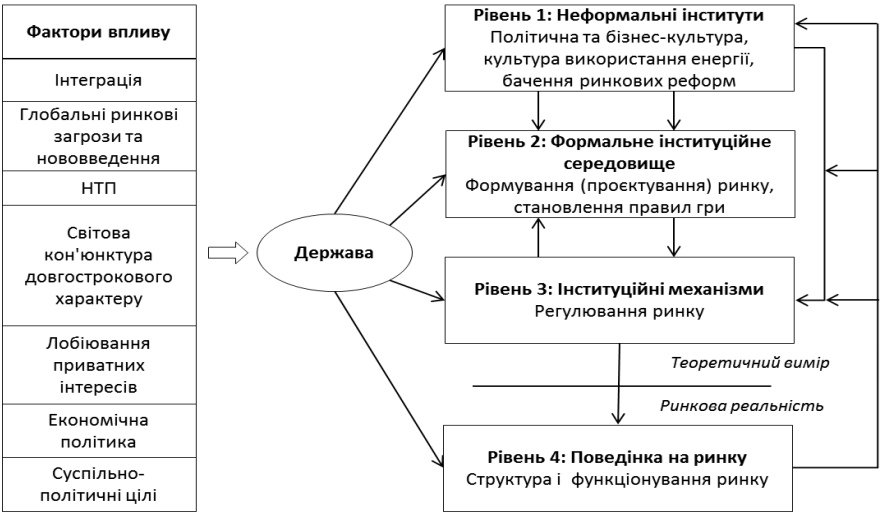


Рис. 1.5. Інституційне забезпечення газового сектора

Джерело: розроблено автором.

Перший рівень являє собою неформальні інститути, такі як широта переконань, цінності, норми. Норт відносить до неформальних інститутів іще обмеження, санкції, табу, звичаї та кодекси поведінки[47]. Ці неофіційні інститути стабільні, і їх зміни відбуваються протягом тривалого періоду часу. На ринку газу до таких переконань і цінностей можна віднести уявлення про суверенітет

[46] Williamson O. E. Transaction cost economics: How it works; where it is headed. *De Economist*. 1998. Vol. 146. № 1. P. 23–58.

[47] Норт Д. Институты, институциональные изменения и функционирование экономики / пер. с англ., Москва: Фонд экономической книги «Начало», 1997.

національних енергетичних ресурсів, брак ресурсів та енергетичну залежність, справедливість, необхідність екологічного захисту середовища, роль природного газу в енергетичному портфелі, відкритість економіки, політичну культуру, норми «доброго управління», політичні принципи та переконання, участь групи інтересів у розподілі суспільних благ.

До другого рівня у своїй моделі О. Вільямсон відніс правила гри, за якими функціонують інститути. До цих формальних інститутів належить держава, судова система, урядовий апарат та продуковані цими інститутами рішення, що формують економічне навколишнє середовище цієї сфери шляхом приймання рішень, ухвалення законів, норм, постанов тощо.

Третій рівень у оцінці інституційних механізмів є центральним, на ньому здійснюється регулювання контрактних відносин між усіма суб'єктами ринку. Згідно з О. Вільямсоном, раз на десять років можна спостерігати процес приведення структури управління до нових вимог та потреб операцій (контрактів), що здійснюються на ринку. На цьому рівні під інституційними механізмами розуміють вироблення нормативних документів і рішень стосовно практичного регулювання, контроль форм державно-приватного співробітництва і контрактів, регулювання економічної діяльності різноманітних суб'єктів ринку.

Четвертий рівень – структура і функціонування ринку – включає власне економічну діяльність та ведення бізнесу. Він характеризується взаємодією між учасниками ринку для досягнення різних цілей. Ціни, кількість продукції, інвестиції та інше постійно визначають ділову поведінку суб'єктів ринку. На цьому рівні суб'єкти ринку обирають ринкові стратегії своєї поведінки, лобіюють свої інтереси з характерним опортунізмом у відносинах, відбувається контрактація суб'єктів ринку та притаманний цьому процесу конфлікт інтересів. Фактична поведінка суб'єктів ринку обмежується інституційним середовищем (простором) та правилами регулювання (рівень 3). Саме на цьому рівні відбуваються безпосередні контрактні відносини між суб'єктами ринку[48].

[48] Williamson O. E. Transaction cost economics: How it works; where it is headed. *De Economist*. 1998. Vol. 146. № 1. P. 23–58.

УМОВИ ТА ЧИННИКИ ТРАНСФОРМАЦІЇ ЕКОНОМІЧНИХ ВІДНОСИН НА РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

2.1. Етапи розвитку газових ринків

Більшість зарубіжних авторів – Д. Естрада, А. Мое, К. Мартінсен[49], П. Девіс[50], Е. Лейрд[51], П. Мак-Авой[52], А. Конопляник[53], Д. Волс[54], вважають основним напрямом розвитку газових ринків поступовий перехід від монополістичної організації до конкурентної. Ця концепція сформувалася в 80-х роках XX ст. як чотирьохетапна модель розвитку ринків газу.

У межах чотирьохетапної моделі виділяють чотири етапи розвитку організаційної структури газової промисловості: зародження, зростання, розвиток і конкурентний ринок. Прихильники чотирьохетапної моделі припускають, що в усіх країнах з розвитком газоспоживання та розширенням інфраструктури галузі відбуваються зміни інституційної структури від менш досконалих форм – монополій до більш досконалих – конкурентних – форм. А.А. Конопляник відзначає, що «на певному етапі монопольна

[49] Estrada J., Moe A., Martinsen K.D. The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives. London: F. Nansen Institute, 1995. 375 p.

[50] Davies P. The New Challenge of Natural Gas. OPEC and the Global Energy Balance: Towards a Sustainable Future: Conference 28 September 2001. Vienna, 2001. P. 23–28.

[51] Лейрд Э. Регулирование газового рынка и опыт Великобритании. Газ, энергия и возобновляемые источники Великобритании: тез. докл. семинар Бритиш Петролеум и МЭРТ РФ в Центре Стратегических Разработок, 23–24 июля 2002 г. Москва, 2002. 28 с.

[52] MacAvoy P.W. The Natural Gas Market: Sixty Years of Regulation and Deregulation. New Haven: Conn: Yale University Press, 2000. 140 p.

[53] Конопляник А. А. От монополии к конкуренции. *Нефть и Капитал*. 2002. № 3. С. 16–19.

[54] De Vany A., Walls D. The Emerging New Order in Natural Gas: Markets versus Regulation. London: Quorum Books, 1995. 136 p.

форма організації ринку втрачає можливості свого подальшого ефективного розвитку, поступаючись місцем ринку конкурентному» (табл. 2.1.)[55], [56].

Таблиця 2.1

Узагальнена чотирьохетапна модель розвитку ринку газу

Основні характеристики	Зародження	Зростання	Розвиток	Конкурентний ринок
Роки	Поч. XIX ст. – 30-ті роки XX ст.	30-ті роки XX ст. – кінець 60-х років	кінець 60-х років – 80-ті роки	80-ті роки – сьогодення
Ступінь інтеграції газотранспортної інфраструктури	Локальний ринок	Національний ринок	Міждержавний ринок	Трансконтинентальний ринок
Попит	Обмежений локальний попит	Розширення географії та структури попиту	Попит внутрішнього ринку перебуває на високому рівні насичення	Насичення світового ринку

[55] Конопляник А. А. Экономическая подоплека газовых проблем в треугольнике Россия-ЕС-Украина и возможные пути решения. Москва: Издательство ИНП РАН, 2014. 133 с.

[56] Лейрд Э. Регулирование газового рынка и опыт Великобритании. Газ, энергия и возобновляемые источники Великобритании: тез. докл. семинар Бритиш Петролеум и МЭРТ РФ в Центре Стратегических Разработок, 23–24 июля 2002 г. Москва. 2002. 28 с.; Estrada J., Moe A., Martinsen K.D. The Development of European Gas Markets: Environmental, Economic and Political Perspectives. London: F. Nansen Institute, 1995. 375 p.; Договор к Энергетической Хартии: путь к инвестициям и торговле для Востока и Запада / под. ред. А.А. Конопляника. Москва: Международные отношения, 2002. 632 с.; Juris A. Market Development in the U.K. Natural Gas Industry. Washington D. C.: The World Bank Group, 1998. 48 p.; Sine W., David R. Environmental jolts, institutional change, and the creation of entrepreneurial opportunity in the US electric power industry. Research Policy. 2003. №32. P. 185–207; Эволюция системы ценообразования на мировом энергетическом рынке: экономические последствия для России / под ред. О. И. Маликовой, Е. С. Орловой. Москва: Экономический факультет МГУ имени М. В. Ломоносова, 2017. 432 с.

Продовження табл. 2.1

Основні характеристики	Зародження	Зростання	Розвиток	Конкурентний ринок
Інфраструктура	Нерозвинена газотранспортна інфраструктура	Початок інтеграції газотранспортних систем	Розвинена система газопостачання	Постачання зрідженого природного газу танкерами, газотранспортна мережа дозволяє постачати природний газ з різних країн, формування конкурентних газових хабів
Інституційна структура газового ринку	Незначна кількість учасників ринку. Вертикально інтегровані монополії	Зростання кількості учасників ринку. Вертикально інтегровані монополії, часто державної власності	Велика кількість учасників ринку. Великі споживачі отримують право вибору постачальника. Вільний доступ до інфраструктури, поява ринку потужностей	Кількість учасників дуже велика. Право вибору постачальника для всіх споживачів. Інтеграція газових мереж з альтернативними низьковуглецевими газоподібними видами палива
Роль держави	Незначне державне втручання, принцип «laissez-faire». Муніципальне регулювання	Значне державне втручання, державний патерналізм, адміністративне регулювання, утворення національних монополій	Питання розвитку галузі у винятковому віданні держави, галузь соціально орієнтована і, за державного контролю цін, найчастіше низькорентабельна, ефективні спочатку механізми і методи держуправління перетворюються на стримуючий фактор розвитку	Державне втручання у вигляді регулювання, утворення наднаціональних регуляторів, загальне правове поле, лібералізація
Тип контрактів	Довгострокові (20–40 років) контракти до вичерпання родовищ	Довгостроков і контракти «take-or-pay» (на 20–25 років)	Розвиток ринків форвардних угод	Короткострокові контракти і спотові угоди

Закінчення табл. 2.1

Основні характеристики	Зародження	Зростання	Розвиток	Конкурентний ринок
Спосіб ціноутворення	«Витрати плюс»	Формула залежна від ціни на нафту	Формула залежна від альтернативних видів палива	Залежність від біржових котирувань

Джерела: складено автором на основі [56].

Еволюція газових ринків та їхніх економічних відносин, механізмів ціноутворення можна розглядати за аналогією з нафтою в межах моделі «кривої Габберта» (рис. 2.1.), хоча швидкість розвитку газового сектора відстає від нафтового. Згідно з цією моделлю графік динаміки видобутку (попиту) нафти чи газу повинен мати дзвоноподібну форму, коли видобуток спочатку зростає, проходить пік і врешті зменшується[57].

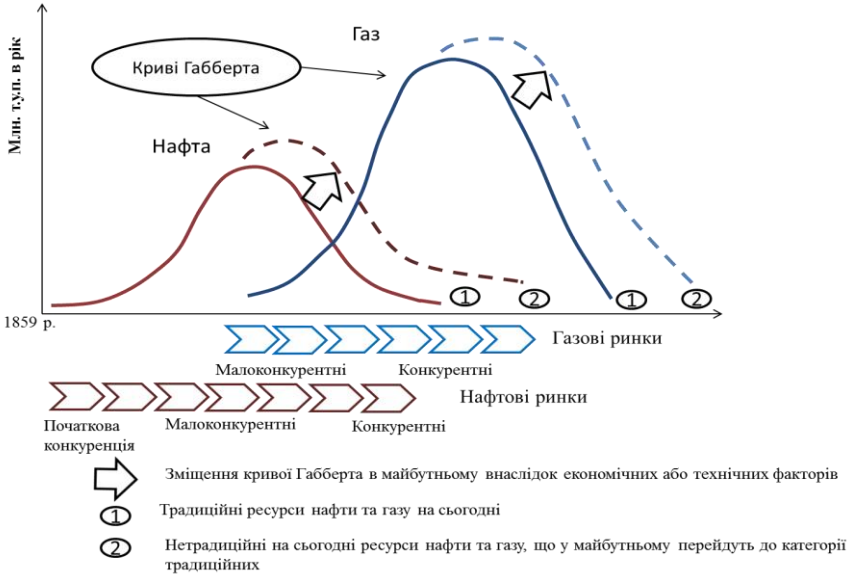


Рис. 2.1. Розвиток ринків нафти та природного газу від неконкурентних до конкурентних структур

Джерело: [58].

[57] M.K. Hubbert .Nuclear Energy and the Fossil Fuels. Texas, 1956. P. 57.

[58] Конопляник А.А. От монополии к конкуренции. Об основных закономерностях развития рынков нефти и газа. *Нефть и капитал*. 2002.

Еволюція ринку газу і структури господарських операцій у різних регіонах дозволяє передбачити, що економічні відносини ринку газу розвиваються в тому ж напрямі, що й у випадку з ринком нафти, однак з певними відмінностями та різними темпами у різних регіонах.

Державне регулювання впродовж довгого проміжку часу сприяло формуванню та розвитку інфраструктури, забезпечувало стабільність газової галузі. Проте такий підхід управління викликає складнощі визначення регулюючим органом оптимального рівня цін на газ, який би міг забезпечити монополіям достатній рівень дохідності для підтримки та розширення добування і розвитку газових мереж та змушував би їх підвищувати ефективність діяльності та зменшувати витрати.

Забезпечення конкурентних умов на ринку природного газу обумовлювало потребу у суттєвих змінах інституційної структури ринку газу, таких як:

- відмова від державного регулювання відпускних цін виробників і цін на оптовому ринку газу, при цьому держава продовжує регулювати роздрібні ціни для побутових споживачів і ціни на транспортні послуги;
- приватизація державних холдингів і розділ природних монополій і потенційно конкурентних видів діяльності газотранспортних компаній (розділ функцій транспортування, видобування, постачання) при збереженні жорсткого регулювання сегменту природних монополій, виключаючи тарифне регулювання;
- надання великим споживачам право вибору постачальника;
- стимулювання в різних формах входження нових учасників на потенційно конкурентні сегменти ринку;
- впровадження недискримінаційного для третіх осіб доступу до газотранспортних систем для споживачів, виробників, трейдерів і постачальників, що дозволяє перейти до системи, за якої в учасників газового ринку є можливість купувати газ безпосередньо у виробників;

№ 3. С. 16–19; Конопляник А.А. Цена энергии: международные механизмы формирования ценна нефть и газ / Секретариат Энергетической хартии. Брюссель, 2007. С. 58.

- створення умов, що сприяють розширенню вторинної торгівлі транспортними потужностями і потужностями підземних газосховищ – перепродаж зарезервованих потужностей;
- забезпечення високої прозорості ринку через встановлення публічно доступних інформаційних джерел, що надають дані про об'єми постачання, попиту, наявності потужностей, цін тощо.

Становлення конкурентного ринку природного газу не впливає на структуру фізичних потоків, однак до фінансових трансакцій залучається значна кількість нових учасників (рис. 2.2.)

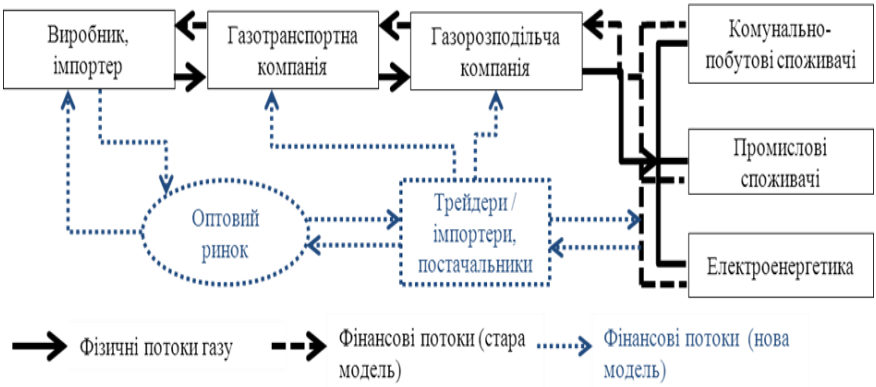


Рис. 2.2. Зміна інституціональної структури газових ринків у результаті лібералізації

Джерело: розроблено автором.

Дерегуляція газового сектора є лише одним із факторів, що сприяє розвитку конкуренції, оскільки без надлишку як самого товару, так і транспортних потужностей конкуренцію забезпечити важко. Саме наявність розгалуженої газотранспортної мережі, розвинених контрольних та інформаційних систем на всіх етапах руху газу по системі є об'єктивною передумовою переходу до конкурентної організації ринку. Беручи до уваги сформованість базової інфраструктури як в Україні, так і в країнах ЄС, а також амортизацію газотранспортної системи, внаслідок чого відбувається зниження специфічності секторальних активів, збільшення джерел постачання і подальший розвиток інфраструктури повинні стимулювати перехід від вертикальної інтеграції і двосторонніх

довгострокових контрактів до класичних контрактів і ринкового управління трансакціями.

Концепція чотирьохетапної моделі відображає поступове зниження ролі держави в управлінні газового сектора. Цей процес супроводжується зміною довгострокових контрактних відносин, які панують на незрілих ринках, на більш гнучкі короткострокові контракти, які в кінцевому результаті мають перетворити ціни на газ на залежні від біржових котирувань. На підставі чотирьохетапної моделі стверджується висновок про перевагу переходу до конкуренції як до найбільш ефективної організації ринку і необхідність лібералізації.

2.2. Непродуктивні витрати як чинник трансформації національного ринку природного газу

Дореформованому стану ринків природного газу країн Європи були притаманні недоліки функціонування: система тарифоутворення не сприяла раціональній поведінці споживачів, що посилювало тиск на державний бюджет; правила постачання не гарантували надання належної якості послуг; відсутність достатніх інвестицій у газотранспортний сектор унеможливлювала розширене відтворення основних фондів; сформовані правила транспортування та розподілення ставали бар'єром для вільного доступу до мереж третіх сторін та розвитку конкуренції у сегменті постачання.

Неефективність попередньої моделі була обумовлена тим, що наявна система усталених правил та структура ринку унеможливлювали ринкове ціноутворення та, відповідно, оптимальний розподіл обмежених енергетичних ресурсів в інтересах усіх членів суспільства. Галузевим ринкам, що не відповідають вимогам досконалої конкуренції, властиве посилення ризиків несправедливого перерозподілу суспільних благ та максимізації вигід для окремих членів суспільних відносин унаслідок можливості їхнього впливу на встановлення цін на ринку. Непрозоре ціноутворення дозволяє таким членам суспільства (або бізнес-групам) отримувати надприбутки за рахунок зловживання монопольним (домінуючим) становищем на ринку та встановлення високих цін на продукцію, при цьому часто вони зберігають надмірно витратне виробництво за

відсутності стимулів до підвищення його ефективності. Недостатня прозорість економічної діяльності у газовому секторі сприяла збереженню значних витрат на обслуговування та втрат у мережах, що однаково покривались тарифом. Держава реалізовувала патерналістичну політику за рахунок адміністративного регулювання ринку та встановлення для кінцевих споживачів тарифів, нижчих від ринково обумовленого рівня. Це позбавляло ринок стимулів до модернізації інфраструктури, а підприємства залишалися без належного фінансового ресурсу для інвестування в оновлення основних фондів. Як наслідок, джерелом прибутку для підприємств на ринку газу ставало зловживання правилами газопостачання. У свою чергу збереження ціни на природний газ нижчою від ринкового рівня цілком задовольняло інтереси більшості домогосподарств, проте не створювало жодних стимулів до зменшення споживання та впровадження енергоефективних заходів.

Сформоване у попередні періоди інституційне середовище визначало поточну структуру сектора, рівень трансакційних витрат та умови реалізації ринкових відносин між суб'єктами. Економічна теорія стверджує, що зменшення трансакційних витрат можливе лише шляхом зміни правил ринку та форм бізнес-моделей, що має забезпечити дотримання принципів прозорості та відкритості ринкових відносин між усіма суб'єктами ринку. Це означає, що специфіка прийняття господарських рішень обумовлюється умовами інституційних обмежень. Д. Норт сформулював класичне тлумачення інституції як «правил гри у суспільстві або, точніше, придуманих людьми обмежень (формальних і неформальних), що спрямовують людську взаємодію в певне річище»[59].

Вплив трансакційних витрат, величина яких регулюється суспільством за допомогою інститутів, на поведінку суб'єктів ринку поставив під сумнів тезу про те, що ринок – це нейтральне організаційне та просторове утворення, на якому учасники приймають рішення та здійснюють товарообмінні операції, базуючись на

[59] Норт Дуглас. Институты, институциональные изменения и функционирование экономики / пер. с англ. А.Н. Нестеренко; предисл. и науч. ред. Б.З. Мильнера. Москва: Фонд экономической книги "Начала", 1997. 180 с.

величині цін[60]. Так, Р. Коуз наголошував, що ринки – це інститути, які існують для скорочення витрат за операціями обміну[61]. О. Вільямсон розширив цю тезу, стверджуючи, що фірми, ринки і контрактація є важливими економічними інститутами, головна мета яких полягає у мінімізації трансакційних витрат за результатами їх функціонування[62].

Розкрити теоретичне підґрунтя механізмів державної трансакційної політики дають змогу основні положення теорії трансакційних витрат. В її основі лежить поділ трансакційних витрат на втрати та на суспільні й приватні витрати. Суспільні трансакційні витрати зводяться до витрат, пов'язаних з прийняттям та дотриманням інституційних норм, тож за своєю сутністю ці витрати є інституційними. Суспільство, визначаючи інституційні умови здійснення трансакцій, може впливати як на структуру, так і на обсяг трансакційних витрат, тобто ефективність суспільних трансакційних витрат є найбільш дієвою умовою скорочення загальних трансакційних втрат. Важливим завданням трансакційної політики суспільства є перехід до інституційної ситуації, коли приватних трансакційних витрат виявиться достатньо для регулювання загального обсягу трансакційних втрат[63].

Проте суспільство не може скоротити трансакційні витрати у всіх учасників трансакційних процесів. У більшості випадків скорочення трансакційних витрат однієї зі сторін найбільш ефективно можна досягнути, поклавши здійснення трансакційних витрат у іншій формі

---

[60] Коуз Р. Фирма, рынок и право / пер. с англ. Б.Пинскер; под. науч. ред. Р.Капелюшникова. Москва: Новоиздательство, 2007. 224 с.;
Пустовойт О.В. Інституційна природа економічних циклів. Досвід України: монографія / НАН України, ДУ «Інститут економіки та прогнозування НАН України». Київ, 2016. 388 с.

[61] Уильямсон О. Экономические институты капитализма: фирмы, рынки, отношения, контрактация / пер. с англ. Санкт-Петербург: Лениздат; CEV Press, 1996. 702 с.

[62] Архієреєв С.І. Державна трансакційна політика та структурні перетворення економіки України. Харків: Константа, 2006. 108 с.

[63] Архієреєв С.І. Трансакційний сектор економіки України: монографія. Харків: Константа, 2003. 56 с.

на другу сторону. Доцільність подібного перерозподілу може бути обумовлена такими причинами:

- скороченням загального обсягу трансакційних витрат усіх суб'єктів суспільних відносин;
- скороченням надмірних трансакційних втрат;
- турботою про найменш захищених суб'єктів суспільно-економічних відносин.

Трансформація на ринкових умовах зумовлює збільшення частки приватного сектора, водночас за державою залишаються деякі специфічні функції, зокрема – встановлення правил здійснення угод, регуляторні дії щодо системи попередження та покарання за порушення правил ринку, судові функції. Зростання трансакційних витрат призводить до виникнення додаткових витрат практично в усіх учасників трансакцій, у тому числі й у окремих споживачів, змушених нести додаткові витрати, щоб запобігти втратам чи повернути втрачене. Це зумовлює підвищення важливості ролі держави, що повинна взяти на себе більше контролюючих функцій.

Необхідність та межі втручання держави в економічні відносини суб'єктів обумовлені властивостями конкретних трансакцій. Державна політика у сфері регулювання економічних відносин не повинна регламентувати абсолютно всі дії сторін. У багатьох випадках ринок сам спроможний у певних інституційних рамках вирішити більшість проблем. Відповідно до теорії трансакційних витрат їхня величина значною мірою визначається атрибутами трансакцій. Здійснювати заходи державної трансакційної політики доцільно, лише коли атрибути трансакцій обумовлюють надмірну величину трансакційних витрат або їх надто асиметричний розподіл. Під атрибутами трансакцій розуміють різноманітні фактори або параметри, що характеризують особливості здійснення трансакційних відносин[64]. Ґрунтуючись на аналізі таких атрибутів трансакцій, як специфічність активів, частота вчинення трансакцій, невизначеність дій сторін під час виконання угод, складність виміру результатів угод, спробуємо провести оцінку умов, що зумовили

[64] Juris A. Market Development in the U.K. Natural Gas Industry. Washington D. C.: The World Bank Group, 1998. 48 p.

потребу у трансформації газового сектора та перших результатів реформування ринку газу.

Специфічність активів. Газовому сектору притаманна висока специфічність інвестицій і активів та, відповідно, високий ризик опортуністичної поведінки суб'єктів ринку. За старої моделі організації ринку стан газових активів, насамперед газотранспортної інфраструктури, характеризувався відсутністю інвестицій у галузь, що унеможливлювало забезпечення відтворення основних фондів[65]. Наслідком цього було поступове фізичне і моральне зношування інфраструктури, що уже в середньостроковій перспективі могло призвести до виникнення критичних ситуацій із постачанням газу та неналежного надання споживачам енергетичних послуг.

Амортизаційне зношування української газотранспортної системи (ГТС), як зазначається в «Укртрансгазі», у середньому становить 61%; майже 20 000 км магістральних газопроводів (із 33 250 км) експлуатується понад 33 роки, а 74% газорозподільних станцій – понад 23 роки; ресурс газоперекачувальних агрегатів у середньому вичерпаний на 80%. Поступово збільшується кількість аварій на магістральних газопроводах: з 27 у 2013 р. до 34 в 2016 р. У 2014 р. кожен сотий кілометр розподільних газопроводів в Україні перебував у аварійному стані, до 2020 р. таким буде кожен десятий км, 3,5–4 тис. км необхідно замінювати щорічно. Вартість таких робіт для запобігання аварійності в газорозподільній системі України становить приблизно 2–2,5 млрд грн. Для нормальної планової, хоча і термінової, заміни технічно небезпечних ділянок щорічно потрібно близько 7 млрд грн. Технічний стан газорозподільних пунктів (ГРП) перебуває у не менш проблемному стані. Експерти припускають наявність лише 4% ГРП, що не потребують заміни. Якщо у 2014 р. кожен дванадцятий газорозподільний пункт в Україні перебував у аварійному стані, то до 2020 р., за продовження поточних тенденцій, аварійним буде вже кожний шостий ГРП[66].

---

[65] Річні звіти НКРЕКП 2015–2018. URL: http://www.nerc.gov.ua/index.php/map_9/data/filearch/Materialy_zasidan/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2018.pdf

[66] Казда С. Через 5 років аварійність розподільних газопроводів в Україні зросте в 10 разів. URL: https://104.ua

Попри таку кризову ситуацію, інвестиції у розвиток газорозподільних мереж (ГРМ) продовжують залишатися на вкрай низькому рівні. Згідно із затвердженими Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) планів розвитку газорозподільних систем операторів ГРМ, інвестиції у 2013 р. становили 1,12 млрд грн, у 2014 р. – 0,96 млрд грн, 2015 р. – 1,0 млрд грн, у 2016 р. – 1,8 млрд грн, у 2017 р. – 0,955 млрд грн, у 2018 р. – 1,203 млрд грн. При цьому, навіть за такого низького рівня планів інвестування, фактичні щорічні інвестиції є нижчими та інколи становили лише 50% від планів, зокрема у 2015 р.[67].

Сформована організаційна структура ринку за умов, коли частина ринкової (транспортної) інфраструктури належала державній вертикально інтегрованій компанії, що займала монопольне становище на більшості ринкових сегментів, продукувала ризики зловживань, зокрема, шляхом нечіткого обліку та можливості непрозорого перерозподілу природного газу між різними категоріями споживачів, покриття фізичних втрат мережі за рахунок кінцевих споживачів, формування бар'єрів для доступу незалежних постачальників до газотранспортної мережі, не створювала стимулів до скорочення компанією витрат та не давала можливості розвитку конкуренції за цінами та умовами постачання. Об'єктивно державній компанії, що одночасно постачала природний газ кінцевим споживачам і виконувала роль транспортного оператора, конкуренція була невигідною.

Подібні особливості та практики на ринку природного газу України формували значні втрати суспільства від сформованої моделі, а тому потребували ініційованих державою змін у структурі ринку та правилах гри. Лібералізація ринку в контексті загальної трансформації ринкової моделі передбачає виокремлення транспортної інфраструктури в незалежний об'єкт господарювання, основними функціями якого є надання послуг транспортування природного газу та отримання комерційного прибутку. Наявність на

[67] Річні звіти НКРЕКП 2015–2019. URL: http://www.nerc.gov.ua/index.php/map_9/data/filearch/Materialy_zasidan/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2018.pdf

сьогодні сформованої розгалуженої мережі газопроводів, відповідних інформаційних та контрольних систем стає об'єктивним фактором, що створює можливість для переходу до конкурентної організації ринку. В результаті амортизації ГТС знижується специфічність активів, тож передбачається, що при розширенні джерел постачання природного газу та розвитку інфраструктури повинен відбутися перехід від вертикальної інтеграції і двосторонніх довгострокових контрактів до класичних контрактів та управління трансакціями на основі ринкового механізму.

Такі зміни у функціонуванні суб'єктів, що надають послуги з транспортування природного газу, по суті призводять до того, що вони виконують роль посередників за Вільямсоном[68], і найбільш ефективною формою взаємодії з іншими суб'єктами постає класичний контракт. Це потребує деталізації контракту, який повинен мати всеосяжний характер. Також це означатиме, що трансакційні витрати зростають, проте обсяги зростання будуть значно меншими порівняно зі скороченням загальних втрат суспільством.

Аналіз виробничо-технічних витрат (ВТВ) газорозподільних мереж демонструє (рис. 2.3.), що обсяг втрат природного газу в системі протягом останніх 10 років залишається відносно стабільним, однак, враховуючи, що внутрішнє споживання за останні п'ять років значно скоротилося, то у відсотковому співвідношенні ВТВ лише зростають і навіть не відповідають рівню країн Центрально-Східної Європи.

Допоки зберігатиметься стара система тарифоутворення на послуги розподілення «витрати плюс» із відтермінуванням впровадження стимулюючого тарифоутворення для розподільчих операторів та максимальним заниженням тарифу регулятором, проблема зношуваності газотранспортної інфраструктури триватиме й надалі та породжуватиме лише зростання ризиків надійності функціонування мереж.

[68] Уильямсон О. Природа фирмы / под ред. О.И.Уильямсона и С. Дж. Уинтера. Москва: Дело, 2001. 360 с.

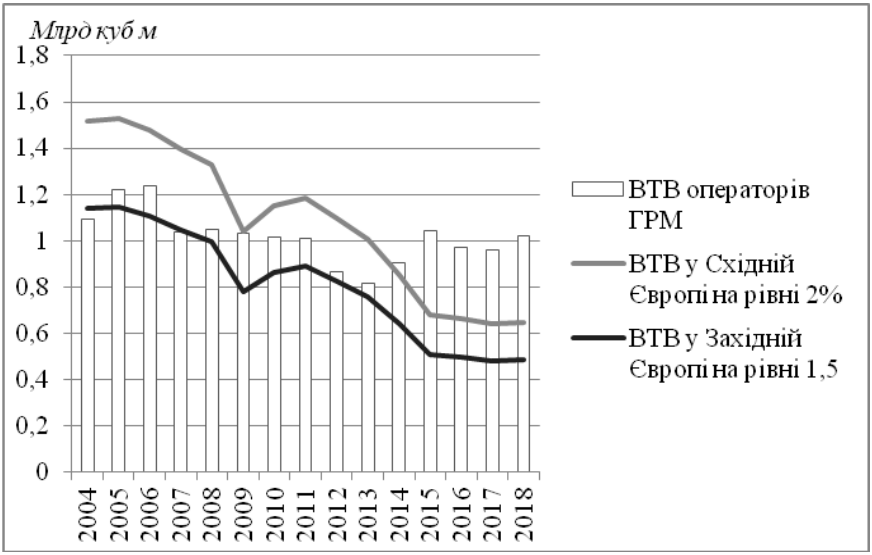


Рис. 2.3. Обсяги виробничо-технічних втрат операторів ГРМу порівняно з рівнем втрат у країнах Східної та Західної Європи

Джерело: на основі даних[69].

Частота вчинення трансакцій. У трансакціях, що повторюються, наступні дії сторін залежать від характеру виконання ними зобов'язань у минулому. Зазвичай це є достатнім стимулом для належного виконання угод та зниження пов'язаних трансакційних витрат. Тривалість контракту знижує трансакційні витрати, зокрема з пошуку контрагентів, оцінки якості послуг та самого товару, але

[69] Річні звіти НКРЕКП 2015–2019. URL: http://www.nerc.gov.ua/index.php/map_9/data/filearch/Materialy_zasidan/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2018.pdf; Інформаційний сайт газорозподільних компаній «104». URL: https://104.ua/ua/gas/id/chto-takoe-proizvodstvenno-tehnologicheskie-poteri-25117; Рибіцький І.В., Трофімчук В.І. Енерго-затратність газотранспортної системи (ГТС) України та основні чинники, які на неї впливають. *Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання*: зб. матеріалів доп. 8-ої наук.-техн. конф. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017. С. 169–171; Zachmann Georg, Golovin Sergiy. Accounting for gas distribution losses – German Advisory Group. URL: https://www.beratergruppe-ukraine.de/wordpress/wp-content/uploads/2014/06/TN_02_2015_en.pdf

ціною зростання витрат, пов'язаних зі специфікацією контракту[70]. Однак за умов відсутності конкурентного ринку та належного державного чи іншого громадського контролю за процесом господарських контрактацій у монополіста немає стимулів знижувати рівень операційних та технічних витрат, які перерозподіляються переважно на кінцевих споживачів без підвищення якості наданих послуг. Саме використання підходу «витрати плюс» у тарифоутворенні на послуги транспортування природного газу не створювало для операторів жодних економічних стимулів до зменшення витрат в обслуговуванні та впровадження енергоефективних заходів[71]. Зростання конкуренції на різних сегментах ринку природного газу покликано зумовити зміни форми трансакційних взаємовідносин, що вплине на структуру та тривалість контрактних відносин. Зміни подібного характеру дозволяють активніше використовувати класичну форму контракту на всіх сегментах ринку та перетворити ринок на гнучкіший до потреб кінцевих споживачів. Проте формування конкурентного ринку означатиме також зростання ex-ante трансакційних витрат для господарюючих суб'єктів (витрати на пошук контрагентів, розроблення контракту, проведення переговорів та інші). Водночас практика реформування газових ринків у напрямі лібералізації демонструє, що трансакційні втрати на збереження старої системи контрактних відносин при монополізованому газовому ринку однаково більші за трансакційні витрати, пов'язані із впровадженням та функціонуванням конкурентного ринку.

Так, починаючи з 2015 р. імпорт природного газу здійснює не лише державна компанія НАК «Нафтогаз України». За результатами 2018 р., на незалежні приватні компанії припадає близько 34% імпорту. Природний газ постачає 234 компанії, з них на НАК «Нафтогаз України» у цілому припадає близько 27% від загальних обсягів постачання природного газу на нерегульованому сегменті роздрібного ринку. Кількість споживачів, які змінили постачальника у 2018 р., становила 5 189, з них лише 69 побутових споживачів,

[70] Архієреєв С.І. Розвиток трансакцій кредитування та заходи регулювання їх витрат в Україні. Харків: Константа, 2007. 152 с.

[71] Юхимець Р.С. Особливості запровадження тарифної моделі «вхід-вихід» на ринку природного газу України. *Економіка і прогнозування*. 2017. № 1. С. 128–145. https://doi.org/10.15407/eip2017.01.128

решта 5120 – непобутові[72]. Однак умови функціонування роздрібного ринку для побутових споживачів та покладання спеціальних обов'язків на деяких суб'єктів ринку поки не дозволяють перетворити на конкурентні усі сегменти ринку природного газу.

Невизначеність дій сторін під час виконання угод. Попередня модель ринку природного газу нерідко відзначалася нечітко визначеними правомочностями між різними суб'єктами ринку в різних його сегментах, що породжувало значні зловживання. Однак поведінка господарюючих суб'єктів залежить саме від набуття тих чи інших прав власності[73]. Відповідно до Р. Коуза[74] та Дж. Стіглера[75], стверджується: «якщо права власності чітко визначені й трансакційні витрати дорівнюють нулю, то розподіл ресурсів у структурі виробництва залишатиметься незмінним і ефективним, незалежно від зміни в розподілі прав власності».

Приватизація за часи існування незалежності України часто мала стихійний характер та відбувалася з використанням позаконкурсних процедур. Наслідком такої приватизації стало те, що у багатьох сферах державна і приватна власність нечітко розмежовані, а власність значної частки активів є спірною. В умовах політичної нестабільності приватний власник не впевнений у захищеності своїх активів і незацікавлений здійснювати інвестування, бо його власність може бути відчуженою державою. Держава без відповідної інвентаризації неспроможна отримувати належну плату за надання права користування активами державної власності іншим суб'єктам, а це призводить до подальшого виникнення лише більших суспільних втрат. Особливо гостро ця проблема постає у сфері

---

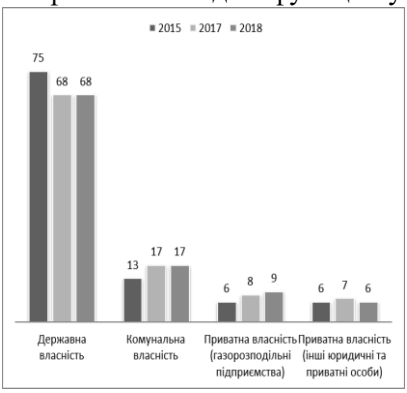
[72] Річні звіти НКРЕКП 2015–2019. URL: http://www.nerc.gov.ua/index.php/map_9/data/filearch/Materialy_zasidan/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2018.pdf

[73] Williamson Oliver E. The New Institutional Economics: Taking Stock, Looking Ahead. *Journal of Economic Literature*. 2000. No. 38(3). P. 595.

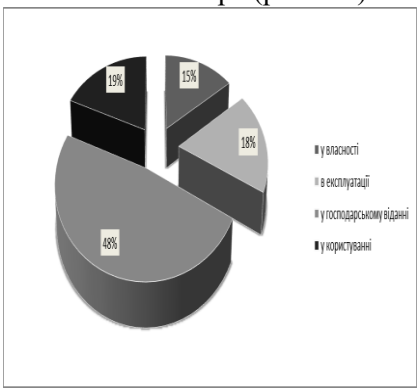
[74] Коуз Р., Фирма, рынок и право / пер. с англ.. Б. Пинскер; под. науч. ред. Р. Капелюшникова. Москва: Новое издательство, 2007. 224 с.

[75] Stigler George J. The process and progress of economics. Nobel Memorial Lecture by Graduate School of Business. University of Chicago, 8 December, 1982. 20 p.

експлуатації газових мереж, де невизначеність прав власності призвела до їхньої значної зношуваності та відповідного зростання виробничо-технічних витрат. Державу як господарюючий суб'єкт було значною мірою усунуто від управління стихійно приватизованими активами у газовому секторі, при цьому вона зберігала за собою соціально-економічні зобов'язання, що призводило до необхідності використання механізмів субсидіювання певних категорій споживачів або покриття втрат енергетичних компаній з державного бюджету. Зрештою це працювало на збагачення долучених бізнес-груп, кризу державних фінансів та збереження неефективної моделі функціонування газового сектора (рис. 2.4).



а) Структура власності газорозподільних систем, %



б) Структура використання газорозподільних систем у 2016, %

Рис. 2.4. Співвідношення структури власності та використання газотранспортних систем в Україні

Джерело: річні звіти НКРЕКП за 2015–2018 рр.

Основна проблема невизначеності прав власності в Україні полягає в тому, що держава здійснює лише реєстрацію прав власності, проте не має чітких механізмів її ринкового регулювання та судового захисту. Це призводить до виникнення супутніх бар'єрів на шляху розвитку енергетичного сектора: відсутності ефективних механізмів захисту прав власності, відсутності стимулів у власників активів до інвестицій в оновлення та розвиток через непевність стосовно остаточної юридичної належності активів, відсутності чіткої інвентаризації та встановлення приналежності активів

конкретним господарюючим суб'єктам, подрібнення майнових комплексів і прав належності, недотримання комерційних угод, втрати контролю над державними підприємствами, існування перехресного субсидіювання та застосування практики державних дотацій для певних секторів енергетики чи окремих підприємств.

Невизначеність прав власності зумовлює існування проблеми нечіткості «зосередження правомочностей» у прийнятті рішень стосовно певного активу. Дії дозвільного характеру, ліцензування, сертифікація, оцінка земель і планування розвитку територій та міського середовища зберігають галузевий розподіл правомочностей щодо одного й того ж об'єкта права власності. Відповідно юридична нечіткість визначення певних правомочностей певних господарюючих суб'єктів призводить до постійної появи суперечностей між господарюючими суб'єктами щодо отримання вигоди від наявного активу. Відсутність впорядкованості взаємовідносин між суб'єктами у сфері прав власності з позиції суспільних відносин унеможливлює встановлення єдиних правил гри для всіх економічних агентів, викликає зростання ризиків та витрат на захист майнових прав на активи, що зрештою уже веде до підвищення трансакційних витрат енергетичного сектора та зменшення його ефективності.

За часів незалежності уповноваженими державними органами України не було напрацьовано ефективних механізмів використання приватними операторами ГРС активів газорозподільних мереж державної власності. Держава фактично як власник цих мереж не могла отримувати належної оплати за їх експлуатацію, не було створено стимулів до модернізації мереж, а приватні оператори були зацікавлені постійно відображати зменшення вартості подібних активів. Не менш складним питанням залишається приналежність мереж, збудованих на кошти споживачів і переданих в експлуатацію операторам ГРС.

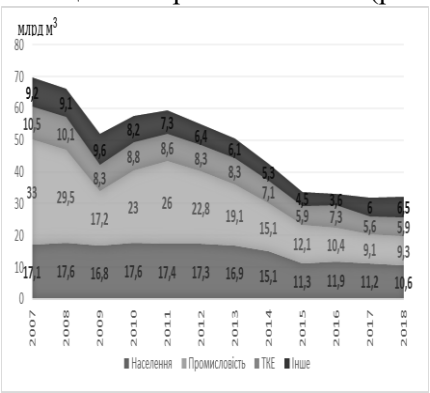
До консервації подібного становища та посилення негативних тенденцій призводила і модель ринку, де державна вертикально інтегрована компанія-монополіст дотримувалася практики адміністративного встановлення цін, а сам газовий сектор сприймався як донор для розвитку інших секторів економіки та фактор збереження низьких комунальних тарифів для населення. Держава у реформуванні правил гри у сфері прав власності повинна створити

ефективні механізми регулювання взаємовідносин між господарюючими суб'єктами шляхом встановлення чітких та прозорих єдиних правил щодо всіх аспектів володіння, користування, експлуатації, доступу до активів у газовому господарстві. Це вимагає лібералізації адміністративних взаємовідносин у дозвільній сфері, інвентаризації та остаточного закріплення майнових прав на спірні активи, що були приватизовані у попередні періоди.

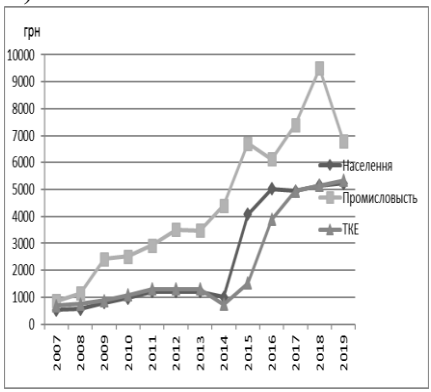
Складність виміру результатів угод. Цей фактор викликає зростання трансакційних витрат через недосконалість ринкової організації та непрозорість господарської діяльності внаслідок відсутності суворого обліку або його порушення. Відсутність безпосереднього 100% обліку споживання газу всіма категоріями споживачів за існуючої до останнього часу тарифної сітки створювало передумови до зловживання комерційною реалізацією природного газу, призначеного для домогосподарств. Завищення норм споживання газу домогосподарствами без лічильників давало постачальникам змогу реалізовувати за комерційним тарифом фактично не спожитий населенням природний газ, при цьому відображаючи, що цей ресурс уже був спожитий домогосподарствами.

Існуюча система тарифоутворення не сприяла раціональній поведінці споживачів, що посилювало тиск на державний бюджет та створювало додаткові надмірні трансакційні втрати для суспільства. За проаналізований період лише з 2007 р. по 2015 р. близько 7–9 млрд куб. м природного газу щорічно реалізовувалося підприємствам теплокомунальної енергетики (ТКЕ) за економічно необґрунтованими цінами, що були понад удвічі нижчими порівняно із тарифами для промислових споживачів та бюджетних установ. Занижений (субсидійований) у 5,5 раза тариф для домогосподарств порівняно з тарифом для промислових підприємств зумовлював несправедливий розподіл вигід між різними децильними групами домогосподарств, унаслідок чого платоспроможні категорії однаково недоплачували повну вартість послуг газопостачання, що в кінцевому результаті призводило лише до зростання трансакційних суспільних втрат. Поклавши ціну імпорту як базову ціну природного газу та враховуючи, що тарифи на послуги теплопостачання у минулі роки були занижені на 40%, 20% найбагатших

домогосподарств отримували субсидій у 2,4 раза більше, ніж 20% найбідніших[76]. Наслідком такої політики стало зростання збитковості НАК «Нафтогаз України», дефіцит бюджету якого в 2014 р. становив 85,5 млрд грн (5,6% ВВП). Подібні викривлення у сфері державних фінансів та економічної моделі загалом ставали причиною великих трансакційних витрат, а суспільний розподіл фінансової підтримки функціонування економіки (бюджетне фінансування) призводив до ще більшого зубожіння найменш захищених верств населення (рис. 2.5).



а) Споживання природного газу в Україні за категоріями споживачів, *млрд куб. м*



б) Ціна природного газу як товару за категоріями споживачів 2007–2018, *грн*

Рис. 2.5. Обсяги споживання та ціна на газ як товар за категоріями споживачів

Джерело: за даними НКРЕКП, НАК «Нафтогаз».

Сформована модель національного ринку природного газу не сприяла зростанню інвестицій у внутрішній видобуток та досягнення незалежності від зовнішніх джерел постачання. Державна патерналістська політика з адміністративним встановленням значно занижених цін на природний газ для кінцевих споживачів позбавляло газовий сектор, особливо державний, фінансових ресурсів, які можна було б інвестувати у власний видобуток.

[76] Чепелєв М.Г. Моделювання та оцінка економічних наслідків зміни політики субсидіювання на ринку природного газу України. *Економіка промисловості*. 2014. № 3 (67). С. 32–40.

Результатом такої політики стало те, що з 2004 р. по 2018 р. Україні довелося імпортувати природного газу на суму близько104 млрд дол. США[77]. Плата за імпорт природного газу призводила до погіршення зовнішньоторговельного балансу України та позбавляла газовий сектор внутрішніх інвестицій, що сприяли б розвитку національної економіки та енергетичної безпеки.

На кінець 2015 р. без обліку залишалося 2, 902 млн абонентів (з 3,992 млн), або 72,7%, які використовують природний газ для приготування їжі; близько 18% споживачів, які використовували газ для підігріву води та приготування їжі та 1% споживачів, які використовували газ комплексно, в тому числі для опалення, не були забезпечені приладами обліку. Наслідком реформ стало те, що станом на початок 2019 р., за даними операторів ГРМ, без комерційного обліку природного газу залишається 1,278 млн абонентів, які споживають природний газ тільки для приготування їжі[78]. Лібералізація економічних відносин на ринку природного газу та встановлення ринкового ціноутворення на певних сегментах ринку дозволили стабілізувати внутрішній видобуток природного газу зі щорічною тенденцією до зростання, державна компанія НАК «Нафтогаз України» перестала бути збитковою.

Атрибути трансакцій є не тільки орієнтирами, а й результатами дії державної трансакційної політики. Залежно від обраної державної трансакційної політики змінюється додатковий атрибут – ступінь інституційного регулювання трансакцій. Таке регулювання спрямоване на вживання заходів, які безпосередньо забезпечують скорочення трансакційних витрат. Чим вищий ступінь інституційного регулювання, тим меншим виявляється рівень трансакційних витрат. Однак надмірно велика зарегульованість також може призводити до збільшення трансакційних витрат, а тому необхідно зуміти дотримуватися ефективного балансу державного регулювання. Уведення ліберальних інституційних норм має на меті забезпечити залучення нових інституційних суб’єктів до заняття

[77] Державна служба статистики України. URL: http://www.ukrstat.gov.ua/

[78] Річні звіти НКРЕКП 2015–2019. URL: http://www.nerc.gov.ua/index.php/map_9/data/filearch/Materialy_zasidan/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2018.pdf

трансакційними видами діяльності та зумовити зростання легального трансакційного сектора. Саме розширення легального трансакційного сектора на ринку природного газу України становило одне із завдань реформування економіки та виведення економічних відносин із тіні.

2.3. Зміна ролі держави у регулюванні економічних відносин на ринку природного газу

Протягом довгого періоду державне регулювання забезпечувало необхідну для газового сектора стабільність та створювало умови для розвитку газотранспортної інфраструктури. Однак адміністративне регулювання не сприяє формуванню оптимального ціноутворення, що мало би забезпечувати газові монополії достатнім рівнем дохідності для розширення видобутку та розвитку газотранспортних мереж та збільшувати ефективність компаній шляхом зниження витрат. Як правило, компанії-монополісти не були зацікавлені в тому, щоб підвищувати ефективність сектора. Водночас держава, володіючи такими важелями впливу на функціонування газового сектора, зумовлювала формування двох протилежних за наслідками для економіки моделей, що характеризувалися або завищеним, або заниженим рівнем цін. Підвищення цін на газ – для подальшого перерозподілу монопольних надприбутків на соціальні потреби – призводить до виникнення незадоволення споживачів, зменшення конкурентоспроможності продукції (ситуація у країнах ЄС). Утримання низької ціни на газ задля стимулювання розвитку інших секторів економіки призводило до виникнення дефіциту газу через недостатню кількість інвестицій у відтворення видобування (ситуація в США і Україні).

Унаслідок реформ, що були спричинені розповсюдженням ліберальної доктрини, держава з метою розвитку конкуренції розпочала трансформацію газового сектора. Основні принципи й умови дерегулювання газових ринків були такі[79]:

[79] Goldthau Andras. The politics of natural gas development in the European Union. Houston: The James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University Press, 2013. 43 p.

- відмова від державного регулювання відпускних цін виробників і цін на оптовому ринку газу, при цьому держава продовжує регулювати роздрібні ціни у побутових споживачів та ціни на транспортні послуги;
- приватизація державних холдингів і розділення природних монополій та потенційно конкурентних видів діяльності газотранспортних компаній (розділ функцій транспортування, видобування, постачання) за збереження жорсткого регулювання природно монопольного сегмента, виключаючи тарифне регулювання;
- надання великим споживачам право вибору постачальника;
- стимулювання в різних формах входження нових учасників на потенційно конкурентні сегменти ринку;
- впровадження недискримінаційного для третіх осіб доступу до газотранспортних систем для споживачів, виробників, трейдерів та постачальників, що дозволяє перейти до системи, за якої в учасників газового ринку є можливість купувати газ безпосередньо у виробників.
- створення умов, які сприяють розширенню вторинної торгівлі транспортними потужностями та потужностями підземних газосховищ – перепродаж зарезервованих потужностей;
- забезпечення високої прозорості ринку шляхом встановлення публічно доступних інформаційних джерел, що надають дані про об'єми постачання, попиту, наявності потужностей, цін тощо.

Цей етап передбачає, що навантаження на регулюючі органи лише зростає, при цьому відбувається одночасне зміщення акцентів діяльності від прямого регулювання цін до розроблення правил функціонування галузі. Найбільш відповідальним питанням у цьому контексті є норми стосовно механізму надання доступу до газопроводів. Після проведення лібералізації держава регулює лише державні компанії, монополії, а на всіх інших конкурентних сегментах відбувається відмова від прямого регулювання[80].

Роль держави, трансформуючись від функцій управління до функцій регулювання, особливої ваги набуває на етапі зміни моделі ринку. Формування нової моделі зумовлює необхідність втілення нових правил функціонування ринку згідно з новими умовами та вимогами, забезпечення ефективного підґрунтя трансформації та подальшої діяльності нових інститутів та інституцій. Досягнення цих

[80] Mariner-Volpe B., Trapmann W. The U.S. Natural Gas Markets and Industry. Washington D.C.: Energy Information Administration, 2003. 38 p.

результатів здійснюється державою за допомогою державної політики.

Важливим аспектом є те, що дерегулювання – це лише один із факторів, який сприяє розвитку конкуренції, але без надлишку як самого товару, так і транспортних потужностей, конкуренцію забезпечити важко[81]. Відповідно до чотирьохетапної моделі саме наявність розгалуженої газотранспортної мережі, розвинених контрольних та інформаційних систем на всіх етапах інфраструктури руху газу системою вважається об'єктивною передумовою переходу до конкурентної організації ринку газу[82]. Це положення аргументується тим, що формування базової інфраструктури завершено і відповідні інвестиції окупилися. В результаті амортизації газотранспортної системи відбувається зниження специфічності активів. Таким чином, передбачається, що при збільшені джерел постачання і подальшого розвитку інфраструктури повинен відбутися перехід від вертикальної інтеграції та двосторонніх довгострокових контрактів до класичних контрактів та управління трансакціями на основі ринкових засобів.

Лібералізація ряду зарубіжних і вітчизняного ринків газу, що здійснюють уряди країн, виникає не як природний підсумок еволюції ринків газу, як передбачається відповідно до чотирьохетапної моделі, а як революційні зміни, що здійснює держава. В Україні саме держава, керуючись політичними та економічними міркуваннями, виступила ініціатором серйозних змін у структурі газового ринку. При цьому визначальним фактором цих змін стала глобальна парадигма державного регулювання і пріоритети енергетичної політики.

Трансформація ринку природного газу відбувається в двох основних аспектах – зміна ролі держави на ринку та зміна власне самого функціонування ринку. Зміни функціонування ринку проявляються у встановленні меж державного втручання у діяльність

[81] Regulatory Reform: European Gas / International Energy Agency. Paris: IEA Publications, 2000. 122 p.

[82] Крюков В.А. Институциональная структура нефтегазового сектора: Проблемы и направления трансформации. Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1998. 280 с.

ринку. Самі ці обмеження формують нові особливості контрактних відносин між різними суб'єктами ринку (табл. 2.2.).

Межі регулювання можна розділити на чотири основні сфери:

- контроль цін і ціноутворення;
- якість продукції або надання послуг;
- умови функціонування ринку;
- інше, що включає функціональний розподіл, а також питання транскордонної взаємодії.

Контроль цін та ціноутворення є найбільш вживаним засобом державного регулювання економічної взаємодії суб'єктів ринкових відносин. Цей напрям регулювання передбачає впровадження різноспрямованих заходів впливу на суб'єкти ринкових відносин, таких як:

- встановлення норми валового прибутку;
- коригування ціни/прибутку;
- оцінка ефективності;
- методика формування тарифів.

Таблиця 2.2

Межі державного регулювання в умовах лібералізації на окремих сегментах ринку природного газу

Регулювання / Сектори		Сектор транспортування	Сектор розподілення	Сектор постачання
Контроль цін та ціноутворення	Встановлення норми валового прибутку	1. Встановлення і розподіл питомої ваги доходу між точками входу і виходу. 2. Визначення рівня ефективності. 3. Регулювання норми прибутку	1. Встановлення і розподіл питомої ваги доходу між точками входу і виходу. 2. Визначення рівня ефективності. 3. Регулювання норми прибутку	Регулювання норми прибутку
	Коригування ціни/прибутку	1. Регулювання TSO (регулювання на основі цін та регулювання на основі витрат), правил обліку витрат. Оцінка активів. Період регулювання. 2. Регулювання розділення	1. Регулювання ціни/витрат на DSO, правил обліку витрат. Оцінка активів. Період регулювання. 2. Регулювання розділення пропускної здатності та товару, який має	1. Регулювання тарифів повинно бути спрямованим на зниження експлуатаційних витрат. 2. Наявна модель оподаткування. 3.Наявна модель відшкодування субсидій

Регулювання / Сектори		Сектор транспортування	Сектор розподілення	Сектор постачання
		пропускної здатності та товару, який має транспортуватися. 3. Зменшення плати за транспортування на короткі відстані	транспортуватися. 3. Модель тарифу за потужність 4. Плата за експлуатацію мереж державної власності	
	Оцінка ефективності	1. Розрахунок питомих граничних витрат для кожної точки «входу-виходу», географічна поправка або обмеження. 2. Регулювання ризиків, що покладаються на компанії. 3. Бенчмаркінг. 4. Стимулювання скорочення операційних витрат обслуговування. 5. Плани розвитку мереж	1. Бенчмаркінг. 2. Регулювання ризиків, що покладаються на компанію. 3. Стимулювання скорочення операційних витрат обслуговування. 4. Плани розвитку мереж	1. Проєктування фінансових заходів, які повинні стимулювати інвестиції в засоби, що забезпечуватимуть найефективніше рішення для всіх користувачів. 2. Регулювання тарифів, щоб вони сприяли гнучкості/перерозподілу піків. 3. Регулювання ризиків, що покладаються на компанії. 4. Бенчмаркінг. 5. Стимулювання скорочення операційних витрат обслуговування. 6. Контроль технічної відповідальності та кваліфікаційної підготовки
	Методика формування тарифів	1. Тариф економічно відображає недискримінаційність стосовно всіх суб’єктів та ефективно надає сигнали на запити ринку. 2. Тариф «вхід-вихід» дає можливість більш повноцінно відображати вартість транспортування у вузлових та складних транзитних мережах. 3. Встановлення національним	1. Тариф економічно відображає недискримінаційність стосовно всіх суб’єктів та ефективно надає сигнали на запити ринку. 2. Встановлення методології тарифоутворення на DSO. 3. Встановлення критеріїв фінансової відповідності. 4. Дотримання принципу прогнозованості	1. Тариф економічно відображає недискримінаційність стосовно всіх суб’єктів та ефективно надає сигнали на запити ринку. 2. Встановлення методології тарифоутворення для кінцевих споживачів. 3. Дотримання принципу прогнозованості та прозорості

Регулювання / Сектори		Сектор транспортування	Сектор розподілення	Сектор постачання
		регулятором методології розрахунку тарифу. 4 Дотримання принципу прогнозованості та прозорості	та прозорості	
Якість продукції або надання послуг	Безперервність поставок	1. Регулювання переривання потужностей або обмежене розміщення. 2. Плата за балансування	1. Регулювання переривання потужностей або обмежене розміщення. 2. Плата за балансування	1. Державний захист споживачів та контроль за дотриманням якісних та технічних стандартів. 2. Регулювання норм страхового запасу. 3. Вимоги до потреб бронювання потужностей декількох точок входу та виходу. 4. Вимоги до диверсифікації
	Технічна якість	1. Регулювання TSO щодо якості продукції/ послуг. 2. Регулювання TSO щодо дотримання технічних регламентів. 3. Регулярність перевірок стану мереж	1. Встановлення стандартів якості, захист споживачів та контроль дотримання технічних, якісних стандартів. 2. Державний моніторинг. 3. Регулярність перевірок стану мереж	1. Вимоги та моніторинг обліку. 2. Запровадження стимулювання / обов'язкового втілення «розумних» технологій. 3. Контроль технічних показників та кваліфікаційного забезпечення
	Комерційна якість	1. Ліцензування. 2. Фінансова гарантія та забезпечення	1. Ліцензування. 2. Фінансова гарантія та забезпечення	1. Вимоги та моніторинг обліку. 2. Регулювання тарифу для незахищених споживачів. 3. Ліцензування. 4. Регулювання «постачальника останньої надії». 5. Фінансова гарантія
Умови функціонування ринку	Правила ринку та правила контракту	1. Регулювання правил перепродажу потужностей. 2. Регулювання окремих транзитних контрактів. 3. Регулювання	1. Регулювання «правило першого», «аукціон», «пропорційно до потужності», додаткові витрати за невикористанні	1. Регулювання віртуальної точки (VP). 2. Регулювання розподілу на рівні DSO: постачання та транспортування. 3. Встановлення стандартів якості, захист споживачів та

Регулювання / Сектори		Сектор транспортування	Сектор розподілення	Сектор постачання
		ринкової зони. 4. Ліцензування. 5. Регулювання «правило першого», «аукціон», «пропорційно до потужності», додаткові витрати за невикористанні потужності. 6. Регулювання умов експлуатації магістральних мереж (Типовий договір)	потужності. 2. Продаж газу незалежно від розміщення. 3. Регулювання умов експлуатації розподільчих мереж (Типовий договір). 4. Регулювання умов приєднання та обслуговування мереж	контроль дотримання технічних, якісних стандартів. 4. Регулювання підключення альтернативних джерел до мережі. 5. Ліцензування. 6. Регулювання «постачальника останньої надії». 7. Регулювання умов постачання природного газу кінцевим споживачам (Типовий договір)
	Системні та мережеві правила	1. Регулювання правил балансування. 2. Поділ точок «вхід-вихід» для розподілу потуж-ностей покращує ліквідність ринку – продаж незалежно від фізичного потоку або розташування. 3. Правила переспрямування потоків, обме-ження та пріори-тетності. 4. Гармонізація з ЄС через систему «вхід-вихід». 5. Встановлення норми наявності балансуючого газу. 6. Регулювання умов приєднання до магістральних мереж та обслуговування мереж. 7. Типові договори	1. Регулювання взаємозв'язку між DSO і TSO. 2. Регулювання розподілу на рівні DSO: постачання та транспортування. 3. Регулювання умов приєднання до розподільчої мережі (Типовий договір) та обслуговування мереж	1. Дотримання умов кодексів при постачанні. 2. Виконання умов контрактів, зокрема типових договорів з транспортними операторами
	Моніторинг ринку	Вимоги до обліку, звітності, відкритості та	Вимоги до обліку, звітності, відкритості та	Вимоги до обліку, звітності, відкритості та прозорості

Регулювання / Сектори		Сектор транспортування	Сектор розподілення	Сектор постачання
		прозорості	прозорості	
	Безпека постачання	1. Регулювання транспортного оператора (TSO). 2. План заходів у кризовий період	1. Регулювання розподільчого оператора (DSO). 2. План заходів у кризовий період	1. Вимоги до диверсифікації та сценаріїв постачання. 2. План заходів у кризовий період
Функціональний розподіл та транскордонна взаємодія		1. Договори «входу-виходу». 2. Гармонізація з ЄС через систему «вхід-вихід». 3. Регулювання окремих транзитних контрактів. 4. Розвиток спільної інфраструктури. 5. Unbundling	1. Договори «входу-виходу». 2. Unbundling	Регулювання довгострокових контрактів

Джерело: розроблено автором.

Встановлення вимог до норми прибутку передбачає контроль за обсягами операційних витрат та податковою знижкою на капітальні видатки (такі як оцінка активів, амортизація, регуляторна база активів, вартість капіталу). Коригування ціни/прибутку може бути як автоматичним, так і регульованим, що обумовлює застосування спеціальної формули контролювання цін/прибутку.

Регулюючі органи зацікавлені в розвитку газового сектора, відповідно до цього вони встановлюють цілі щодо покращення ефективності, оцінюють неефективність діяльності регульованих постачальників послуг (порівняльний аналіз), а також використовують різноманітні методики, зокрема непараметричні моделі (аналіз охоплення даних), параметричні моделі (метод найменших квадратів, стохастичний граничний аналіз), технічні моделі. Усі зазначені методи передбачають лише одне – допомогти регулюючим органам оцінити ефективність роботи компанії та визначити цільові параметри підвищення ефективності[83].

Регулювання структури тарифів вимагає запровадження нових правил та принципів розподілу витрат. Ціна може бути диферен-

[83] Pollitt C., Bouckaert G. Public Management Reform: A Comparative Analysis. Oxford: University Press, 2004. 240 p.

ційованою через рівень завантаженості, місця, термін використання, споживання газу, тобто максимальну споживану потужність.

Однак регулювання не обов'язково має зосереджуватися виключно на ціновому регулювання. Так, іншою важливою сферою регулювання є якість надання послуг, що включає три основні групи:

- безперервність поставок;
- технічну якість;
- комерційну якість.

Наступною великою сферою регулювання виступають умови функціонування ринку. Роль органів регулювання полягає у заохоченні до добросовісної конкуренції, що досягається за допомогою формування відповідних правил ринку та подальшого моніторингу. Цю сферу становлять такі групи:

- правила ринку та правила контракту;
- системні/мережеві правила;
- моніторинг ринку;
- безпека постачання.

Перша група регулює взаємовідносини функціонування ринку. Регулювання в цьому випадку стосується умов функціонування (участі, подання пропозицій, визначення цін, розрахунків), управління перевантаженнями, контролю балансування ринку (закупівлі запасів, балансування, врегулювання дисбалансів), процедур, що супроводжують зміну споживачами постачальників. Правила функціонування можуть бути відображені у спеціальному кодексі або кількох окремих документах[84].

Системні та мережеві правила – це особлива нормативно-технічна складова взаємовідносин суб'єктів ринку, що визначають технічні норми, процедури та правила функціонування ринку. У цьому сенсі йдеться про умови планування (стандарти, нормативи, захист), умови підключення, роботу системи (регулювання потоків, регулювання потужності, керування порушеннями в системі), вимоги щодо дозування – тобто про всі технічні аспекти, необхідні для чіткого та відкритого визначення правил між учасниками.

---

[84] Лір В.Е. Інформаційно-організаційні аспекти формування та моніторингу енергетичного балансу України. *Економіка промисловості*. 2016. № 4. С. 5–21.

Моніторинг ринку передбачає здійснення контролю функціонування ринку. У цьому контексті контроль може проявлятися у двох напрямах – як контроль за дотриманням встановлених вимог, що спрямований на забезпечення дотримання сторонами нормальних процедур, та контроль у вигляді моніторингу конкуренції (ринкової концентрація, антиконкурентних дій), аналіз функціонування ринку.

Забезпечення безпеки постачання є важливою складовою повноцінного та ефективного функціонування ринку. Директива ЄС чітко виділяє чотири елементи контролю безпеки, зокрема, достатність виробництва, розвиток мереж, балансування попиту та пропозиції, оперативну безпеку. Однак регулювання безпеки постачання не становить якусь окрему сферу здійснення контролю, а швидше – невід'ємну складову попередніх напрямів, що реалізується органами влади в комплексі[85].

Остання сфера регулювання включає вимоги функціонального розподілу (бухгалтерські, функціональні, правові, вимоги щодо власності). Важливим питанням контролю та регулювання є питання транскордонної взаємодії ринків України з сусідніми державами і, зокрема, з газовим ринком ЄС. Управління взаємозв'язками критично значуще для інтеграції ринків, тому існують чіткі правила для поліпшення ринкової інтеграції та продуктивності не тільки на національному, а й на регіональному рівнях.

Серед методів регулювання можна виділити три основні сфери:

- контроль цін;
- якість постачання;
- умови функціонування ринку.

Перша сфера методів регулювання складається з трьох великих груп, а саме:

- регулювання норми прибутку;
- регулювання граничних значень ціни та доходу;
- регулювання на базі порівняльних показників ефективності.

[85] Договір про заснування Енергетичного Співтовариства від 25.10.2005. URL: http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/994_926

У частині накладання обмежень на норму прибутку не існує жодних цільових показників ефективності. Основні засоби оподаткування у сфері нафти і газу становлять[86]:

1) податок на прибуток – 18%;

2) плата за використання надр, яка виплачується залежно від обсягу і типу фактично вироблених вуглеводнів і встановленої розрахункової ціни продукції. Різні ставки оподаткування застосовується залежно від глибини, на якій добувається природній газ та області, в якій розташовані родовища;

3) ПДВ, у розмірі 20%.

Другою групою методів регулювання є якість надання послуг, що складається з:

- мінімальних стандартів якості;
- системи стимулювання;
- непрямого контролю якості.

Головна сутність методу мінімальних стандартів якості полягає у запровадженні гранично мінімального рівня стандартів, за порушення яких передбачається встановити систему покарання. Логіка такого підходу полягає в тому, що в разі недотримання цього мінімального стандарту на компанії накладатимуться покарання у вигляді фінансових стягнень, що, водночас, має стати і стимулом до виконання цих стандартів.

Система стимулювання є найпоширенішим підходом, і в цьому випадку використовуються не тільки штрафи, а й схеми винагороди. Це означає, що виконання, краще за нормативний показник якості, зумовлює винагороду, гірше – призводить до штрафу.

Третю групу становить непрямий контроль якості, що використовує оприлюднення результатів якості роботи компаній, полегшення участі клієнта у процесі регулювання та участі регулюючих органів в управлінні конфліктами.

Структуру нормативно-правового забезпечення режиму регулювання ринку газу можна сформулювати таким чином:

- первинне та вторинне законодавство;

[86] Oil and Gas Regulation 2013. Ukraine Chapter. International comparative legal guides. URL: http://www.iclg.co.uk/practice-areas/oil-and-gas-regulation/oil-and-gas-regulation-2013/ukrainee

- регулятивні наміри, тобто рішення регулюючих органів стосовно конкретних питань;
- умови ведення ліцензійної діяльності (наприклад, виробництва, передачі, розподілу, постачання, торгівлі);
- правила з різною правовою природою (наприклад, ринкові правила, мережевий кодекс, правила ціноутворення). Загалом вони формалізують весь процес;
- консультації та документи про стан справ (визначають регулятивні погляди та очікування). Це, зазвичай, документи, які використовуються у процесі консультацій, коли регулюючий орган обговорює з регульованим сектором, як проєктувати контроль за цінами. Ці документи мають дуже різну природу .

ДОСВІД КРАЇН ЄВРОПИ У ВРЕГУЛЮВАННІ РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

3.1. Еволюція системи ціноутворення на європейському газовому ринку: основні передумови до лібералізації

Розвиток сучасної газової промисловості Західної Європи розпочався з відкриття родовища Гронінген у 1959 р. Великі поклади природного газу обумовлювали потребу в його експорті у інші країни Європи – задля того щоб через необхідні великі обсяги інвестицій видобуток був рентабельний. Гронінген став першим великим експортним проєктом природного газу у світі, а сформована на його основі бізнес-модель стала еталоном на ринках природного газу надалі.

Зазвичай на великих інвестиційних проєктах із видобутку природного газу використовували модель ціноутворення «витрати плюс», що забезпечувало тривале збереження ціни на газ, оскільки значна частина витрат припадала на інвестиційні витрати, а витрати на технічне обслуговування, як правило, були пропорційними інвестиційним витратам. Саме за умов стабільних цін на нафту спочатку відбувалося постачання із Гронінгена і тому продаж газу з Нідерландів відбувався за фіксованою ціною, без прив’язки до альтернативних видів палива, із можливістю перегляду цінових умов раз на три роки. Згодом уряд Нідерландів спільно з компаніями Esso та Shell, задля максимізації доходів держави від видобутку природного газу, сформували нову концепцію ціноутворення, відповідно до якої ціна газу мала дорівнювати вартості заміщення газу іншими можливими енергоресурсами на ринку в поєднанні з концепцією довгострокових контрактів, що має забезпечити зобов’язання мінімальної оплати на основі ціноутворення за принципом «нетбек». На відміну від моделі ціноутворення «витрати плюс», модель, що передбачає формування ціни газу на основі вартості альтернативних видів палива, потребує періодичного перегляду, оскільки вартість заміщення змінюється залежно від ринкової кон’юнктури.

Використання довгострокових контрактів було покликано максимізувати дохід від ренти у країні-експортері та гарантувати реалізацію природного газу. Країна-експортер приймала на себе ризики зміни ціни газу залежно від динаміки ринкових цін на альтернативні види палива, водночас покупець зобов'язувався викупити певний мінімальний обсяг природного газу на умовах «бери або плати» в обмін на отримання задовільної маржі.

Запровадження регулярного перегляду цін дало змогу систематично коригувати цінову формулу продажу природного газу з урахуванням зміни ролі газу на західних енергетичних ринках. Спершу для визначення індикативної ціни використовувалися угоди компанії Gasunie, оскільки внутрішній ринок Нідерландів, куди переважна здійснювалися поставки компанії, був подібним до національних ринків країн – імпортерів нідерландського газу. З 1992–1993 рр. ціноутворення газу на норвезькому нафтогазовому родовищі Троль, унаслідок участі у проєкті значної кількості міжнародних компаній, отримало аналогічний індикативний статус.

Спершу ціна природного газу та його конкурентоспроможність значною мірою визначалася ціною на мазут, який використовували промислові споживачі. З розширенням використання природного газу для побутових потреб у формулі ціноутворення дедалі більшу частку почало посідати котельне пічне паливо (англ. Light fuel oil) – до 60–65%; решту кошика для розрахунку цінового індексу становили види палива, з якими природний газ конкурував у промисловості та електроенергетиці, головним чином – мазут.

Зміна ринкової кон'юнктури впливала на тип нових контрактів та зумовлювала регулярний перегляд умов ціноутворення та рівня самих цін. Трансформація формули ціноутворення відбувалася з метою відображення у ній зміни ролі природного газу як ресурсу на енергетичних ринках, у структурі виробництва електроенергії та конкуренції між різними постачальниками природного газу, зокрема шляхом збільшення частки газойлю (дизельного палива).

До кінця минулого століття імпортований природний газ у країнах Європи зазвичай не використовували у великих обсягах для виробництва електроенергії у разі наявності інших джерел генерації. На відміну від Великої Британії, перехід електроенергетики на газ у

континентальній Європі був обмеженим, за винятком Італії. Однак поширення використання газу у виробництві електроенергії у великих країнах обумовило те, що з 1990-х років близько 10% у формулі газової ціни постачальники почали прив'язувати до цін на вугілля.

На кінець 90-х років, попри значні реформи газового ринку Євросоюзу, основними інструментами імпорту продовжували залишатися довгострокові контракти. Короткострокові операції почали з'являтися лише із середини 2000-х років і, головним чином, на імпортований газ із Великої Британії або на LNG-газ, що надійшов до Бельгії із-поза меж ЄС. Окрім адаптації формули ціноутворення до нового конкурентного середовища, нові імпортні проєкти продовжували зберігати принципи довгострокових контрактів із деякими змінами щодо умов обсягу постачання, його термінів та місця передачі.

У країнах Центрально-Східної Європи до кінця 80-х років транскордонні енергопотоки між країнами визначалися спільним централізованим плануванням і, як правило, реалізовувалися на умовах бартеру. Постачання природного газу здійснювалося як компенсація за участь у будівництві газотранспортної інфраструктури або як плата за послуги транзиту. Надалі такі країни, як НДР (Східна Німеччина), Чехословаччина, Болгарія, Румунія укладали договори з СРСР на умовах довготривалих контрактів із мінімальною оплатою та договорами довгострокового транзиту[87].

Водночас – із поширенням доктрини дерегуляції економічних відносин, що було обумовлено виникненням запиту на формування нових ринкових умов, – із 1980-х розпочалася реалізація політики формування конкурентного ринку природного газу з відповідною трансформацією інституційного середовища. Спершу лібералізація ринку розпочалася у США та Канаді (1984–1995 рр.), потім у Великій Британії (1985–1998 рр.), з 1995 р. – у Японії, а з 1998 р. – у всіх країнах ЄС у рамках загальної політики розвитку.

[87] Putting a Price Onenergy International Pricing Mechanisms for Oil and Gashttps. URL: https://www.energycharter.org/what-we-do/trade-and-transit/trade-and-transit-thematic-reports/putting-a-price-on-energy-international-pricing-mechanisms-for-oil-and-gas-2007/

Зростання конкуренції змінило форми економічних відносин на ринку природного газу, що зумовило зміну структури та тривалість газових контрактів. Зменшення державного втручання в рамках реалізації політики лібералізації та впровадження ринкових механізмів на різних сегментах ринку зумовило поширення класичних короткострокових контрактів. Наявність широкого доступу до мереж і розмежування функцій газотранспортних компаній за умов насиченості ринку спричинило появу короткострокової пропозиції природного газу за демпінговими цінами. Це обумовило подальший розвиток короткострокової торгівлі газом, а надлишок ресурсу сприяв зниженню цін.

Спершу контракти на постачання укладались як двохсторонні угоди, за яких продавець та покупець на ринкових умовах узгоджували всі деталі угоди. Однак при збільшенні обсягів торгівлі природним газом такий підхід зумовлював зниження ефективності двохсторонніх угод через збільшення трансакційних витрат[88]. Потреба зниження трансакційних витрат обумовила появу нових учасників на ринку – трейдерів, які почали консолідувати попит і пропозицію на ринку за рахунок великих контрактів та диверсифікувати цінові ризики та ризики постачання окремих контрактів.

За умов зростання обсягів торгівлі природним газом відбувається концентрація торгових операцій у певних торгових центрах задля зменшення трансакційних витрат. Так починають виникати спотові ринки, де постачальники купують або продають природний газ для балансування своїх замовлень; газорозподільні компанії, великі споживачі купують природний газ для своїх потреб; а також функціонують трейдери, що здійснюють перепродаж природного газу на добовій основі. На спотових ринках укладаються контракти за фіксованими цінами та на фіксований період.

Надання відкритого доступу до газотранспортної системи і виділення транспортних послуг як окремого виду діяльності призвели до розвитку незалежних ринків, де мережевий газ купується і продається окремо від послуг транспортування у формі

[88] Juris A. Natural Gas Markets in the U.K. Public Policy for the Private Sector / The World Bank Group. 1998. Note No.138. 8 p.

контракту на постачання. Газотранспортні компанії починають пропонувати короткострокові та довгострокові контракти на послуги із транспортування газу з різноманітними інструментами у виборі місць доставки та відбору. Далі ринок транспортних послуг досягає стадії зрілості, коли режим відкритого доступу розповсюджується на розподільчі мережі та доходить до кінцевого споживача. Це дає розподільчим операторам можливість надавати послуги транспортування, продаючи потужності мережі від певного місця входу в ГТС до визначеного місця відбору газу з ГТС.

Виникає первинний та вторинний ринок послуг транспортування. На первинному ринку відбувається надання послуг транспортування та продаж потужностей від однієї територіальної зони ГТС до іншої. Користувачі замовляють послуги із транспортування необхідного обсягу природного газу через ГТС на наступну добу шляхом подання відповідних заявок. Транспортний оператор опрацьовує замовлення, оптимізуючи газові потоки, щоб мінімізувати витрати. У разі, якщо після врахування усіх попередньо замовлених потужностей залишаються вільні потужності, то оператор пропонує іншим учасникам викупити їх зі знижкою на умовах продажу потужностей, що перериваються. Потоки газу по ГТС не обов'язково мають відбуватися за контрактними шляхами, оскільки транспортний оператор оптимізує маршрути транспортування газу, а тому продаж природного газу за новою моделлю не залежить від фізичних маршрутів транспортування газу в межах газотранспортної системи.

Первинний ринок послуг транспортування перебуває у сфері державного регулювання. Це обумовлено особливостями цього ринку та його приналежністю до природних монополій. Держава в особі національного регулятора регулює ціни на послуги транспортування, інвестиції, контракти та умови транспортування, правила доступу до газотранспортних послуг.

Розмежування функцій транспортування та постачання відповідно до європейських директив зумовлює потребу в одночасному клірингу товарного (газового) ринку та ринку послуг із транспортування. Учасники купують газ, ґрунтуючись на наявності транспортних можливостей і, навпаки, неузгодженість призводить до втрат, оскільки деякі учасники можуть мати надлишок природного

газу, а інші – незавантажені потужності. Це зумовлює потребу у формуванні вторинного ринку транспортних послуг, де власники зарезервованих гарантованих потужностей можуть перепродавати ці потужності.

Уперше вторинний ринок потужностей виник у США в 1992 р., згодом у Великій Британії у 1996 р.[89]. Ціни на вторинному ринку на послуги транспортування змінюються залежно від кон'юнктури ринку. Продаж транспортних контрактів на вторинному ринку може здійснюватися за допомогою різних механізмів – аукціонів, двосторонніх угод, спотового ринку. Водночас необхідною умовою для появи такого ринку є використання стандартизованих (типових) транспортних контрактів. Не менш важливою умовою для ефективного функціонування вторинного ринку транспортних послуг є участь у торгівлі типовими контрактами великої кількості учасників ринку, наявність достатніх вільних потужностей та концентрація торгівлі в одній або суміжних торгових центрах.

Розвиток різноманітних форм короткострокової торгівлі газом впливав на використання довгострокових контрактів на постачання газу, призводячи до постійного зменшення терміну, на який укладалися довгострокові контракти. Також поступово зменшувалася прив'язка до альтернативних видів палива, на заміну якій дедалі активніше почала використовуватися індексація за біржовими цінами на природний газ на спотових майданчиках.

Лібералізація газових ринків ґрунтувалася на припущеннях, що конкуренція між постачальниками знизить вартість газу для кінцевих споживачів і підвищить ефективність компаній у монопольному сегменті. Між тим повністю очікуваного ефекту досягти не вдалося. Незважаючи на будівництво низки інтерконекторів та LNG-терміналів для приймання зрідженого природного газу, країни Європи не змогли повною мірою досягти диверсифікації імпорту на початку 2000-х років − близько чверті потреб країн ЄС, як і раніше, задовольняється за рахунок російського трубопровідного газу, вартість якого визначається не за ринковими принципами, а за формулою, індексованою до цін на

[89] Juris A. Natural Gas Markets in the U.K.. Public Policy for the Private Sector / The World Bank Group. 1998. Note No.138. 8 p.

нафту. Через це країнам ЄС не вдалося уникнути різкого подорожчання газу для кінцевих споживачів протягом 2004–2008 рр. Криза 2008–2009 рр. лише тимчасово уповільнила цей процес, і з 2010 р. роздрібні ціни на газ у ЄС продовжували зростати. Однак, внаслідок зниження темпів зростання економіки ЄС, збільшення поставок зрідженого природного газу LNG, зростання активності газових спотових майданчиків ЄС зумовили утворення надлишку пропозиції газу на європейському ринку. Різке зростання цін на нафту із середини 2000-х років, до якої прив'язані довгострокові газові контракти, викликало ситуацію, коли ціни за довгостроковими контрактами стали стабільно вищими за ціни на газових спотових майданчиках (хабах). Це призвело до відчутних збитків у транспортно-збутових компаніях ЄС, що пов'язані з постачальниками довгостроковими контрактами на умовах «бери або плати ». Трейдери стали мінімізувати контрактні закупівлі та прагнули до перегляду контрактних умов у бік їх прив'язки до цін, які формуються на газових хабах. Зокрема, завдяки цьому контрактні ціни поставок російського газу в Європу наблизилися до цін Title Transfer Facility (TTF Hub) (починаючи з 2012 р.).

На сьогодні існує дев'ять хабів із продажу природного газу у Європі. Питома вага торгових операцій, що здійснюються на основі спотового ціноутворення, у Європі збільшилася з 15% в 2005 р. до 45% у 2012 р. та понад 64% із 2015 р. Рівень цін на спотових майданчиках став іще одним індикативним показником для формування ціни газу за довгостроковими контрактами та, опосередковано, – роздрібних цін для споживачів. Іншою функцією спотового ринку стало індикативне визначення короткострокової граничної вартості газу, тобто його реальної економічної цінності.

Циклічність співвідношення довгострокових та спотових контрактів на природний газ обумовлена природним чергуванням періодів перевиробництва та домінування попиту на енергоресурс в умовах лібералізації відносин і масштабного перерозподілу спекулятивного капіталу.

Таким чином, очевидна тенденція до поступової трансформації формули ціноутворення на газ за довгостроковими контрактами в бік зменшення нафтової складової індексації ціни (або індексації за нафтопродуктами) за рахунок включення до цінового кошика інших

конкуруючих із газом енергоресурсів (вугілля, електроенергії), економічних складових (інфляція), а також спотової ціни газу та біржових індексів (особливо це актуалізувалося у період низьких спотових цін).

Трансформація енергетичних ринків ЄС відбувається внаслідок поступового впровадження у систему національного законодавства загальноєвропейських принципів та директив, що формуються та виробляються наднаціональними органами ЄС. У 2012 р. Європейським форумом регулювання газового сектора (Мадридський форум)[90] було прийнято рішення щодо впровадження Цільової моделі газового ринку ЄС, що має стати кінцевим етапом у процесі лібералізації європейського ринку природного газу. Згідно із цією моделлю, в ЄС планується створити єдину наднаціональну мережу поставок газу з вільною конкуренцією між постачальниками і цілком ринковим ціноутворенням. Елементи нової системи були об'єднані у Цільову модель газового ринку ЄС (Gas Target Model), яка була остаточно затверджена в березні 2012 р. на засіданні Форуму[91].

Згідно із Цільовою моделлю передбачається поділ європейського газового ринку на ринкові зони. Всередині кожної зони повинна забезпечуватися вільна конкурентна торгівля газом на основі спотових контрактів. Кожна зона організовується за принципом «вхід-вихід» та у кожній внутрішньозоновій ГТС буде декілька точок приєднання з сусідніми зонами, проте сама зона сприймається як єдине ціле. Постачальники в цій системі повинні платити за вхід у зону та організацію доставки газу за внутрішніми мережами кінцевому споживачу незалежно від реальної відстані транспортування.

Торгівлю газом усередині зони планується організовувати на спеціальній біржі – «віртуальному газовому хабі». Як модель використовуватимуться уже реально існуючі в європейських країнах торгові центри, наприклад, нідерландська Title Transfer Facility

---

[90] Beato Paulina, Benavides Juan. Gas Market Integration in the Southern con. Washington: Inter-American Development Bank, 2004. 323 p.

[91] European Gas Target Model review and update / Agency for the Cooperation of Energy Regulators. URL: http://www.acer.europa.eu/events/presentation-of-acer-gas-target-model/documents/european%20gas%20target%20model%20review%20and%20update.pdf

(TTF), NetConnect Germany, або британська NBP. Постачальники і споживачі взаємодіятимуть один з одним, укладаючи спотові угоди, а газотранспортні компанії – організовувати фізичне постачання природного газу відповідно до заявлених обсягів і наявних транзитних потужностей. На місцевому (локальному рівні) діятимуть газотранспортні компанії (transmission system operator, TSO), що надаватимуть послуги безпосереднього перекачування газу (до кінцевого споживача) роздрібним дистриб'юторам, які купуватимуть газ у оптових тредейрів, та підписувати контракти з покупцями, конкуруючи один з одним (рис. 3.1).

В Європі планується створити 10 зон, що включатимуть одну або декілька держав. Статус окремої зони повинні отримати Нідерланди, Італія, Бельгія, Франція, Польща, Велика Британія. Німеччину планують об'єднати із Швецією та Данією, а Іспанію – з Португалією. Також планується створити дві зони у Центральній і Південно-Східній Європі. Туреччина може стати одинадцятою зоною, що не входить у ЄС. Основним критерієм для створення зони є обсяг споживання (не менше 20 млрд. куб. м) та наявність не менше трьох значних джерел надходження природного газу. Між зонами має здійснюватися активна торгівля природним газом, що сприятиме ціновому вирівнюванню, а в майбутньому зумовить злиття всіх зон в єдиний європейський ринок природного газу. Задля досягнення цієї цілі Єврокомісія планує стимулювати таку торгівлю, самостійно фінансуючи будівництво інтерконекторів-перемичок, що пов'язують газотранспортні мережі різних країн.

У 2015 р. під керівництвом ACER була розроблена оновлена Цільова модель газового ринку ЄС (GTM 2015). До оновленої моделі були враховані додаткові положення, що зумовлені подальшим розвитком національних європейських ринків газу за цей період та емпіричними дані, що були зібрані починаючи з 2013 року. GTM 2015 у візії досягнення своїх цілей враховує: зниження європейського попиту на газ, невизначеність майбутнього попиту, тиск на європейську газоємну промисловість сланцевого газу з США, ризики зумовлені можливим збільшенням використання вугілля через низький рівень оподаткування на викиди CO2 та загрозу безпеці постачання газу внаслідок кризи в Україні та політичної напруги між ЄС та Росією.

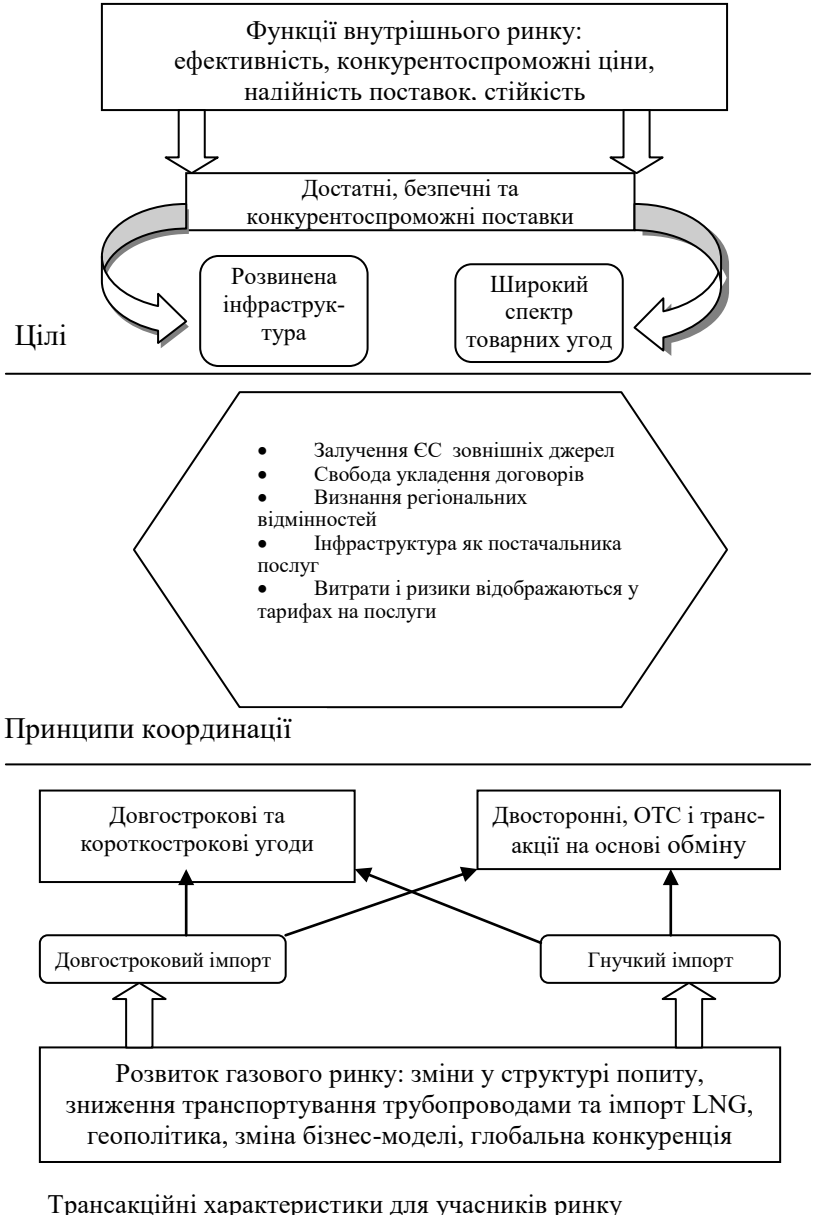


Рис. 3.1. Цільова модель ринку газу

Джерело: розроблено автором.

3.2. Лібералізація національних ринків газу в Європі

Вищими органами управління ЄС розробляється стратегія розвитку країн ЄС, складовими якої є суспільно-економічні напрями політики. Головною метою подібних стратегій є політика конвергенції внутрішнього середовища країн ЄС та формування єдиного європейського суспільно-економічного простору з ефективним ринком, на якому би дотримувався баланс інтересів між державою, споживачами та приватним бізнесом. І енергетичний сектор економіки не є винятком.

Відповідні органи управління, що функціонують у рамках ЄС, розробляють директиви, регламенти згідно зі стратегіями розвитку ЄС, які є обов'язковими для подальшої імплементації державами – членами ЄС. Основними інститутами регулювання енергетики в ЄС є Європейська Рада, Європейська Комісія, Європарламент, Рада міністрів ЄС.

Ці інститути визначають основні правила, за якими має розвиватися європейський ринок газу та за якими трансформації мають впроваджуватися в національну практику країн – членів ЄС задля досягнення в подальшому єдиного ринку газу. Європейська Рада – це вищий політичний рівень ЄС, що займається загальною стратегією, політикою і затвердженням основних ініціатив. Європейська Комісія розробляє енергетичну стратегію та політику, законопроєкти та нормативні документи, реалізує затверджені документи та бере активну участь у регуляторних процедурах. Європарламент та Рада міністрів здійснює обговорення та затвердження відповідних документів (директив, регламентів, рішень) спільно з Європейською Радою.

З початку реалізації політики лібералізації ринку газу та подальшої конвергенції національних європейських ринків газу нормативна-правова база європейського законодавства у сфері енергетики зазнала декількох трансформаційних етапів. Починаючи з кінця 80-х років Європейська Комісія – з метою посилення конкуренції на внутрішньому ринку газу – ініціювала ухвалення Директиви стосовно посилення прозорості цін на газ та електроенергію для кінцевих промислових споживачів 1990 р. і Директиви про транзит природного газу мережами 1991 р. Перший

етап трансформації енергетичних ринків закінчився ухваленням у 1998 р. Директиви 98/30/ЄС щодо спільних правил для єдиного внутрішнього ринку природного газу, що увійшла до Першого енергопакета. Перша директива про внутрішній ринок була замінена новою Директивою 2003/55/ЄС щодо спільних правил для єдиного внутрішнього ринку природного газу. 3 вересня 2009 р. в ЄС було прийнято Третій енергетичний пакет, що фактично почав застосовуватися з 3 березня 2011 р. (рис. 3.2.). Четвертий етап реформування енергетичного ринків розпочався у ЄС із ухвалення низки документів у сфері реалізації політики «Чиста енергія для всіх європейців» та набув чинності 2019 р. Разом із тим мета Четвертого енергетичного пакета полягає в тому, щоб полегшити перехід від викопного палива до більш екологічно чистої енергії та виконати зобов'язання Паризької угоди ЄС щодо скорочення викидів парникових газів. Стосовно ж ринку природного газу – паралельно з ухваленням норм Четвертого енергетичного пакета в ЄС було розроблено ряд директив та регламентів, покликаних підвищити енергетичну безпеку шляхом формування колективної підтримки забезпеченості ресурсами та транспортними потужностями країн – членів ЄС у певних регіонах. Були сформовані різноманітні форми та європейські регіональні стратегії у розбудові транспортної інфраструктури у межах країн – членів ЄС та їх стратегічних сусідів задля формування єдиного європейського газового ринку.

Реформування енергетичних ринків в напрямі лібералізації є складовою загальної політики Європейського Союзу, спрямованої на формування єдиного ринку на континенті. Європейський Союз, намагаючись розширити свій внутрішній енергетичний ринок за рахунок країн ЕнС, передбачає гармонізацію національної нормативно-правової бази зі стандартами ЄС шляхом імплементації Другого (ДЕП) та Третього (ТЕП) енергетичних пакетів. Зокрема, Другий енергетичний пакет включає Директиви 2003/55/ЄС «Про основи функціонування внутрішнього ринку природного газу»[92] та 2004/67/ЄС «Про заходи щодо забезпечення безпеки поставок

[92] Директива 98/30/ЄС Європейського Парламенту та Ради Європейського Союзу «Про єдині правила для внутрішнього ринку природного газу» від 22 червня 1998 року. URL: http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/994_499

природного газу»[93], а також Регламент 1775/2005 «Про умови доступу до систем транспортування природного газу»[94]. До ТЕП входять Директива 2009/73/ЄС «Щодо загальних засад функціонування внутрішнього ринку природного газу» та Регламент 715/2009 «Про умови доступу до систем транспортування природного газу»[95].

Враховуючи наявність спільних рис як з-поміж економічних моделей розвитку, так і з організації газового господарства, у цьому дослідженні було проведено аналіз наслідків лібералізації ринків газу саме країн Центрально-Східної Європи.

Держави певного регіону на початку реформ мали подібну пострадянську інституціональну систему державного регулювання, в частині енергозабезпечення значною мірою були залежними від єдиного імпортера, а в енергетичному секторі накопичилася низка подібних проблем, що негативно впливали на економічну активність та добробут населення. У стимулюванні конкуренції на газовому ринку та протидії монопольному впливу домінуючих гравців, у тому числі іноземних, за рахунок прийняття євростандартів, зацікавлені насамперед великі промислові споживачі. Тому реформа газових ринків була об’єктивно обумовлена потребою підтримки конкурентноспроможності промислового потенціалу держав, а європейський вектор став засобом вирішення цього питання.

---

[93] Council Directive 2004/67/EC of 26 April 2004 concerning measures to safeguard security of natural gas supply. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32004L0067

[94] Directive 2004/17/EC of the European Parliament and of the council of 31 March 2004 coordinating the procurement procedures of entities operating in the water, energy, transport and postal services sectors. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX%3A32004L0017

[95] Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the council of 13 July 2009 of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks. URL: http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0036:0054:en:PDF

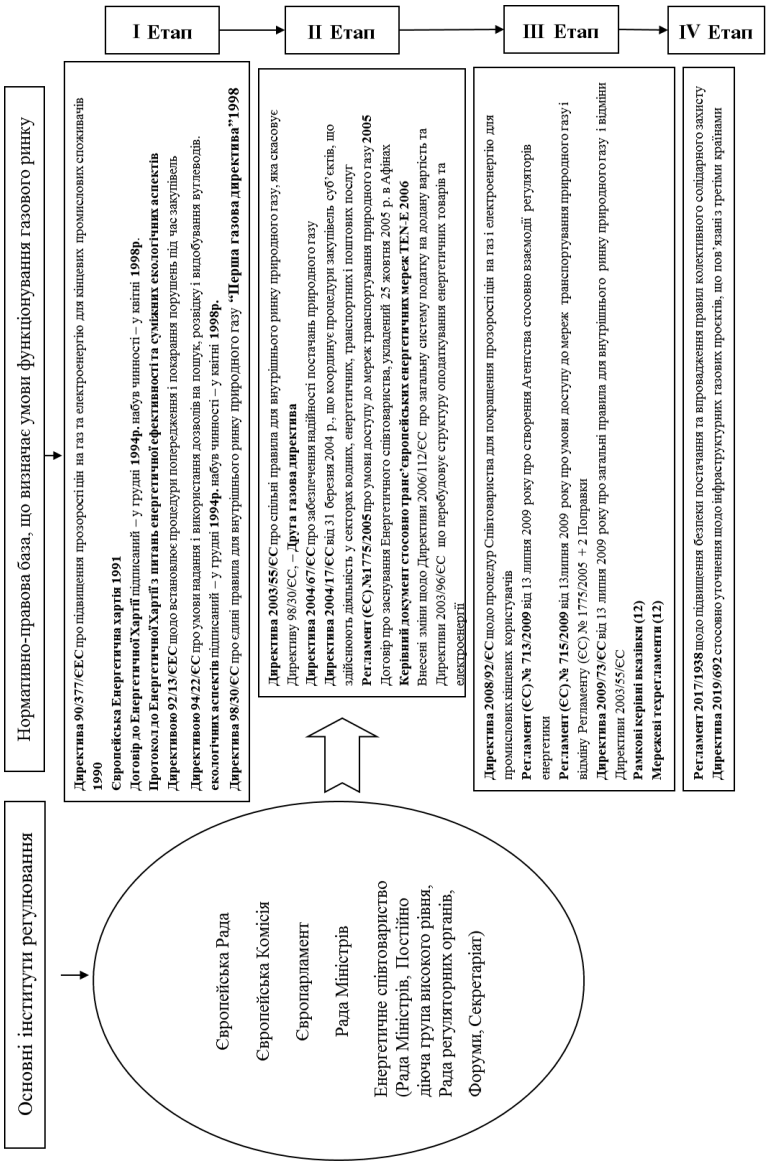


Рис. 3.2. Міжнародні інститути та норми, що визначають умови функціонування ринку газу

Джерело: розроблено автором.

У листопаді 2000 р. Чехією у рамках підготовки до вступу в ЄС було розпочато приватизацію національної газового сектору. Акції національного оператора «Transgas», а також восьми розподільчих компаній були виставлені на продаж. У 2002 р. уряд Чехії прийняв рішення про продаж «Transgas» і контрольних пакетів акцій усіх восьми розподільчих компаній німецькій RWE за 4,1 млрд євро. Таке неоднозначне рішення було обумовлене намаганнями чеського уряду не порушувати структури газового сектора країни, зберегти централізоване управління єдиним вертикально інтегрованим комплексом, а також зобов'язанням RWE інвестувати значні кошти в модернізацію і розвиток чеської ГТС[96].

У кінці 2004 р. згідно з директивами ЄС про лібералізацію газових ринків в Чехії було прийнято так званий Energy Act, який передбачав поступове відкриття ринку природного газу. Цим документом регулювання ринку передавалося контролюючому органу Energy Regulatory Office (ERO). Лібералізацію газового ринку було заплановано здійснити в три етапи. На першому етапі 35 промислових підприємств зі щорічними обсягами споживання понад 15 млн. куб. м газу, а також близько 230 підприємств – виробників електроенергії і тепла (на яких припадало 20% загального обсягу споживання) отримали право вільного вибору постачальника газу і можливість укладати угоди за нерегульованим тарифом. З 1.01.06 р. такі права були поширені на решту промислових і комерційних споживачів, а з 1.01.07 р − на домашні господарства.

Однак в умовах практично монопольного панування RWE «Transgas» запроваджена модель лібералізації газового ринку не зумовила очікуваного ефекту. У 2005 р. на чеській ринок не зайшов жодний новий постачальник газу, тому всім споживачам довелося укладати договори з RWE «Transgas», – проте уже за вищими цінами. Це призвело до зростання вартості газу в середньому на 20%. Через скарги учасників ринку чеські антимонопольні органи були змушені провести розслідування на предмет зловживання RWE «Transgas» монопольним становищем, яке засвідчило обґрунтованість цих звинувачень. Зокрема, з'ясувалося, що RWE

[96] Národní zpráva České republiky o elektroenergetice a plynárenství za rok 2009. URL: https://www.mpo.cz/dokument76938.html

«Transgas» обмежила доступ альтернативним постачальникам до своїх газових мереж, у результаті чого вони могли продавати газ тільки на чеському кордоні, при цьому ставки на транзит були завищеними. Як наслідок, державні органи Чехії наклали штрафні санкції на RWE «Transgas», а на період з 1.01.06 р. по 31.03.07 р. довелося відновити державне регулювання цін на газ на «лібералізованих» сегментах ринку. Тарифи при цьому встановлювалися ERO[97].

Із такими же проблемами першої спроби лібералізації внутрішнього ринку природного газу згідно з європейськими директивами зіштовхнулася Республіка Сербія. Підписавши Договір про створення Енергетичного співтовариства 2005 р., Республіка Сербія взяла на себе зобов'язання щодо імплементації в національне законодавства так званих acquis communautare ЄС. Перед цим у 2004 р. було ухвалено Закон «Про енергетику», що закладав нову інституційну базу сербського ринку природного газу. Закон був написаний відповідно до основних принципів Директив ЄС стосовно газу і з Договором щодо Енергетичної Хартії. Закон забезпечує доступ третіх сторін до систем транспортування і розподілення газу (third party access, TPA) на принципах прозорості та недискримінації, визначає права споживачів та забороняє управління системним оператором (TSO) організаціям, що безпосередньо беруть участь у розподіленні та постачанні природного газу на ринку[98]. Був створений національний регулятор – Сербське агентство з регулювання (AERS), завданням якого було контролювати проведення лібералізації ринку.

Проте, незважаючи на проведені реформи, станом на 2009 р. рівень відкритості газового ринку в Сербії для третіх сторін становив лише 4%. Хоча юридично майже 85% споживачів (окрім населення) отримали статус кваліфікованих, фактично скористатися цим статусом було неможливо. Тим не менш, навіть якщо частка кваліфікованих клієнтів була би вищою, це не зумовило б якихось

[97] Там само.

[98] Liberalizace obchodu službami – energetický sector / Světová obchodní organizace. 2009. 9 p. URL: https://www.amo.cz/wp-content/uploads/2016/01/PSS-Liberalizace-obchodu-slu%C5%BEbami-energetick%C3%BD-sektor-WTO.pdf

кардинальних змін, оскільки на ринку Сербії була відсутня реальна конкуренція серед постачальників. Державна компанія PE «Srbijagas» залишається єдиним оптовим постачальником природного газу в країні, більшу частину якого вона отримує від ВАТ «Yugorosgas», що імпортує паливо на основі довгострокових контрактів з ВАТ «Газпром»[99]

Існувало кілька причин, що зумовлювали відсутність реального відкриття сербського ринку природного газу, серед яких − недосконалість правової бази, що неповною мірою задовольняла вимоги Директив ЄС при складних правилах внутрішнього регулювання та нерозвиненості господарсько-правової культури, що, як і раніше, становило серйозну перешкоду для входу нових гравців на ринок. Крім того, обмеженість доступу до альтернативних джерел постачань газу, включаючи технічні бар'єри (відсутність відповідної інфраструктури), стало додатковою перешкодою лібералізації газового сектора.

Аналізуючи досвід наведених країн, стає зрозумілим, що формальна імплементація основних положень європейських директив у національне законодавство України не гарантує формування ефективного інституційного забезпечення на ринку та створення умов для відкриття ринку, появи нових гравців та стимулювання ефективної конкуренції, що мали би призвести до скорочення виробничих витрат, зростання якості та зниження вартості надання послуг. Важливе місце на цьому етапі трансформації ринку в напрямі відкритості займає створення відповідного вторинного законодавства, що регулювало би питання доступу до мережевої інфраструктури, встановлення ринкових цін для всіх категорій споживачів, запровадження зрозумілої та адекватної методики формування тарифів на продукцію та послуги, забезпечення умов прозорості функціонування ринку, запровадження методики визначення вартості основних активів та їх амортизації, диверсифікацію джерел постачання природного газу (вирішення проблеми залежності від одного джерела імпорту) та

[99] Annual report on the implementation of the acquis under the treaty establishing the energy community / Energy Community EPCG AD Nikšić. Montenegro, 2012. 231 p.

попередження можливості зловживання монопольним становищем на ринку вертикально інтегрованих компаній. Доки ці питання не вирішаться, на ефективну лібералізацію національного ринку природного газу розраховувати не можна, оскільки, – інакше Україна просто повторить всі ті «провали ринків», які траплялися в країнах Центрально-Східної Європи.

Подальші кроки до вирішення проблем у цих країнах демонструють правильність таких суджень. Конфлікт, який виник між чеською владою та RWE, став приводом до того, що в лютому 2006 р. RWE здійснила обмін активами з E.ON, передавши під її контроль дві із восьми регіональних розподільчих компаній, у тому числі найбільшу – Prazska plynarenska. У тому ж році, за вимогою держави, діяльність з продажу природного газу була відділена від газотранспортної функції. RWE «Transgas» і розподільчі компанії, що мали на обслуговуванні понад 90 тис. клієнтів, повинні були виділити окремі структури підрозділи, до функцій яких належало транспортування газу магістральними і локальними мережами. До кінця 2007 р. реорганізація була завершена. Тоді ж із загальної структури RWE «Transgas» була виділена компанія RWE «Gas Storage», завданням якої було управління газосховищами Чехії. Найважливішою умовою цих перетворень була вимога про надання недискримінаційного доступу до мереж та сховищ для сторонніх компаній. Монополія RWE на чеському газовому ринку почала поступово зникати, перетворюючись на просте домінування[100]

На початок 2008 р. у Республіці Чехія було видано близько 100 ліцензій на роздрібну торгівлю природним газом. Такі трейдери не володіли власними газовими мережами, але, згідно із законом, могли використовувати транспортні потужності RWE «Transgas Net» та регіональних розподільчих компаній. На рис. 3.3 наведено динаміку розвитку чеського ринку. З появою нових учасників RWE протягом останніх років дедалі більше втрачала своє монопольне становище.

[100] Liberalizace obchodu službami – energetický sector / Světová obchodní organizace. 2009. 9 p. URL: https://www.amo.cz/wp-content/uploads/2016/01/PSS-Liberalizace-obchodu-slu%C5%BEbami-energetick%C3%BD-sektor-WTO.pdf

Незважаючи на зростання частки незалежних постачальників в останні роки, у подальшому структура учасників чеського ринку багато в чому залежатиме від можливостей та умов укладання ними нових міжнародних контрактів на імпорт газу. Саме тому, з початку лібералізації внутрішнього ринку Чехія налагодила імпорт природного газу не лише з Російської Федерації (що історично домінувала в зовнішніх поставках палива), а й з Норвегії. Активізація спів робітництва в межах ЄС дозволила Чехії долучитися до багатьох програм регіонального розвитку, що надало змогу сформувати технічні передумови для розширення співпраці у газовому секторі з сусідніми державами. Це дало можливість забезпечувати споживачів Чехії у більш гнучкому та маневреному режимі, а газовим трейдерам − орієнтуватися на комерційну ефективність, закуповуючи ресурс на спотових ринках (табл. 3.1.).

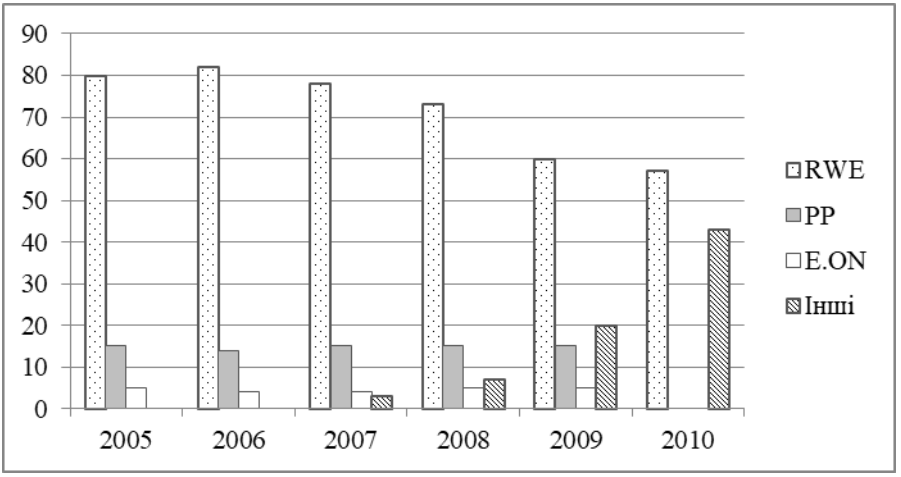


Рис. 3.3. Структура ринку газу Чехії, *%*

Джерело:[101].

Традиційно вважається, що основними позитивними наслідками лібералізації є збільшення кількості гравців і посилення конкуренції на ринку, що обумовлює виникнення тенденцій до зниження цін на газ для кінцевих споживачів, а також поява у споживачів можливості

[101] Karas Pavel, Impacts of the Czech natural gas market liberalization. Prague: Charles university in Prague Press, 2011. 61 p.

вибору постачальника для ефективного задоволення своїх потреб. Враховуючи динамічні зміни кон'юнктури на світових енергетичних ринках в останньому десятилітті, виміряти ефект від лібералізації ринку на ціну природного газу доволі важко. В табл. 3.2. наведено динаміку зміни постачальників клієнтами за групами споживачів, що демонструє видимі наслідки лібералізації[102], [103].

Таблиця 3.1.

Імпорт природного газу до Чехії

Роки	Імпорт природного газу, *млрд куб. м* $м^3$	З Росії, *млрд куб. м* $м^3$	З Росії, %	З Норвегії, *млрд.куб м* $м^3$	З Норвегії, %
2007	8 628	6 800	79	1 823	21
2008	9 573	7 500	78	2 073	22
2009	9 683	6 683	69	3 000	31
2010	8 510	7 453	88	1 057	12
2011	9 321	9 041	97	280	3
2012	7 471	7 468	99,9	3	0,1

Джерело: побудовано автором на основі [104].

Таблиця 3.2.

Зміна постачальників клієнтами за групами споживачів у Чехії

Роки	Великі промислові компанії	Середні промислові споживачі	Малі підпри-ємства	Домогоспо-дарства
2005	0,10%	-	-	-
2006	0,10%	0,32%	0,23%	-
2007	5,26%	0,12%	0,03%	0,25%
2008	6,75%	1,32%	0,18%	0,00%
2009	8,72%	3.98%	2,26%	1,07%
2010	12,33%	9,60%	3,55%	2,90%
2011*	24.88%	10,36%	4,95%	2,40%

* Не повні дані; - зміна не відбувалася.

Джерело: [105]

[102] Podolets R.Z., Dyachuk O.A., Uhimets R.S. Features pricing in international trade in natural gas. *Ekon. prognozuvannâ*. 2014. № 1, С. 5367

[103] Chepelev M.G. Modeling and assessment of the impact of change of tariff policy in the electricity market. *Ekon. prognozuvannâ*. 2014. № 1. С. 121–137.

[104] IEA statistics: natural gas information/ International Energy Agency. URL: http://www.iea.org/media/training/presentations/statisticsmarch/NaturalGasInformation.pdf

Великі підприємства частіше змінювали своїх постачальників, аніж домогосподарства, що свідчить про вищу цінову еластичність споживачів з цього сегмента. Це пояснюється намаганням приватних компаній знизити свої витрати шляхом вибору найвигіднішої ринкової пропозицію та отримати відповідну конкурентну перевагу.

До 2011 р., згідно із вимогами Третього енергопакета RWE «Transgas», повинна була здійснити чергову реорганізації: або продати оператора магістральних газопроводів RWE «Transgas Net», виділеного в самостійну компанію в 2006 р., або вивести його під контроль незалежної управлінської команди, щоб забезпечити рівний доступ до мереж для всіх користувачів. Керівництво RWE обрало другий варіант, отримавши цілковиту підтримку чеського уряду, який мав побоювання, що, у разі відкритого продажу RWE «Transgas Net» мережі можуть опинитися під контролем ВАТ «Газпрому» або третьої компанії, повною мірою не зацікавленої у відповідному утриманні та розвитку газопроводів.

У 2009 р. Секретаріатом Енергетичного співтовариства було ініційовано підготовку імплементації норм Третього енергетичного пакета ЄС у законодавства країн – членів цієї організації. Також передбачалася можливість для країн ЕС брати участь у роботі Агентства зі співробітництва енергетичних регуляторів (ACER) за умови виконання ними зобов’язань acquis communautare.

9 серпня 2011 р. у Сербії набрав чинності новий Закон «Про енергетику», що створив підґрунтя для проведення необхідних реформ, відповідно до вимог acquis communautare (рис. 3.4.).

Згідно із положеннями Закону як моделі структурного реформування вертикально інтегрованих компаній Сербія обрала формулу «незалежний системний оператор». Відповідно до ст. 17 зазначеного закону оператори систем транспортування, розподілу і зберігання природного газу, які на той час були структурними підрозділами вертикально інтегрованої компанії, мали бути виділені та стати незалежними від інших видів діяльності. За вертикально інтегрованою компанією зберігалися права на володіння газотранспортною системою (засоби передачі, транспортування та розподілу).

---

[105] Karas Pavel. Impacts of the Czech natural gas market liberalization. Prague: Charles university in Prague Press, 2011. 61 p.

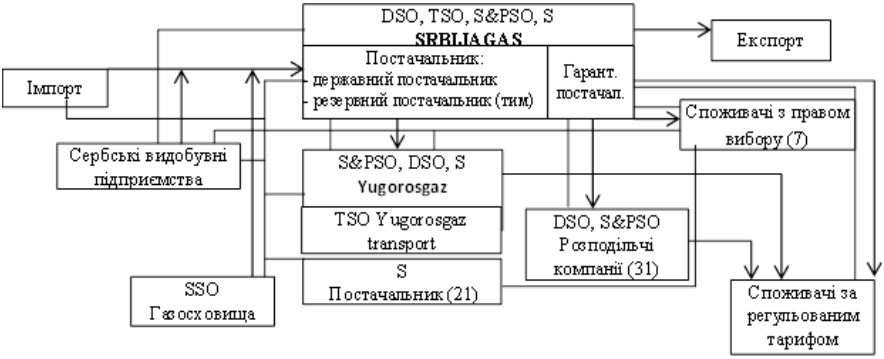


Рис. 3.4. Модель газового ринку Республіки Сербія

Джерело:[106].

По завершенні процедури структурного реформування вертикально інтегрованої компанії і виділення конкурентних від природно-монопольних видів діяльності новий закон не передбачав будь-яких компенсацій прав управління ГТС за втрату вертикально інтегрованою компанією. Проведені реформи дозволили Сербії досягнути кращих результатів у функціонуванні ринку, порівняно з першою спробою відкриття ринку та розвитку на ньому конкуренції (табл. 3.3.).

Важливою складовою реформування енергетичного ринку Республіки Сербія є удосконалення правового врегулювання питання щодо компетенції національного регулюючого органу. Без вирішення питання незалежності національного регулятора неможливо досягнути ефективного функціонування ринку природнього газу, який би унеможливлював «викривлення» на ринку та зловживання своїм становищем окремих суб'єктів ринку. Із впровадженням умов Третього енергетичного пакета повноваження регулюючого органу передбачалося значно розширити, а також посилити його не залежність від державних органів влади.

Згідно з нормами Третього енергопакета, посилення незалежності національного регулюючого органу має бути досягнуто за рахунок таких заходів: регулятор повинен володіти самостійною прово-

[106] Annual report on the implementation of the acquis under the treaty establishing the energy community / Energy Community. 2014. URL: https://www.energy-community.org/pls/portal/docs/3356393.PDF

суб'єктністю, бути юридичною особою і функціонально не залежати ані від підприємств, ані від органів державної влади; регулятор повинен мати власний бюджет, тобто державні органи не повинні брати участь у його фінансуванні; персонал та менеджмент регулятора повинні бути незалежними у прийнятті рішень і не керуватися інтересами окремих учасників ринку або органів державної влади[107].

Таблиця 3.3.

Характеристики ринку природнього газу Республіки Сербія

Роки	**Питомі витрати газу,** *млрд м³/людину*	**Споживання,** *млрд м³*	**Частка власного видобутку,** *%*	**Частка найбільшого імпортера,** *%*	**Частка ринку, що контролюється** найбільшою компанією, *%*
2010	0,266	2 569	**14**	90	72
2011	0,262	2 493	**17**	85	76
2012	0,24	2 345	**19**	86	69

Джерело: побудовано автором на основі[108].

Ця складова реформ важлива для аналізу ситуації в Україні, оскільки дійсно незалежний та ефективно функціонуючий національний регулятор є запорукою успішності нового інституційного забезпечення. В Україні Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) лише нещодавно отримала законодавчо закріплений статусу своєї незалежності, визначеного переліку підстав для звільнення своїх членів, а також окремо виписаного механізму формування бюджету. Надалі Україна має вирішити питання щодо надання правозастосовних функцій до компетенції НКРЕКП[109].

---

[107] Angelier Jean-Pierre, Liberalisation of the European Union natural gas industry: some issues. Grenoble: Laboratoire d'Économie de la Production et de l'Intégration Internationale, Université Pierr Mendès. URL: http://lepii.upmf-grenoble.fr/IMG/pdf/Jean-Pierre-Angelier.pdf

[108] Annual report on the implementation of the acquis under the treaty establishing the energy community / Energy Community. 2014. URL: https://www.energy-community.org/pls/portal/docs/3356393.PDF; Oil and Gas Regulation 2013. Serbia Chapter. International comparative legal guides / ICLG. 2014. URL: http://www.iclg.co.uk/practice-areas/oil-and-gas-regulation/oil-and-gas-regulation-2013

[109] Zyuzev Roman, Gas market liberalization as a key driver of change of the European gas market and its influence on the strategies of the main players. France: Centre International de Formation Europeene, 2008. 120 p.

Однак імплементація базових положень європейського законодавства автоматично не означає досягнення бажаного результату, оскільки на функціонування ринку може впливати комплекс об'єктивних та суб'єктивних факторів. Наприклад, Польщі, попри імплементацію європейських директив та регламентів, реалізацію ряду важливих інституційних перетворень, участь у великій кількості загальноєвропейських технічних проєктах щодо зближення національних енергетичних ринків, так і не вдалося досягнути значної відкритості внутрішнього газового ринку і створити конкуренцію між постачальниками газу. При цьому, Польща все ж змогла досягнути окремих позитивних результатів реформ ринку газу: зберегти одні із найнижчих цін на природній газ для промисловості в Європі та доволі низькі ціни в регіоні для домогосподарств, залучити значні інвестиції у видобуток, у тому числі в проєкти розвідки сланцевих родовищ, а також у розвиток ГТС[110].

Після вступу до ЄС Польща взяла зобов'язання реформувати внутрішній енергетичний ринок відповідно до європейських вимог. З 2004 р. розпочалися процеси розділення вертикально інтегрованих компаній за видами діяльності. У 2007 р. у Польщі приступили до юридичного виділення розподільчих компаній, утворених на базі шести регіональних розподільчих систем. Цього ж року розпочалася імплементація директив Другого енергопакета, зокрема, щодо надання права доступу третім сторонам до мереж згідно із Директивою 2003/55/ЄС. Надалі у процесі розділення PGNiG було створено оператора систем транспортування та зберігання природного газу GAZ – SYSTEM S.A. Однак, після проведених реформ, Польща не змогла досягнути бажаної відкритості та розвитку конкуренції на національному газовому ринку: в 2009 р. PGNiG усе ще контролювала 97,4% роздрібної торгівлі. Це пояснюється тим, що всю оптову закупівлю імпортованого газу здійснювала лише PGNiG. Постачальники, що не належали до групи PGNiG, могли продавати природний газ виключно через власні розподільчі мережі і не мали можливості постачати газ іншим споживачам на основі правил TPA.

[110] Витвицький Я.С, Лебега О.В. Моделювання економічних показників видобування сланцевого газу. *Міжнародні економічні відносини та світове господарство*. 2017. Вип. 14. С. 41–45.

Переважно постачальники були змушені купувати газ у PGNiG. У свою чергу PGNiG не реалізовувала газ споживачам, підключеним до розподільчих мереж незалежних постачальників. Отже, незважаючи на формальну імплементацію в національному законодавстві положень про конкуренцію, фактично зміна постачальників споживачами не могла бути проведена[111].

Унаслідок розділення регіональних вертикально інтегрованих компаній у 2011 р. діяльність на ринку здійснювали вже 18 компаній – системних операторів (DSO), призначених відповідно до рішень національного регулятора, у тому числі шість підприємств були юридично відділені від розподільних компаній, що належали групі PGNiG. При цьому вимога щодо юридичного та організаційного розділення не стосувалася системних розподільчих операторів, у яких кількість споживачів, підключених до мережі, не перевищувала 100 000, а річний обсяг продажів не перевищував 100 млн куб. м.

У 2012 р. ринок газу в Польщі залишався повністю регульованим. Оптовий сегмент ринку, як і раніше, характеризувався домінуванням одного підприємства − PGNiG. Хоча близько 97 підприємств мали право на торгівлю газом, частка PGNiG на роздрібному сегменті внутрішнього ринку також була домінуючою і становила 94,64%, хоча й зменшилася порівняно з попередніми роками.

Тринадцять найбільших торгових компаній, незалежних від PGNiG, загалом продали у 2012 р. близько 1 336,52 млн куб. м.$м^3$ 141240 споживачам. Діяльність цих компаній переважно ґрунтується на перепродажеві природного газу, придбаного або у приватних видобувних компаній, або у PGNiG. Газ постачається в основному кінцевим споживачам із використанням місцевих розподільних мереж, що належать самим компаніям. Незважаючи на деякі позитивні зміни, фактична відсутність конкуренції на польському газовому ринку створює ситуацію, за якої ціни на газ для всіх груп споживачів, як і раніше, піддаються державному регулюванню або перебувають під монопольним впливом постачальника[112].

---

[111] National Report / The President of the Energy Regulatory Office in Poland. 2011. URL: http://www.ure.gov.pl/download/2/245/NationalReport2011.pdf

[112] National Report / The President of the Energy Regulatory Office in Poland. 2012. URL: http://www.ure.gov.pl/download/2/378/NationalReport2012.pdf

Споживачі у Польщі мають право протягом року двічі здійснити зміну постачальників. Така зміна здійснюється у формі та відповідно до так званих «типових договорів». Показник кількості зміни споживачами своїх постачальників демонструє ефективність здійснених Польщею реформ у галузі, у тому числі від прийняття транзитних та розподільчих мережевих кодексів, посилення контролю та протидії щодо зловживання PGNiG монопольним становищем та співпраці Польщі з ACER. Так, за I кв. 2012 р. відбулося шість змін постачальників, за II кв. −19, за III – 17 та за IV, − відповідно, 168[113].

Лібералізація газових ринків країн Центрально-Східної Європи – це складний процес, який супроводжувався пошуком оптимальної моделі впровадження взятих європейських зобов'язань та національних особливостей цих країн. Окреслені в досліджені трансформації газових ринків країн Центрально-Східної Європи стикалися з «провалами ринків», що, за формальної імплементації європейських норм, призводило до відсутності досягнення поставлених цілей ефективно функціонуючих енергетичних ринків. Однак, врахувавши недоліки попередніх періодів, більш комплексне реформування сектора зрештою дозволило національним газовим ринкам цих країн досягнути значної відкритості ринкового середовища, прозорості, збільшення конкуренції між господарюючими суб'єктами та гнучкості, що, в свою чергу, повноцінніше задовольняє потреби споживачів та безпеку держав.

3.3. Інтеграція та цінова конвергенція на національних ринках ЄС

Сучасний етап розвитку газової інфраструктури ЄС відзначається посиленням інтеграції систем різних країн з метою забезпечення вільної торгівлі природним газом, диверсифікацією постачань та збільшенням можливості споживачам енергоресурсів обирати постачальників. Формування великих торговельних регіональних зон, у межах яких діють однакові правила та норми торгівлі, дозволяють досягнути ефекту посилення конкуренції в межах

[113] National Report / The President of the Energy Regulatory Office in Poland. 2013. URL: http://www.ure.gov.pl/download/2/436/NationalReport2013.pdf

об'єднаного ринку. Безумовним є той факт, що чим більший обсяг ринку за інших рівних умов, тим більша на ньому кількість конкурентів. У зв'язку з цим інтеграція націлена на розвиток конкурентних умов та слугує запобіжним засобом у досягненні домінуючого ринкового положення окремими суб'єктами на ринку. Це породжує виникнення комплексу позитивних ефектів, що пов'язані з конкуренцією, включаючи стимулювання впровадження інновацій, модернізації основних фондів, відносне зниження або стримування зростання цін.

Об'єднання різних торговельних регіональних зон у рамках формування єдиного європейського енергетичного простору обумовлює потребу аналізу попиту на розвиток необхідної інфраструктури відповідно до очікуваних витрат і вигід прогнозних інвестиційних проєктів. Ефективність реалізації проєктів залежить від вартості цих інфраструктурних проєктів та очікуваної користі для газових ринків сусідніх суміжних країн.

Методологія аналізу витрат інфраструктурних проєктів в умовах інтеграції сусідніх газових ринків складається з двох етапів. Перший етап передбачає визначення додаткової необхідної потужності між двома ринковими зонами. Під час другого етапу обирається модель об'єднання ринків в одну торговельну інтегровану регіональних зону. Найбільш очевидним способом об'єднання ринків є інвестування в додаткові фізичні потужності газотранспортних мереж. Однак не менш ефективними можуть бути інші ринкові способи об'єднання ринків, які є більш доцільними у разі виявлення на першому етапі достатніх інфраструктурних потужностей між сусідніми газовими ринками.

Оцінка наявних інфраструктурних потужностей включає аналіз можливостей газотранспортної системи на вхід та вихід. На точках входу аналізуються такі наявні фізичні потужності:

- точки входу, що використовуються для постачання газу внутрішнього виробництва до газотранспортної мережі;
- точки входу з наявних LNG-терміналів;
- точки входу для імпорту природного газу через трубопровідні з'єднання з іншими ринковими зонами сусідніх країн;
- точки виходу з внутрішніх газосховищ для газопостачання в газотранспортну мережу.

За аналогічним підходом оцінюються точки виходу з газотранспортної мережі:

- вихідні точки для постачання на місцевий ринок, що використовуються для покриття внутрішнього попиту;
- вихідні точки для експорту природного газу до інших країн;
- вихідні точки для закачування природного газу до внутрішніх газосховищ.

Об'єднання двох ринкових зон сусідніх країн у регіоні передбачає, що у користувачів газотранспортної системи є можливість забронювати потужність точки входу з однієї ринкової зони та точки виходу з іншої ринкової зони. Водночас, у разі потреби, повинна бути доступна можливість до зворотної зміни контрактних умов і щоб ринкова зона, в якій перебуває постачальник, могла бути зоною, що приймає природний газ. Для обох цих ситуацій необхідна наявність достатніх потужностей поєднання двох ринкових зон (рис. 3.5.)

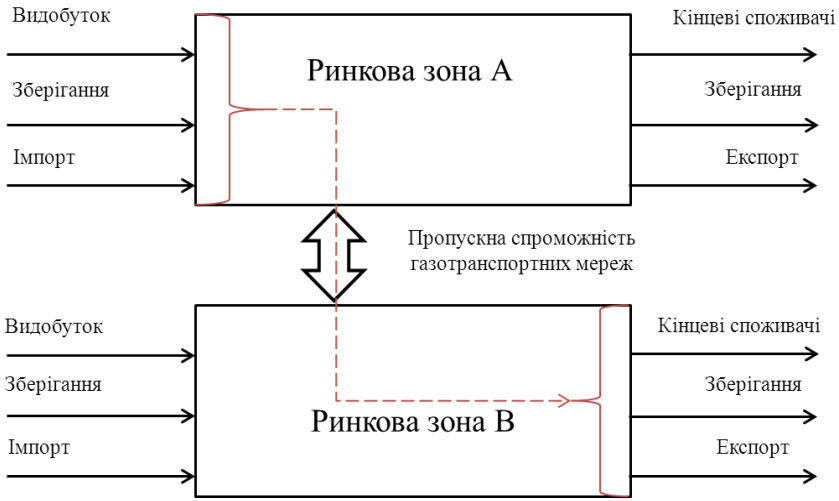


Рис. 3. 5. Об'єднання двох ринкових зон сусідніх газових ринків
Джерело: The Oxford institute for energy studies.

Використовуючи зазначений підхід аналізу фізичних зв'язків газотранспортних мереж ринкових зон, можна оцінити прогнозовану споживчу сумісність газових ринків сусідніх країн, об'єднання яких

не створюватиме додаткових ризиків щодо збалансованості постачання природного газу. Перший крок у виявленні додаткових потужностей мережі полягає в оцінці усіх наявних потужностей вхідних точок зі сторони постачання, від яких варто відняти усі потужності вихідних точок зі сторони постачання. Наступний крок передбачає, що потужності вхідних точок споживання додають і віднімають потужності вихідних точок споживання. Проведення такого аналізу дозволяє виявити потужність, яка може бути використана споживанням, якщо існує потреба отримати додатковий обсяг природного газу через міжкордонні інтерконектори. Зрештою, фактичний попит на потужність на міжкордонних інтерконекторах в напрямі від ринкової зони, що постачає до ринкової зони, яка споживає, дорівнює наявній потужності для постачання через міжкордонні інтерконектори та потужності, які можуть бути використані споживанням. Дана оцінка також виявляє потенціал газотранспортної інфраструктури між країнами, що доцільно розвивати у майбутньому.

Прогноз очікуваних обсягів завантаженості потужностей на вхід та вихід потребує виваженого аналізу та проведення попереднього опитування основних учасників ринків, оскільки поспішне інвестування у будівництво потужних міжкордонних інтерконекторів у майбутньому може призвести до надмірних витрат у підтримуванні системи у належному стані та необґрунтованому зростанні складової операційних витрат у тарифі. Отже, в плануванні розвитку газотранспортних мереж на міжкордонних перетинах необхідно ґрунтуватися на сценаріях, що найбільш реалістично відповідають майбутньому попиту та пропозиції сусідніх ринкових зон.

Об’єднання двох ринкових зон має призвести до переваг, що обумовлені регіональною інтеграцією газових ринків та формуванням єдиної кривої попиту та пропозиції. Основна перевага полягає в тому, що природний газ за нижчою ціною в одній ринковій зоні стає доступним для споживачів з іншої ринкової зони (рис. 3.6.).

Однак, наведений вище позитивний ефект від інтеграції можливий лише до ситуацій, коли граничні пропозиції двох країн відрізняються. У випадку, коли цінова пропозиція у двох ринкових зонах однакова, то наведені інтеграційні переваги для ринків нівелюються. Залежність обох ринкових зон від одного джерела постачання призводить до

формування схожих цін на національних ринках, що також нівелює позитивні ефекти від інтеграції регіональних ринків. Окрім того, така залежність від одного джерела постачання двох ринкових зон швидше за все становитиме бар'єр у розвитку додаткових потужностей на міжкордонних перетинах цих ринкових зон, оскільки в такій торгівлі або будуть відсутні ринкові стимули, або незацікавлений монопольний постачальник з третьої ринкової зони.

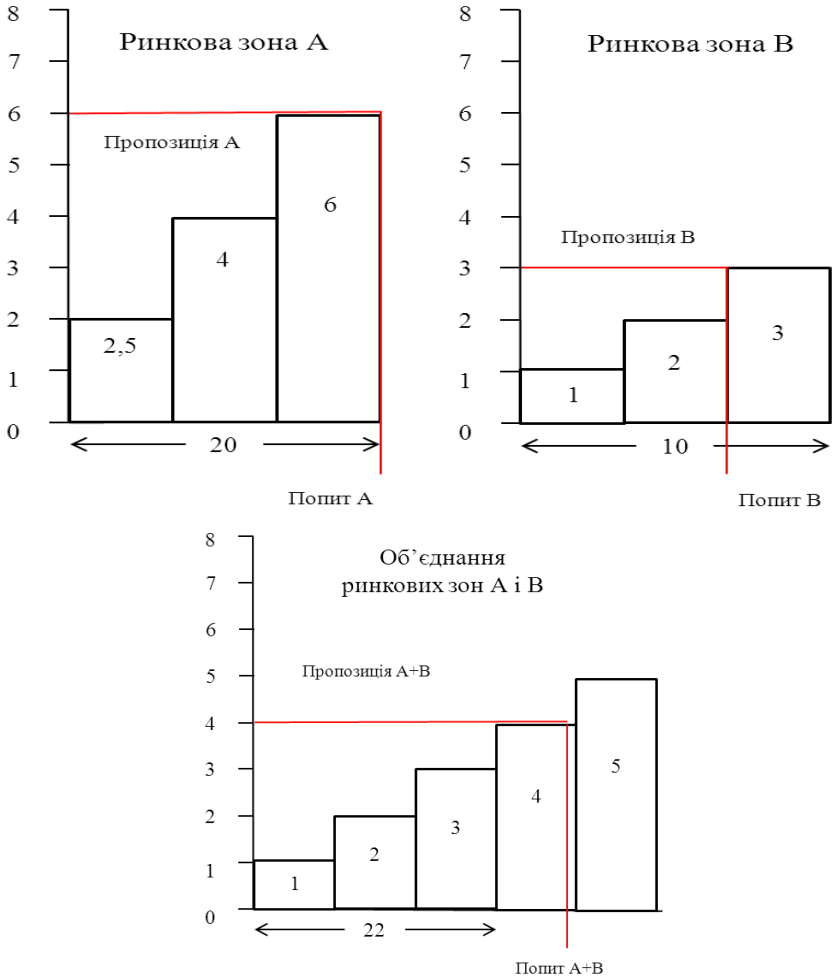


Рис. 3.6. Наслідки від об'єднання двох ринкових зон

Джерело: The Oxford institute for energy studies.

Об'єднання двох ринкових зон має призвести до збільшення конкуренції, що також може знизити ціни на газ та покращити якість послуг газопостачання для кінцевих споживачів. Переваги від інтеграції ринків будуть вищими у разі, якщо одна або обидві ринкові зони мають олігополістичну структуру, а не уже сформований за попередні періоди конкурентний ринок.

Окрім будівництва нових потужностей, існують альтернативні заходи, що дозволяють збільшити обсяги транскордонних перепотоків та оптимізувати торгівлю між двома ринковими зонами. Адміністративні заходи застосовуються транспортним оператором задля планового використання потужностей мережі та паралельно обмежують гнучкість використання потужностей користувачами. Ринкові заходи базуються на використанні ринкових стимулів, що повинні регулювати поведінку користувачів мережі задля уникнення дефіциту або профіциту наявних потужностей під час транспортування природного газу газотранспортною системою. Як правило, на лібералізованих газових ринках ринкові методи є ефективніші, оскільки вони ґрунтуються на добровільних угодах із транспортними операторами та іншими суб'єктами ринку. Адміністративні заходи виконуються в основному безкоштовно TSO за винятком зниження тарифів на переривання або застосування попередньо обумовлених інших заходів, що можуть обмежувати можливості користувачів. Ринкові засоби, як правило, супроводжуються винагородою контрагентів за вжиті заходи. Окрім різниці між адміністративними і ринковими заходами, можна також виділяти заходи, що можуть бути згруповані за типом товар/послуги, до яких вони пов'язані: заходи, що пов'язані з розподілом та використанням прав на потужність або заходи, що безпосередньо пов'язані з природним газом як товаром та/або послугами, що надаються користувачам мережі (послуги балансування).

Європейський ринок природного газу в умовах конвергенції інституційного середовища

Національні ринки природного газу країн Європейського Союзу за останні 20 років пройшли складний етап трансформацій, головним змістом яких була гармонізація внутрішнього середовища до єдиних загальноєвропейських правил, лібералізація економічних відносин і, як наслідок, подальша внутрішньоєвропейська інтеграція енерге-

тичних ринків. Ухвалення та впровадження норм Другого енергетичного пакета, а потім Третього зумовили значні зміни на національних газових ринках країн ЄС. Розширення інфраструктурних потужностей країн ЄС спершу дало змогу сформувати інтегровані регіональні ринки природного газу, що часто мають прив'язку до розвинених регіональних торгових майданчиків – хабів, а згодом – створити загальноєвропейський ринок природного газу.

Аналізуючи процес розвитку ринків природного газу країн ЄС, необхідно виділити наслідки інтеграції та взаємовпливу національних ринків природного газу, зокрема в частині ціноутворення природного газу. У всіх країнах ЄС за період з 2000–2018 рр. спостерігалося зростання тарифів для різних категорій домогосподарств. Однак таке зростання не є однаковим для всіх країн ЄС. У країнах, що були піонерами лібералізації власних національних ринків, спостерігається найменше зростання тарифу для всіх категорій споживачів. Так, у Великій Британії тариф у 2018 р., порівняно з 2000 р. для домогосподарств категорії D1 (< 20 GJ), зріс на 77%, у Німеччині – на 68%. Для домогосподарств категорії D2 (< 200 GJ) зростання за звітний період було ще більшим і становило 98% для Великої Британії та 73% для Німеччини.

Ситуація у країнах, що пізніше приєдналися до ЄС та почали лібералізовувати національні газові ринки, склалася інакше і тариф на природний газ зріс набагато більше. Так, у Чехії (група D1) у 2018 р. порівняно з 2000 р. тариф підвищився на 494%, у Польщі на 219%, в Угорщині – на 241%.

Зовсім інша ситуація постає, якщо аналізувати зміни в тарифах для різних категорій домогосподарств у зв'язку з ухваленням та впровадженням норм Третього енергетичного пакета. З 15 країн ЄС та ЕнС, що аналізувалися за період з 2010[114] р. по 2018 р., у п'яти країнах (Німеччині, Болгарії, Словаччині, Естонії, Латвії) зростання тарифу для домогосподарств категорії D1 (< 20 GJ) відбулося в межах 20%. У Румунії, Італії, Чехії – у межах 40%. У Великій Британії тариф зріс у межах 60%, а в усіх інших країнах (Угорщині,

[114] Базовий період ,з яким порівнювалися зміни тарифів та з якого розпочалося впровадження норм Третього енергетичного пакета.

Польщі, Словенії, Литві, Хорватії, Сербії) тариф знизився. Загалом по країнах ЄС та ЕнС тариф за період з 2010–2018 р. зріс на 50,3% .

Порівнюючи динаміку зміни тарифів для різних категорій домогосподарств з 2010 р. (початок упровадження норм Третього енергетичного пакета) загалом по країнах ЄС та ЕнС необхідно відзначити збереження незначних коливань цін порівняно з базовим 2010 р. (рис. 3.7.).

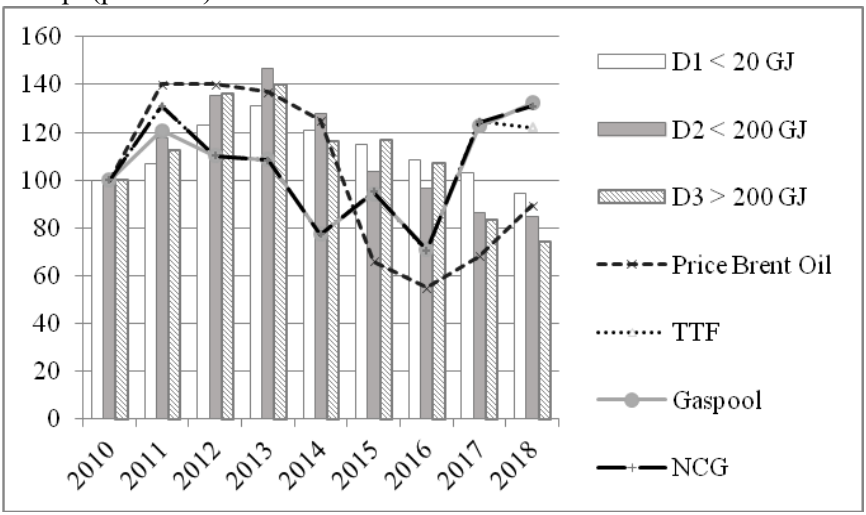


Рис. 3.7. Зміна тарифу на природний газ за категоріями домогосподарств без оподаткування по ЄС та ЕнС після впровадження III Енергетичного пакета, 2010=100%

Джерело: розраховано автором на базі Eurostat.

Податкова політика у країнах ЄС та ЕнС щодо кінцевих цін на природний газ як товар для різних категорій домогосподарств характеризується такими особливостями: у трьох країнах (Болгарії, Словаччині, Україні) протягом 2000–2018 рр. ставка оподаткування газу як товару була стабільною та становила близько 20%; у чотирьох країнах (Сербії, Молдові, Румунії, Великій Британії) ставка оподаткування становила менше 20%. У всіх інших країнах ЄС та ЕнС, що аналізувалися, оподаткування було або вище 20%, або частка податків та зборів у кінцевій ціні природного газу для різних категорій домогосподарств від року до року змінювалася. Так, у кінцевій ціні природного газу як товару частка податків та зборів

була найвища в Італії (від 32,9% до 69,5%), Словенії (40–45%), Естонії (40–42%).

Аналізуючи динаміку зміни тарифів для різних категорій домогосподарств з урахуванням оподаткування та зборів за той самий період, загалом по країнах ЄС та ЕнС, можна відзначити, що у кінцевій ціні за природний газ як товар частка податкових зборів зросла (рис. 3.8.).

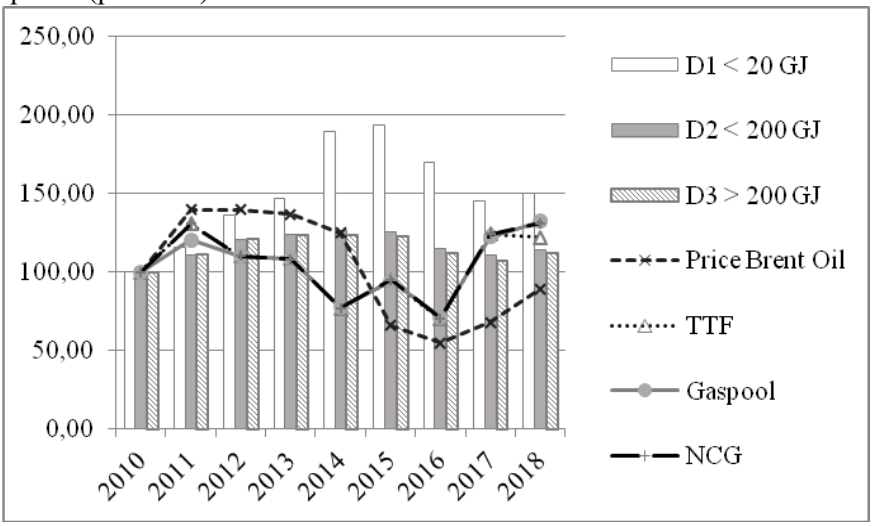


Рис. 3.8. Зміна тарифу на природний газ за категоріями домогосподарств з урахуванням оподаткування по ЄС та ЕнС після впровадження Третього енергетичного пакета, 2010=100%

Джерело: розраховано автором на базі Eurostat.

Разом із тим головною метою формування єдиного європейського суспільно-економічного простору є конвергенція внутрішнього середовища країн ЄС. Конвергенція, окрім гармонізації інституційного середовища та запровадження єдиних правил функціонування ринку, передбачає також, як результуючий ефект, досягнення цінової конвергенції. Оцінка наслідків взаємовпливу регіональних ринків країн ЄС та ЕнС на різних сегментах цих ринків виявила, що на нинішньому етапі формування єдиного інтегрованого газового ринку ЄС цінова конвергенція на природний газ як товар для першої категорії побутових споживачів (< 20 GJ) відсутня. Водночас для інших двох категорій побутових споживачів (D2 < 200

GJ та D3 > 200 GJ) зі збільшенням обсягів споживання спостерігається помірна цінова конвергенція за період 2007–2018 рр. Якщо ж проводити аналіз кінцевої ціни на природний газ з урахуванням податків та зборів для усіх категорій побутових споживачів, то незначна цінова конвергенція спостерігається навіть у першій категорії споживачів (< 20 GJ) (рис. 3.9.-3.10.).

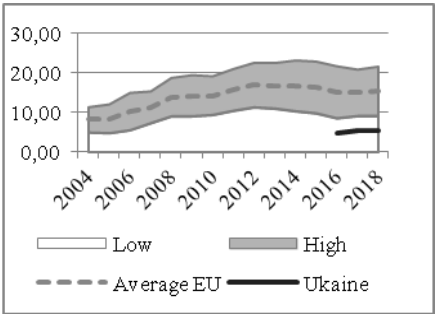


Рис. 3.9. Стандартне відхилення середньоєвропейської ціни газу як товару для першої категорії побутових споживачів (< 20 GJ)

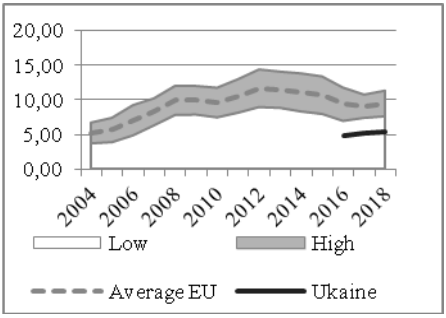


Рис. 3.10. Стандартне відхилення середньоєвропейської ціни газу як товару для першої категорії побутових споживачів (> 200 GJ)

Джерело: розраховано автором на базі Eurostat.

У країнах ЄС, залежно від обсягів споживання природного газу, виокремлюють від п’яти до шести груп промислових споживачів з різними кінцевими тарифами. Тарифи для промислових споживачів, як правило, є нижчими за тарифи для домогосподарств. Лише у деяких країнах (Великій Британії, Німеччині, Болгарії, Чехії, Румунії, Польщі, Словаччині, Словенії, Естонії, Латвії, Литві, Хорватії, Сербії) тарифи групи I1 (< 1 000 GJ) є вищими за тарифи домогосподарств групи D3 (> 200 GJ).

Аналізуючи узагальнену динаміку цін природного газу по країнах ЄС для різних груп промислових споживачів з 2010 р. по 2018 р. можна помітити, що на 2018 р. ціна газу лише незначною мірою зросла для двох груп (I1 та I4), а для інших трьох груп навіть знизилась на 4–7% (рис. 3.11.).

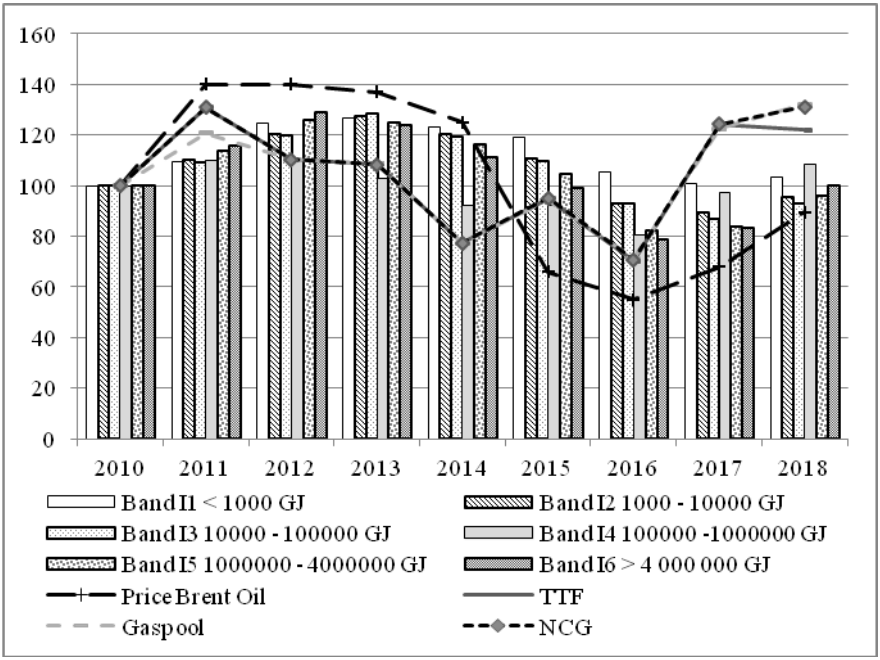


Рис. 3.11. Зміна тарифу на природний газ за категоріями промислових споживачів без урахування податків по ЄС та ЕнС у після впровадження Третього енергетичного пакета

Джерело: розраховано автором на базі Eurostat.

Якщо при аналізі тарифів для різних груп промислових споживачів врахувати оподаткування, то загалом кінцевий результат особливо не змінюється. Так само у двох групах промислових споживачів спостерігається незначне зростання на 2018 р. у межах 2–9%, а в трьох – зменшення ціни на 2–7%. Відмінність лише в тому, що зростання кінцевої ціни ми спостерігаємо не в першій та четвертій групах, а у першій та другій. Це означає, що кінцева ціна для четвертої групи у 2018 р. порівняно з 2010 р. знизилася на близько 15% (рис. 3.12.).

Аналізуючи рівень оподаткування у країнах ЄС та ЕнС, можна відзначити, що майже в усіх країнах податки у кінцевій ціні природного газу становлять понад 20%. Залежно від груп промислових споживачів по країнах питома вага податків у кінцевій ціні, як правило, варіюється, однак різниця між групами в рівні

оподаткування не є значною. Найбільша питома вага податків у кінцевій ціні природного газу для промислових споживачів спостерігається в Італії (до 40% для першої та другої групи), в Угорщині (близько 34%), Словенії (близько 40%), Естонії (близько 40–42%), Литві (35–37%), Німеччині (30–40%). Водночас приклад Італії демонструє і значне зниження оподаткування у групах, що споживають природний газ в обсягах понад 10 000 GJ (третя—четверта група оподаткування в межах 10–20%).

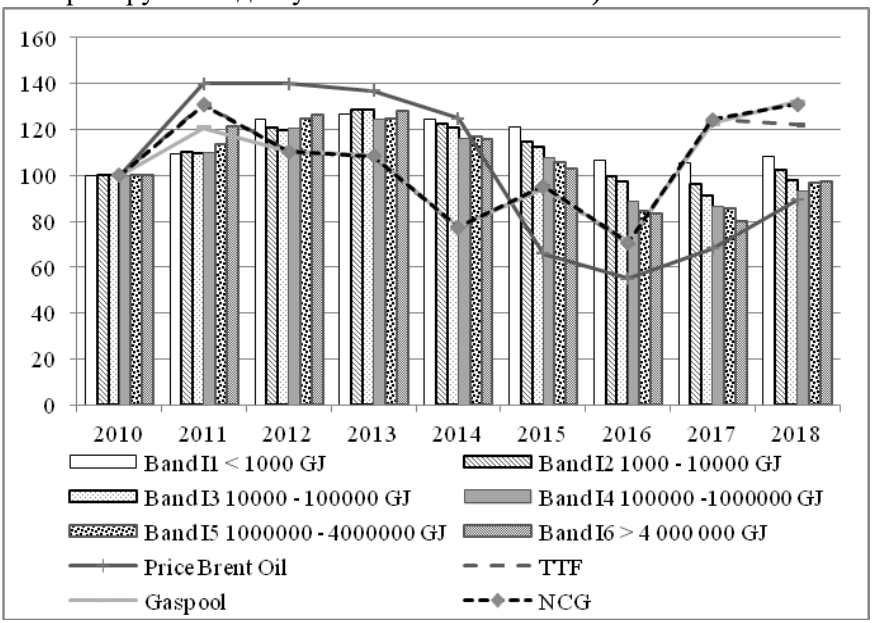


Рис. 3.12. Зміна тарифу на природний газ за категоріями промислових споживачів з урахування податків по ЄС та ЕнС загалом після впровадження Третього енергетичного пакета

Джерело: розраховано автором на базі Eurostat.

Шосту групу промислових споживачів серед аналізованих країн ЄС та ЕнС з обсягом споживання понад 4 000 000 GJ виокремлюють лише у Німеччині, Італії, Угорщині та Румунії. У Німеччині така група виокремлювалась до 2016 р., а надалі офіційна статистика не виділяє такої окремої групи для промислових споживачів.

На відміну від побутових споживачів, у всіх категоріях промислових споживачів спостерігається цінова конвергенція для газу як товару протягом 2007–2018 рр. Особливо велика динаміка

зближення відзначається для перших трьох категорій (I1 < 1 000 GJ, I2 < 10 000 GJ, I3 < 100 000 GJ) (рис. 3.13–3.14).

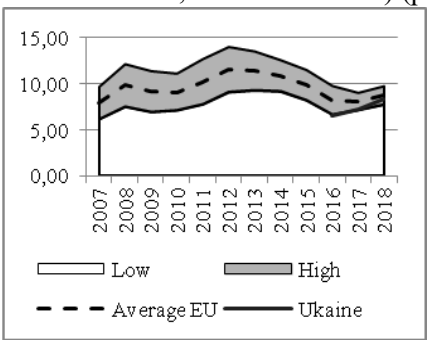


Рис. 3.13. Стандартне відхилення середньоєвропейської ціни газу як товару для другої категорії промислових споживачів (1000 – 10000 GJ)

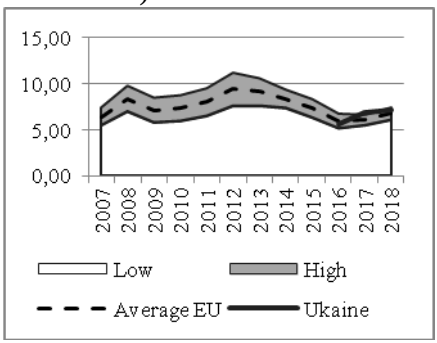


Рис. 3.14. Стандартне відхилення середньо-європейської ціни газу як товару для четвертої категорії промислових споживачів (10000 – 1000000 GJ)

Джерело: розраховано автором на базі Eurostat.

Для наступних трьох категорій промислових споживачів цінова конвергенція також простежується, водночас, попри зростання обсягів споживання, цінове зближення відбувається повільніше. Цінова конвергенція кінцевої ціни природного газу разом із податками та зборами є нижчою порівняно з ціновою конвергенцією ціни газу як товару, хоча також властива для всіх категорій промислових споживачів.

ФОРМУВАННЯ ТА РОЗВИТОК РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ УКРАЇНИ

4.1. Становлення газового сектора України

Ринок природного газу України значний проміжок часу залишався монополізованим великими державними енергокомпаніями з недосконалою організаційною структурою і неефективними методами регулювання та контролю з боку держави. Система тарифоутворення, що тоді існувала, не сприяла раціональній поведінці споживачів, таким чином посилювався тиск на державний бюджет; відсутність інвестицій в галузь унеможливлювала забезпечення відтворення основних фондів; цінова різниця між імпортованим газом і видобутим в Україні створювала передумови для порушення порядку забезпечення споживачів природним газом.

Усі спроби реформування національного ринку газу фактично обмежувалися перерозподілом повноважень регулюючих органів та контролю за фінансовими потоками. Формування конкурентних відносин не ставилося за мету змін у жодному сегменті ринку. Корпоратизація окремих суб'єктів ринку, заміна або виведення на ринок нових учасників впливала лише на формальну структуру ринку, водночас в інституційному середовищі не відбувалося ніяких трансформацій, що могли би мотивувати учасників ринку до зміни поведінки.

Існуюча до останнього часу організаційна структура нафтогазового комплексу сформувалась у 1998 р., коли рішеннями Президента та уряду України було створено Національну акціонерну компанію «Нафтогаз України», до якої увійшли всі державні компанії нафтогазової сфери (рис. 4.1.). Консолідація ресурсів нафтогазової промисловості дозволила певним чином відновити обсяги пошукових робіт та стабілізувати обсяги видобутку природного газу[115].

[115] Ринки реального сектора економіки України: структурно-інституційний аналіз / за ред. д-ра екон. наук, проф. В.О. Точиліна; Інститут економіки та прогнозування НАН України. Київ, 2009. 640 с.

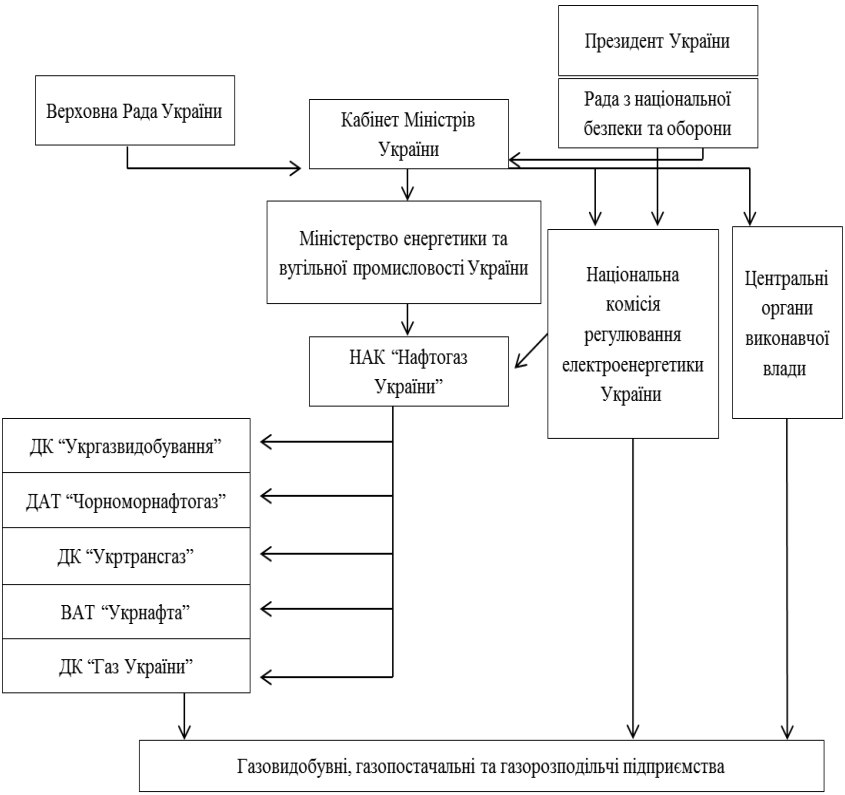


Рис. 4.1. Організаційна структура управління газовою промисловістю України в 2000–2017 рр.

Джерело: Аналіз наслідків впровадження актів acquis communautaire у законодавство України в сфері ринку газу / за ред. І.М. Абрамова; Державний департамент з питань адаптації законодавства. Київ, 2009. 112 с.

Потужності національних газовидобувних підприємств покривали лише до 25% попиту на природний газ. Основним постачальником національного газу був ДК «Укргазвидобування», частка якого разом із природним газом, видобутим іншими структурними підрозділами НАК «Нафтогаз України» доходила до 93% від загального обсягу видобутого природного газу в межах України. Через значну виснаженість родовищ та непрозору систему реалізації нових ліцензій видобуток приватних компаній постійно зменшувався.

Найбільшим постачальником на внутрішньому ринку був ДК «Газ України», що реалізовував природний газ населенню, бюджетним організаціям, комунальним підприємствам та промисловості, – на нього припадало близько 83% реалізованого газу. Інфраструктура газорозподільних мереж була передана в управління регіональним постачальним компаніям (облгазам). За умов зростання світових цін на газ та реалізації державної політики низьких цін на газ в Україні спільно з російським монополістом ВАТ «Газпром» було створено підприємство для реалізації імпортованого природного газу промисловості. Це призвело до значного перерозподілу контролю за фінансовими потоками та низки негативних наслідків для учасників ринку. Лише коли у 2008 р. з внутрішнього ринку вдалося витиснути СП «Укргазенерго», до НАК «Нафтогаз України» повернулися великі промислові споживачі і фінансове становище компанії покращилося (рис. 4.2.).

Частка природного газу в загальному первинному енергоспоживанні становила близько 50% (для порівняння: у 1990 р. було 40%). Незважаючи на обмеженість власних ресурсів і періодичні затримки в імпорті спостерігалася тенденція до зростання частки природного газу в енергетичному балансі України. Такий результат став наслідком того, що споживання газу промисловістю зменшилось у 1,5–2 рази, а споживання газу населенням та для потреб житлово-комунального сектора збільшилось. Річне споживання газу промисловістю становило 25–30 млрд куб. м, теплокомуненерго (ТКЕ) – 12–14 млрд куб. м, бюджетною сферою – 2–3 млрд куб. м, населенням – 20 млрд куб. м. Близько 7 млрд куб. м використовувалося на виробничо-технічні потреби. Україна незначні обсяги газу 2–5 млрд куб. м експортувала до Європи[116].

Ціноутворення на ринку природного газу України залишалося під жорстким державним контролем. Регулюванню підлягали тарифи на транспортування та постачання газу мережами магістральних та розподільчих газопроводів, роздрібні ціни на газ для населення та граничні ціни для усіх інших категорій споживачів. Адміністративне ціноутворення дозволяло зберігати низькі ціни на газ на внутрішньому ринку. Водночас через непрозорість ціноутворення та

[116] Там само.

інформаційну асиметрію національний ринок природного газу не вважався прогнозованим для необхідних інвестицій та розвитку. Відсутність чіткого алгоритму та встановленої періодичності перегляду цін на газ як товар для окремих категорій споживачів переводило питання ціноутворення на газ у площину політичного популізму, чим користувалися політичні еліти, що надалі призводило до значних втрат газового сектора та національної економіки загалом.

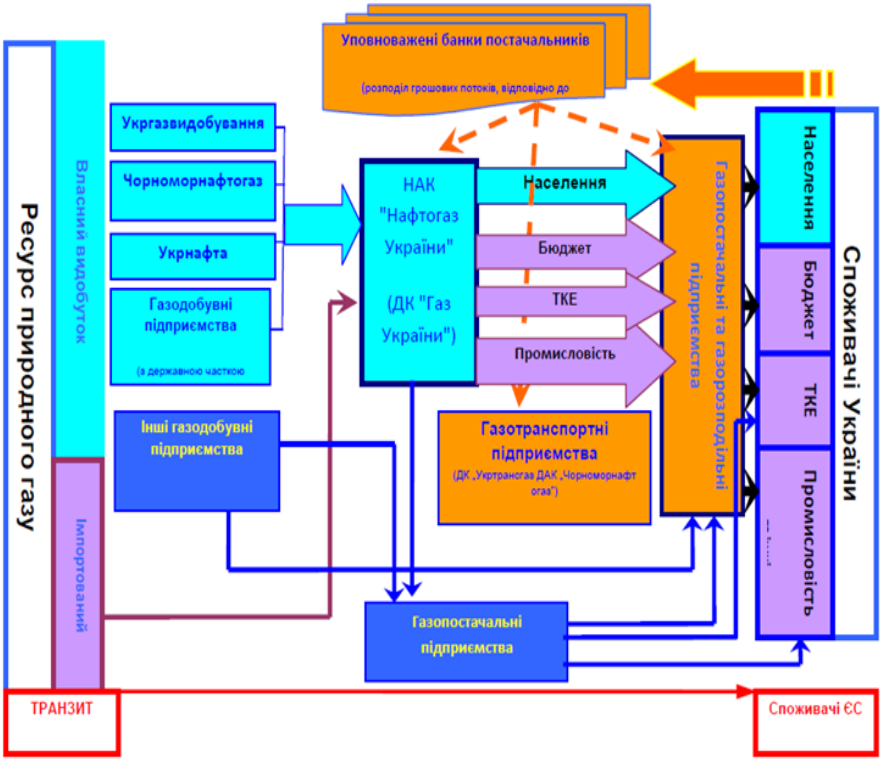


Рис. 4.2. Організаційна структура функціонування ринку природного газу України

Джерело: Ґазізуллін І., Лозовий Л. Газовий ринок України: європеїзація та російський чинник. Аналітична записка / Міжнародний центр перспективних досліджень. Київ, 2011. URL: http://esco-ecosys.narod.ru/2011_12/art161.pdf

Джерела постачання природного газу для різних категорій споживачів встановлювалися адміністративно та регулювалося Порядком забезпечення споживачів природним газом[117]. Ціна газу для промисловості розраховувалася на базі імпортної ціни постачання газу. Водночас імпортна ціна була вищою за ціну на газ внутрішнього видобутку, а баланс газу з імпортерами узгоджувався наперед; конкуренція за постачання газу для промисловості була головною причиною перманентної реструктуризації ринку. Незалежні постачальники не могли реалізовувати газ за ціною нижчою за визначену НКРЕ. Поява будь-яких нових учасників на ринку та частка, яку вони могли зайняти на ринку, також визначалася і контролювалася державою. Непрозорість ринку давала НАК «Нафтогаз України» можливість збільшувати собівартість власного видобутку шляхом невизначеності трактування багатьох статей витрат, використовуючи підхід «витрати плюс» та наближаючи її до рівня імпорту, а надалі реалізовувати газ уже за вищими цінами. Уводилися додаткові платежі до тарифів, такі як цільова надбавка та тариф на реалізацію, що встановлювалися урядом і не мали нічого спільного із ринковим підходом[118].

До 2006 р. теплопостачальні підприємства отримували природний газ за пільговою ціною, оскільки туди спрямовувався газ, який надходив як плата за транзит із Росії. Після зміни в 2006 р. умов постачання ця категорія споживачів закуповувала газ за ринково обґрунтованою ціною лише до 2007 р., коли відбулося чергове значне подорожчання газу на міжнародних ринках. Зі збільшенням у 2008 р. вартості імпортованого газу до 179 дол. США за тис. куб. м тариф для комунальних підприємств відшкодовував менше 70% його вартості, а різницю уряд компенсував із бюджету[119].

---

[117] Постанова КМУ «Про забезпечення споживачів природним газом» № 1729 від 27 грудня 2001 р.. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1729-2001-%D0%BF#Text

[118] Annual report on the implementation of the acquis under the treaty establishing the energy community / Energy Community. 2018. URL: https://www.energy-community.org/dam/jcr:05c644e0-3909-4c26-84f5-e1cdb63e1af4/ECS_IR2018.pdf

[119] Annual report on the implementation of the acquis under the treaty establishing the energy community / Energy Community. 2019.

Відповідно до Порядку забезпечення споживачів природним газом для потреб населення використовувався природний газ, що видобувався державними підприємствами. Ціна на газ для потреб населення розраховувалася як середньозважена з урахуванням обсягів та вартості імпортованого газу. Попри те, що з 1999 р. по 1 травня 2006 р. відбулися зміни, пов'язані зі зростанням витрат на видобуток, транспортування, розподілення, постачання газу, граничні ціни на природний газ для населення не змінювалися, хоча споживання населенням природного газу щороку зростало.

Протягом наступних періодів ціну на газ для населення постійно намагалися підвищити, проте ці намагання були несистемними, не мали комплексного характеру і реалізовувалися лише шляхом адміністративного втручання у ціноутворення. Різниця у ціноутворенні для різних категорій споживачів за відсутності 100% системи обліку споживання газу постійно призводили до порушення Порядку забезпечення споживачів природним газом.

До початку лібералізації національного газового ринку за європейським зразком більшість сегментів ринку газу України залишалися монополізованими переважно державними компаніями. Частка незалежних постачальників не перевищувала 7–10%. Найбільшим оператором на ринку природного газу України до 2012–2013 рр. залишалася дочірня компанія НАК «Нафтогаз України» – ДК «Газ України», функції якої в період лібералізації національного ринку відійшли до материнської компанії. До 2012 р. держава остаточно передала інфраструктуру газорозподільчих мереж в управління переважно приватним регіональним постачальним компаніям. Внутрішні газовидобувні компанії покривали близько 25% попиту, а решта природного газу імпортувалася з монопольною залежністю від одного джерела постачання. Імпорт природного газу з Росії здійснювався на умовах довгострокового контракту 2009 року, де вартість палива розраховувалась щоквартально з урахуванням зміни ринкових цін на мазут та дизельне паливо. Контракт 2009 р. вперше визначив у відносинах між Україною та Росією чіткі умови та правила тарифоутворення. Водночас ринкові зміни, що відбулися у цей період на європейських енергетичних ринках, призвели до значного зростання вартості імпортного природного газу з Росії, зумовивши підвищення кінцевої ціни на природний газ для різних категорій споживачів та зниження споживання природного газу.

Квітневі домовленості 2010 р., що встановлювали знижку у 100 дол. відносно умов контракту 2009 р., були політичним рішенням, що порушувало умови типових контрактів для країн Європи та запроваджувало неринкові методи ведення економічної діяльності. Проте це дозволило знизити ціну на природний газ для різних категорій споживачів та зекономити близько 3,01 млрд дол. США. Наслідком змін умов тарифоутворення на імпортний природний газ стало не стільки покращення конкурентоспроможності національної продукції, скільки відновлення до колишнього рівня прибутковості окремих видів діяльності , при цьому їх позбавили стимулів до впровадження енергоефективних заходів[120].

4.2. Трансформація інституційного забезпечення національного ринку природного газу в умовах інтеграції

Політика Європейського Союзу щодо реформування енергетичних ринків у напрямі лібералізації ринкових відносин має на меті формування єдиного енергетичного європейського ринку. З метою стабільного, сталого та конкурентоспроможного забезпечення енергією всієї Європи було засноване ЕнС. Європейський Союз, намагаючись розширити свій внутрішній енергетичний ринок за рахунок країн Енергетичного співтовариства, передбачає гармонізацію національної нормативно-правової бази зі стандартами ЄС шляхом імплементації Другого та Третього енергетичних пакетів. У майбутньому Енергетичне співтовариство планує створити інтегровані енергетичні ринки по всьому регіону. З лютого 2011 р. Україна стала офіційним членом Енергетичного співтовариства, підписавши та ратифікувавши в кінці 2010 р. відповідний протокол[121]. Участь в Енергетичному співтоваристві обумовлює потребу організації зв’язків між учасниками, формування спільної правової та економічної бази щодо енергетичних

[120] Ринки реального сектора економіки України в інституціональному середовищі СОТ: кон’юнктура та інтеграція / за ред. д-ра екон. наук, проф. В. О. Точиліна; НАН України, ДУ «Інститут економіки та прогнозування НАН України». Київ, 2012. 552 с.

[121] Договір про заснування Енергетичного Співтовариства від 25.10.2005. URL: http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/994_926; Протокол про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства від 01.02.2011. URL: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/994_a27

продуктів і матеріалів для транспортування яких використовуватимуться мережі електро- та газопостачання. Основні характеристики процесів дерегуляції ринків природного газу відображено на (рис. 4.3.).

Рис. 4.3. Схема процесу лібералізації ринку природного газу

Джерело: складено автором на основі: Лебедев О.Т. Экономика отраслевых рынков. Санкт-Петербург: Изд-во Политехнического университета, 2009. 340 с.; Митрова Т.А. Динамика институциональной структуры газовых рынков. *Известия РАН. Энергетика и транспорт.* 2004. URL: https://www.researchgate.net/profile/Tatiana-Mitrova/publication/333929390_Dinamika_institucionalnoj_struktury_gazovyh_rynkov/links/5d0cdab6a6fdcc2462983435/Dinamika-institucionalnoj-struktury-gazovyh-rynkov.pdf; Волкан О. Перестройка европейского газового рынка в рамках его глобализации. *Нефть, газ и бизнес*. 2011. № 4. С. 28–33; Окороков Р.В., Окороков В.Р. Глобализация: причины, возможности и угрозы для развития топливо-энергетического комплекса. Київ: Знания Украины, 2005. 552 с.

Вступивши до Енергетичного співтовариства, Україна взяла на себе зобов'язання виконувати умови Другого та Третього енергетичних пакетів. До умов ДЕП належать Директиви Європейського Парламенту (ЄП) та Ради Європейського Союзу (РЄС) 2003/55/ЄС «Про основи функціонування внутрішнього ринку природного газу» та 2004/67/ЄС «Про заходи щодо забезпечення безпеки поставок природного газу», а також Регламент 1775/2005 ЄП та РЄС «Про умови доступу до систем транспортування природного газу». До умов ТЕП належать Директива 2009/73/ЄС стосовно загальних засад функціонування внутрішнього ринку природного газу та Регламент 715/2009 «Про умови доступу до систем транспортування природного газу»[122].

Ухвалення Директиви 2003/55/ЄС в ЄС було зумовлено необхідністю забезпечити розвиток конкуренції на ринку природного газу та зменшити ризики зловживання монопольним положенням окремих суб'єктів , а також потребою у забезпечені захисту прав кінцевих споживачів та у встановлені недискримінаційних тарифів на послуги транспортування та розподілення, що не вдавалось досягти з допомогою умов та вимог Директиви 98/30/ЄС[123].

Директива 2003/55/ЄС встановила нові спільні правила для транспортування, розподілу, постачання, зберігання газу, а також критерії та процедури видачі дозволів на транспортування, розподіл та зберігання газу. Правила розповсюджуються на природний газ, зріджений природний газ (ЗПГ), на біогаз та газ, отриманий від біомаси, або інші види газу. Діяльність держави в особі Регулятора має забезпечити регулювання суб'єктів ринку на умовах конкурентності, надійності та прогнозованості функціонування інституційного забезпечення.

---

[122] Салашенко Т.І. Національні особливості реорганізації енергетичних ринків України у контексті реалізації її міжнародних зобов'язань. *Матеріали міжнародної наукової конференції «Економічний розвиток і спадщина Семена Кузнеця» 1–2 червня 2017 р.*: тези доповідей,. Харків: ХНЕУ імені Семена Кузнеця, 2017. С. 404–407.

[123] Директива 2003/55/ЄС Європейського Парламенту та Ради Європейського Союзу стосовно спільних правил для внутрішнього ринку природного газу. URL: http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/994_380

Аналіз Директиви 2003/55/ЄС показав, що велика увага приділяється заходам, які держава (регулятор) має запроваджувати з метою підвищення захищеності кінцевих споживачів, гарантуючи адекватні запобіжні заходи для захисту соціально незахищених споживачів та запобігаючи відключенню цих категорій споживачів від мереж, забезпечуючи високий рівень захисту споживачів у сфері прозорості договірних відносин та умов їх функціонування, у доступі до загальної інформації та засобів урегулювання суперечок. Для цього в директиві виписані основні вимоги щодо змісту контрактів між побутовими споживачами і постачальником, найголовнішими серед яких є такі, що умови контракту повинні бути добре відомими споживачеві наперед і споживач має гарантоване право змінювати постачальника газу без додаткової оплати. Крім відкритості інформації для споживачів газу, Директива 2003/55/ЄС передбачає публічність, відкритість та недискримінаційність держави (регулятора)при видачі суб'єктам ринку дозволів на здійснення певних видів діяльності, а у разі газових підприємств – прозорість та окрему звітність із транспортування, розподілу та зберігання газу.

Проте Директива 2003/55/ЄС не вирішує питання безпеки газопостачання та газозабезпечення. Задля вирішення цієї проблеми необхідно було розробити певні мінімальні загальні підходи щодо забезпечення відповідного рівня безпеки постачання природного газу, де було б визначено конкретні ролі та обов'язки всіх учасників ринку з метою забезпечення неперервного постачання природного газу домогосподарствам. З цього приводу ЄП та РЄС ухвалили Директиву 2004/67/ЄС «Про заходи щодо забезпечення безпеки постачання природного газу». Ця Директива окреслює напрями дії регулятора для встановлення прозорих та недискримінаційних правил безпеки постачання газу, для збереження або розвитку конкуренції на внутрішньому ринку, для визначення ролей та обов'язків усіх учасників ринку без порушення їхніх прав. У Директиві наводиться неповний перелік інструментів для підвищення надійності газопостачання, які уряди країн повинні дотримуватися або робити все можливе для їх дотримання. Серед інструментів, що для України є важливими, варто відзначити такі, як: постійна наявність газу в газосховищах, можливість відбору газу зі сховищ, використання альтернативних газу видів палива у промисловості та електро-

енергетиці, наявність ринків скрапленого газу, використання між державних потужностей, співпраця з операторами мереж сусідніх держав, високий рівень узгодженості диспетчерської діяльності між операторами розподільчих та магістральних мереж, диверсифікація джерел постачання газу, збільшення власного видобутку газу, розвиток газотранспортних мереж та терміналів скрапленого газу, укладання довгострокових контрактів[124].

Перелічені вище директиви вагомо посприяли розбудові внутрішнього ринку газу європейських країн. Проте необхідність структурних змін у нормативній базі з метою подолання існуючих бар'єрів, зокрема пов'язаних із торгівлею газом, потреба завершити створення внутрішнього ринку, що зумовила розроблення додаткових технічних правил, зокрема, щодо вільного доступу до мереж третіх сторін, принципових механізмів розподілу потужностей та управління перевантаженнями, також вимог щодо прозорості діяльності, змусили ЄП та РЄС у вересні 2005 р. ухвалити Регламент 1775/2005 «Про умови доступу до систем транспортування природного газу».

Цей Регламент покликаний забезпечити встановлення недискримінаційних правил та умов доступу до систем транспортування природного газу, з урахуванням особливостей національного та регіонального ринків задля забезпечення належного функціонування внутрішнього ринку газу. Зазначена мета передбачає:

- встановлення гармонізованих принципів формування тарифів (методика тарифоутворення має бути прозорою та зрозумілою для всіх категорій споживачів) доступу до мережі третьої сторони, розподіл потужностей та управління перевантаженнями мереж;
- визначення вимог прозорості, правил балансування та плати за дисбаланс;
- стимулювання торгівлі правами на потужність.

[124] Юхимець Р.С. Ринок природного газу України. *Енергетичні ринки України: регуляторна конвергенція та інтеграція*: кол. наук. моногр. / за ред. канд. екон. наук. Р.З. Подольця; НАН України, ДУ « Ін-т екон. та прогнозув. НАН України». Київ, 2014. 212 с. С. 108–115.

Тарифи або методи, за якими вони встановлюються, застосовуються операторами транспортної системи та ухвалені органами регулювання, повинні бути прозорими, відображати фактично здійснені витрати та застосовуватись на недискримінаційній основі. Крім того, тарифи можуть визначатися на ринкових засадах, наприклад, на аукціонах. Вони мають сприяти ефективній торгівлі газом, розвитку конкуренції, надавати стимули для інвестицій, підтримувати або створювати можливості для взаємодії газотранспортних мереж та запобігати перехресному субсидуванню між користувачами мережі.

Щодо доступу третіх сторін, то в Регламенті досить чітко прописані основні зобов'язання операторів транспортної системи, що повинні забезпечити надання послуг усім користувачам системи на недискримінаційній основі на довгостроковий або короткостроковий період.

Варто відзначити, що статті Регламенту вимагають прозорості, об'єктивності та недискримінаційності в усіх питаннях і від учасників газового ринку, і від регулятора чи держави і покликані сприяти ефективному використанню газових мереж та стимулювати вільну торгівлю правами на потужність мереж.

У 2010 р. було ухвалено Закон України «Про засади функціонування ринку природного газу»[125], що започаткував докорінну зміну моделі організації ринку природного газу з урахуванням міжнародних зобов'язань України щодо лібералізації та дерегуляції ринку природного газу. Згідно із зазначеним Законом, вільний та рівний доступ до газотранспортної системи має надаватися як для цілей постачання газу споживачам України, так і для цілей транзиту газу через територію України. Це означає, що Україна зобов'язана забезпечувати транзит газу через свою територію усім зацікавленим суб'єктам господарювання, які мають відповідні дозволи.

Відповідно до українського законодавства діяльність, пов'язана із транспортуванням та розподілом трубопроводами, постачанням, зберіганням природного газу в обсязі, що перевищує рівень, установлений ліцензійними умовами, продажем за закупівельними

[125] Закон України «Про засади функціонування ринку природного газу». URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2467-17#Text

цінами суб'єктам господарювання природного газу власного видобутку в обсязі, що перевищує рівень, установлений ліцензійними умовами, провадиться за умови отримання відповідної ліцензії. Ліцензія видається окремо на кожний вид діяльності в порядку, визначеному НКРЕКП[126]. Згідно з режимом ліцензування, економічна діяльність суб'єктів господарювання ринку природного газу передбачає сплату відповідних податків.

Закон України «Про ринок природного газу», ухвалений у 2015 р., визначає, що суб'єктами ринку природного газу є видобувні компанії, оптові продавці, інфраструктурні оператори, постачальники та кінцеві споживачі (до них відносяться вразливі споживачі й захищені споживачі).

Донедавна ціни на природний газ жорстко регулювалися державою і встановлювалися для різних категорій споживачів на всіх етапах – від видобутку до постачання газу кінцевим споживачам. Національний регулятор (НКРЕКП) затверджував роздрібні ціни на газ для населення та підприємств ТКЕ, граничні ціни на газ для промисловості, тарифи на транспортування, розподілення, постачання газу, ціни, за якими державна компанія НАК «Нафтогаз Україна» закуповує газ українського видобутку та продає його споживачам (рис. 4.4.).

Поетапне підвищення цін для різних категорій споживачів до економічно обґрунтованого рівня дуже важливе для розвитку конкуренції та – зрештою – для отримання економічно вигідніших та якісних послуг споживачами. До 1 жовтня 2015 р. передбачалося, що постачання природного газу кінцевим споживачам може здійснюватися або за регульованим, або за нерегульованим тарифом. На грудень 2015 р. в Україні близько 200 компаній мали ліцензію на постачання природного газу за нерегульованим тарифом та 49 компаній мали ліцензію на постачання природного газу за регульованим тарифом (облгази). Розпочинаючи з 1 жовтня 2015 р., державні та приватні компанії зобов'язані отримати ліцензію на постачання природного газу кінцевим споживачам від Регулятора.

[126] Закон України «Про ринок природного газу». URL: http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/2665-14

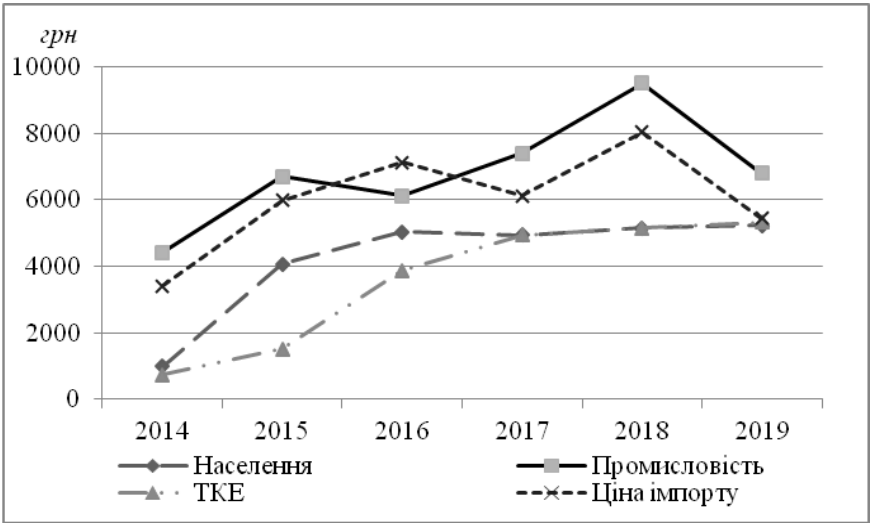


Рис. 4.4. Динаміка цін на природній газ для різних категорій споживачів за 2014–2019, *грн*

Джерело: розрахунки зроблені на основі даних Державної служби статистики України, НАК «Нафтогаз України», НКРЕКП.

Промислові споживачі отримали можливість купувати на нерегульованому ринку в Україні природний газ у значної кількості імпортерів та у внутрішніх приватних видобувних компаній на конкурентних умовах, шляхом укладання прямих контрактів між постачальниками/трейдерами і споживачами. Частка ринку НАК «Нафтогаз України» в нерегульованому сегменті постачання природного газу у 2016 р. зменшилася до 36%[127]. Частка постачання природного газу НАК «Нафтогаз України» для виробників теплової енергії (ТКЕ) в 2016 р. залишалася високою – 89,7%. На роздрібному ринку природного газу від загального обсягу реалізації частка НАК «Нафтогаз України» становила лише близько 20%[128].

У 2018 р. НАК «Нафтогаз України» імпортував 66% (62% у 2017 р. та 74% у 2016 р.) від загального імпорту природного газу до України, причому такі великі обсяги імпорту зумовлені покладеними на НАК «Нафтогаз України» спеціальними обов’язками формувати

[127] Річний звіт НКРЕКП 2016. URL: https://www.nerc.gov.ua/?id=24476
[128] Там само.

ресурс природного газу для споживачів, визначених Положеннями про ПСО 187[129] та 867[130].

Упродовж 2018 р. зареєстровано діяльність 234 постачальників природного газу. За оцінкою НКРЕКП, у 2018 р. близько 71% обсягів постачання населенню природного газу здійснювалося постачальниками, контрольні пакети акцій яких перебували у власності операторів ГРМ (об'єднаних під брендом «Регіональна газова компанія»).

Протягом 2016–2018 рр. частка обсягів постачання природного газу установам та організаціям, які фінансуються з державних та місцевих бюджетів, постачальниками, визначеними Положеннями про ПСО 187, 867 та 758, знижується: 87% у 2016 р., 69% у 2017 р. та 47% у 2018 р. Водночас споживання природного газу, що припадає на бюджетні установи, також зменшувалося: на 7% у 2017 р. порівняно з 2016 р. та на 1% у 2018 р. порівняно з 2017 р. Таким чином, частка обсягів постачання бюджетним установам та організаціям природного газу постачальниками, контрольні пакети акцій яких перебували у власності операторів ГРМ, у 2018 р. становила 31% (48% у 2017 р., 54% у 2016 р.). Разом із тим частка обсягів природного газу, які постачалися постачальниками, контрольні пакети акцій яких перебували у власності операторів ГРМ, на роздрібному ринку у 2018 р. загалом становила близько 31% від загальних обсягів постачання природного газу на роздрібному ринку, що близьке до значення 2015–2017 рр.[131].

---

[129] Постанова КМУ від 22 березня 2017 р. № 187 «Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на суб'єктів ринку природного газу для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу». URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/187-2017-%D0%BF#Text

[130] Постанова КМУ від 19 жовтня 2018 р. № 867 «Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на суб'єктів ринку природного газу для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу». URL: https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-zatverdzhennya-polozhennya-pro-123

[131] Звіт НКРЕКП 2018. URL: https://www.nerc.gov.ua/index.php/map_9/data/filearch/Materialy_zasidan/2018/?id=39678

НАК «Нафтогаз України» у 2018 р. був основним постачальником природного газу для виробників теплової енергії (ТКЕ). Частка його обсягів постачання природного газу від загальних обсягів постачання зазначеній категорії споживачів становить близько 81% (79% у 2017 р., 89,9% у 2016 р., 99,5% у 2015 р.). Водночас частка обсягів природного газу, які постачалися НАК «Нафтогаз України» на роздрібному ринку природного газу, загалом становить близько 27% від загальних обсягів постачання природного газу на роздрібному ринку, що на 4 в.п. більше, ніж у 2017 р. (у 2016 р. показник аналогічний)[132].

Також частка обсягів постачання природного газу промисловим підприємствам та іншим суб'єктам господарювання (крім релігійних організацій) трьома найбільшими групами постачальників у загальних обсягах постачання зазначеним категоріям споживачів (за винятком обсягів постачання прямим споживачам) становить близько 39%, що наближене до значення 2017 р. Загалом на роздрібному ринку природного газу частка трьох найбільших груп постачальників (за оцінкою НКРЕКП) у 2018 р. становила 66% (63% – у 2017 р.).

Посилення конкуренції зумовило зміну форми взаємодії між господарюючими суб'єктами ринку, що у свою чергу вплинуло на зміну структури і тривалості контрактних відносин. Унаслідок лібералізації відносин стали інтенсивно розвиватися короткострокові класичні контракти. В умовах надлишку газу політика відкритого доступу і розділення функцій колишніми монополістами викликали появу короткострокової пропозиції продукту за більш низькими цінами. Це стимулювало стрімкий розвиток короткострокової торгівлі газом, а за наявності надлишку продукції на ринку сприяло подальшому зниженню ціни.

Подібні трансформації ринку на цьому етапі розвитку згідно з чотирьохетапною моделлю відзначаються паралельним існуванням таких трьох типів контрактів, як:

- короткострокові (поставка впродовж місяця);
- середньострокові (поставка впродовж 1–12 місяців);

[132] Звіти НКРЕКП 2018-2019. URL: https://www.nerc.gov.ua/index.php/map_1/data/filearch/Proekty/2019/?id=51822

- довгострокові (поставка на період більше ніж один рік).

Перевага короткострокових контрактів на поставку газу полягає в тому, що вони дозволяють споживачам забезпечувати непередбачувані потреби, достатню гнучкість у досягненні фізичної рівноваги між попитом і пропозицією в короткостроковому періоді. Проте головна перевага подібної контрактації полягає в можливості досягати зниження витрат за рахунок постійного пошуку джерела газу за найбільш низькою ціною (рис. 4.5.).

Рис. 4.5. Співвідношення імпорту природного газу з країн Європи приватними компаніями та НАК «Нафтогаз України», *млрд куб. м*

Джерело: розрахунки зроблені на основі даних Державної служби статистики України та НАК «Нафтогаз України».

Запровадження ринкових цін для усіх категорій споживачів повинно усунути дисбаланс НАК «Нафтогаз України» та, відповідно, державного бюджету, навіть за умови значного субсидіювання споживачів та державної підтримки реалізації заходів енергоефективності найменш забезпеченими категоріями населення. Кінцевий фінансовий ефект встановлення ринкових цін полягає в тому, що з бюджету знімається навантаження у вигляді непрямих субсидій заможним домогосподарствам, за рахунок зрівняння цін для промисловості та населення зникають ризики зловживання правилами

газопостачання для різних категорій споживачів, знижуються в абсолютному вираженні витрати на обслуговування державного боргу.

За 2015–2018 рр. були сформовані законодавчі умови для функціонування віртуальної точки торгівлі, на якій відбувається передача права власності на ресурс. Розпочали функціонувати приватні газові біржі, проте обсяги торгівлі на них, порівняно з двосторонніми контрактами, незначні. Однак реалізація природного газу як товару на подібних біржах демонструє, що конкурентні умови можуть суттєво зменшувати кінцеву ціну продажу ресурсу порівняно з іншими двосторонніми постачаннями на контрактній основі (рис. 4.6.).

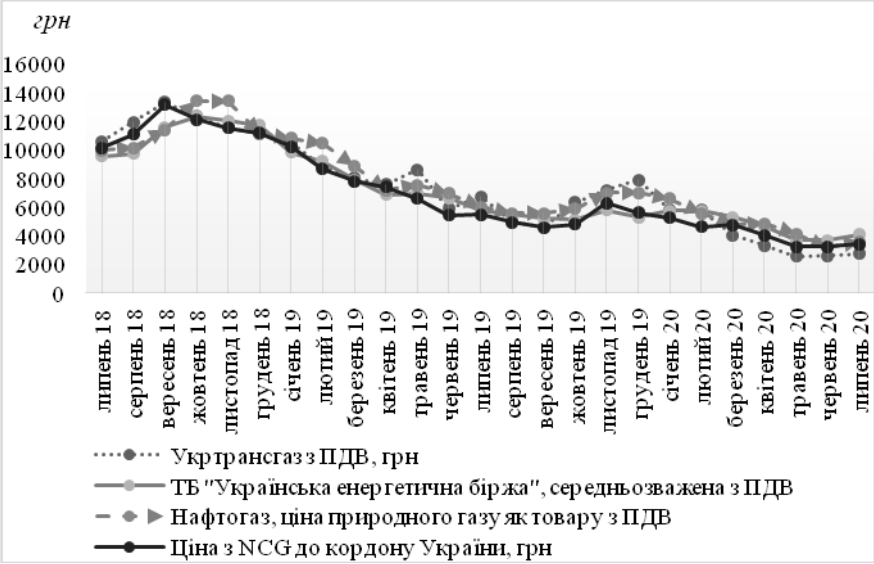


Рис. 4.6. Ціна реалізації природного газу як товару, *грн/тис. куб. м*
Джерело: розрахунки зроблені на основі даних НАК «Нафтогаз України», НКРЕКП, «Укртрансгаз», ТП «Українська енергетична біржа».

Зовсім інша ситуація на ринку реалізації природного газу населенню. Законом України «Про ринок природного газу» формально забезпечено право зміни постачальника та відповідно надано можливості для розвитку роздрібного ринку природного газу. Однак фактично на цьому ринку існує безліч перешкод (неможливість функціональної реалізації права зміни постачальника; покладання

спеціальних зобов'язань на НАК «Нафтогаз України» постачати природний газ облгазам, які далі повинні здійснювати безпосередній продаж газу населенню; відсутність можливості виконувати інвестиційні плани щодо ремонту та розвитку газорозподільчих мереж; контроль цін реалізації природного газу населенню; існуюча система субсидіювання), що перешкоджають створенню на ньому конкурентних умов.

Один з головних стимулів реформування національного ринку природного газу полягає в тому, щоб сформувати нове інституційне середовище, яке б дозволило споживачам отримувати якісніше обслуговування за ринковою ціною. Важливою умовою такого середовища є конкуренція між постачальниками за кращу пропозицію для кінцевого споживача, а споживач повинен мати реальну можливість реалізувати своє право щодо зміни постачальника. Статтею 14 Закону України «Про ринок природного газу»[133] визначено, що всім споживачам гарантується право вибору постачальника. Законом забороняється стягувати плату або вимагати будь-яку іншу фінансову компенсацію у зв'язку зі зміною постачальника (крім випадків, коли така плата або компенсація прямо передбачена договором постачання зі споживачем, що не належить до категорії побутових споживачів). Діючий постачальник не має права встановлювати умови для припинення договору постачання, які обмежують право споживача на зміну постачальника.

У 2018 р. НКРЕКП у своєму щорічному звіті зазначає, що 20 постачальників природного газу здійснювали постачання природного газу бюджетним організаціям та промисловим підприємствам на умовах фінансової компенсації за зміну споживачами постачальника. Водночас кількість споживачів, які у 2018 р. змінили постачальника, становила 5189, з яких 69 споживачів побутових та 5120 непобутових (рис. 4.7), причому частка побутових споживачів, які змінили постачальника, становила у загальній кількості непобутових споживачів 4% (у 2017 р. показник аналогічний)[134].

[133] Закон України «Про ринок природного газу». URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/329-19

[134] Звіти НКРЕКП 2017–2019. URL: https://www.nerc.gov.ua/?id=11895

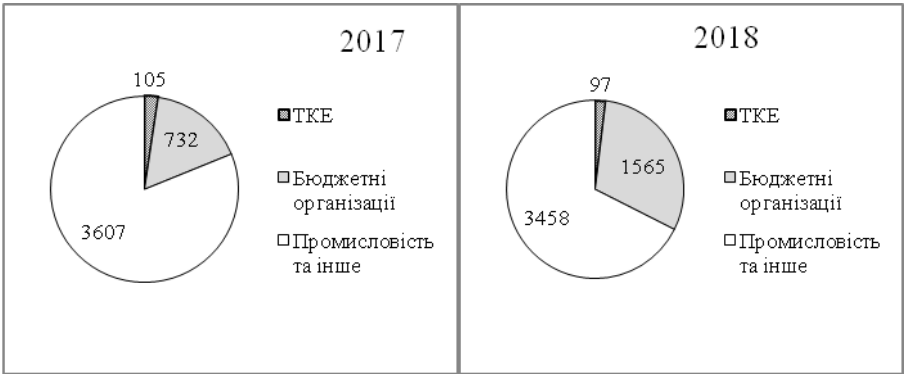


Рис. 4.7. Непобутові споживачі, які змінили постачальника у 2017–2018 рр., *од.*

Джерело: НКРЕКП.

Постановою № 1156[135] НКРЕКП затвердив «Мінімальні стандарти та вимоги до якості обслуговування споживачів та постачання природного газу», що було обумовлено потребою сформувати механізми захисту кінцевих споживачів та встановити мінімальні критерії якості газопостачання, яких має дотримуватися постачальник. Цією постановою також запроваджувався обов'язковий моніторинг комерційної якості послуг постачання та розподілу природного газу, який має здійснювати НКРЕКП, що повинно сприяти підвищенню рівня прозорості та відкритості газового сектора. Законодавством України передбачена виплата компенсації у випадку недотримання операторами ГРМ / постачальниками природного газу встановлених Стандартами та вимогами строків надання послуг/відповідей на звернення споживачів. Протягом 2018 р. оператори ГРМ надали 217261 послуг, надали 83491 відповідь на звернення споживачів, у тому числі 68529 відповідей побутовим споживачам[136].

Третім енергетичним пакетом передбачається, що до повноважень НКРЕКП входить розгляд скарг та вирішення суперечок

[135] Постанова НКРЕКП від 21.09.2017 № 1156. URL: http://www.nerc.gov.ua/?id=27699

[136] Звіти НКРЕКП 2017–2019.

між суб'єктами ринку. Законами України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», «Про ринок природного газу», «Про природні монополії» встановлена норма, відповідно до якої НКРЕКП має здійснювати захист прав та законних інтересів споживачів на ринку природного газу, розглядати звернення, надавати роз'яснення щодо проблемних питань застосування правових актів НКРЕКП та врегульовувати спори.

Протягом 2018 р. до НКРЕКП надходили звернення (скарги та заяви) від споживачів природного газу, що не є побутовими (юридичних осіб, фізичних осіб-підприємців), та їх об'єднань, органів державної влади, суб'єктів ринку природного газу (постачальників природного газу, операторів газотранспортної та газорозподільних систем) з питань, пов'язаних із функціонуванням ринку природного газу. У 2018 р. за результатами розгляду в НКРЕКП 4469 звернень побутових споживачів природного газу щодо спірних питань, які виникли між споживачами природного газу, постачальниками природного газу та операторами ГРМ, на 2283 звернення було надано роз'яснення, 2042 конфліктні ситуації було вирішено на користь споживачів і лише 144 – на користь постачальника природного газу / оператора ГРМ (рис. 4.8.).

Рис. 4.8. Результати розгляду в НКРЕКП звернень побутових споживачів природного газу у 2018 р., *%*

Джерело: НКРЕКП.

Крім того, НКРЕКП здійснює контроль за виконанням постачальниками, які здійснюють постачання природного газу побутовим споживачам, вимог постанови НКРЕКП № 464[137] стосовно інформування побутових споживачів про обсяги споживання ними природного газу, зокрема про фактичний обсяг споживання природного газу; порівняння цих обсягів із обсягів споживання природного газу іншими споживачами; про структуру роздрібної ціни на природний газ.

Усталена упродовж попередніх періодів звичка населення споживати дешеві енергоносії не спонукає до економії енергоресурсів, особливо у ситуації, коли можливості скоротити фізичний обсяг споживання обмежені через високе зношування житлового фонду. За низьких регульованих цін вартість встановлення лічильників та термомодернізація могла окупитися через значний проміжок часу, а значить, не існувало ніяких стимулів до економії енергії. Як результат – споживання природного газу в Україні вище, а газоємність національної економіки у 5 разів вища проти країн ЄС (рис. 4.9.).

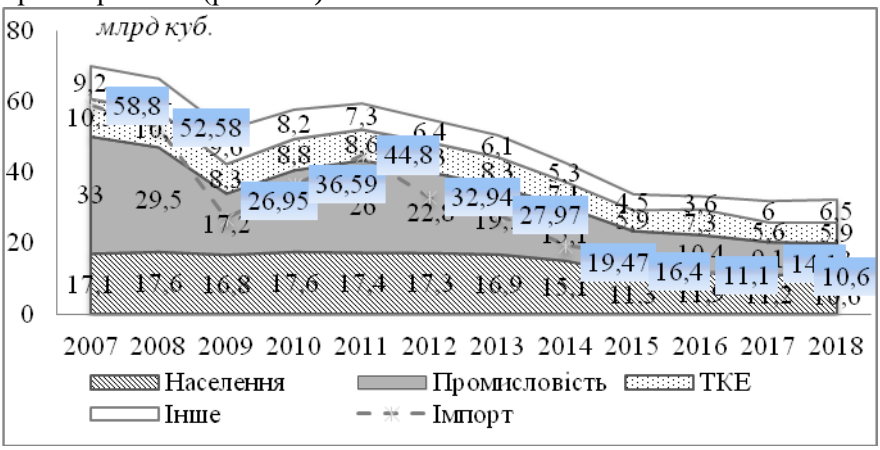


Рис. 4.9. Споживання природного газу за категоріями споживачів, *млрд куб. м*

Джерело: за даними НКРЕКП.

[137] Постанова НКРЕКП № 464 «Про щорічне забезпечення споживачів ключовою інформацією про послуги у сферах енергетики та комунальних послуг». URL: http://www.nerc.gov.ua/?id=24517

Високі обсяги споживання природного газу, значна залежність від імпорту (потреби в природному газі майже на 70% задовольнялися імпортною сировиною, з них частка російського газу сягала 90–100%), значне подорожчання енергоресурсів з 2007 р. створювало всі передумови для привабливості інвестицій у газовидобувну сферу в Україні. У період 2010–2013 рр., що характеризується високими цінами на енергоресурси, видобуток вуглеводнів на території України став прибутковим бізнесом. Однак державні газовидобувні компанії через кризові явища в галузі та постійне недофінансування на геологорозвідувальні роботи, неактивна діяльність щодо буріння нових свердловин не змогли досягнути задекларованих обсягів у 25–30 млрд куб. м[138]. З 2011 р. темпи приросту видобутку приватними компаніями зростають. За період 2011–2013 рр. обсяги видобутку газу в Україні зросли з 20,6 до 21 млрд куб. м. За останні два роки держава в особі трьох підприємств – «Укргазвидобування», «Укрнафта» і «Чорноморнафтогаз» – сумарно забезпечили несуттєве збільшення видобутку з 18,2 до 18,7 млрд куб. м, що становить 89% загальнодержавного газовидобутку. У ті ж періоди незалежні підприємства (понад 40) скоротили видобуток газу: спочатку з 2,46 до 2,36 млрд куб. м, а за підсумками 2013 р. – до 2,335 млрд куб. м. Цей обсяг, як і раніше, становить близько 11% загальнодержавного показника (рис. 4.10.).

Відмінність між показниками приватних та державних компаній обумовлена в основному тим, що підприємства, які працюють на підконтрольних Україні територіях, до останнього часу реалізовували видобутий природний газ за різними цінами. Приватні газовидобувні компанії в Україні продавали природний газ за ціною 5,9 тис. грн (близько 270 дол. США) за 1 тис. куб. м (до сплати ренти), що приблизно відповідає ціні імпорту газу в 2014 р. Водночас державна АТ «Укргазвидобування» отримувала 1590 грн (близько 73 дол. США) за 1 тис. куб. м газу (до сплати ренти). За даними НАК «Нафтогаз Україна», для АТ «Укргазвидобування» економічна собівартість, що дозволятиме залучати інвестиції для розробки нових родовищ та нарощувати видобуток, становить

[138] Енергетична стратегія України на період до 2030 року. URL: http://www.energoatom.kiev.ua/ua/about/strategy_2030/

близько 220 дол. США за 1 тис. куб. м без урахування рентних платежів. Газ, що видобуває АТ «Укргазвидобування», використовується для задоволення потреб українських домогосподарств. Обсяги природного газу, якого не вистачає для задоволення потреб населення та пільгових споживачів, НАК «Нафтогаз України» імпортує за ринковою ціною. Підвищення ціни закупівлі природного газу в АТ «Укргазвидобування» до рівня 4849 грн у 2016 р. та до 6116 грн, починаючи з 2018 р., дало державній компанії АТ «Укргазвидобування» можливість збільшити видобуток природного газу. Однак через низький рівень геологічної інформації про надра України, недостатні інвестиції в дослідження природних ресурсів, блокування місцевими радами погодження дозволів на видобуток природного газу досягнути цільових показників видобутку державними компаніями природного газу в обсязі 20 млрд куб. м до 2020 р. не вдалося.

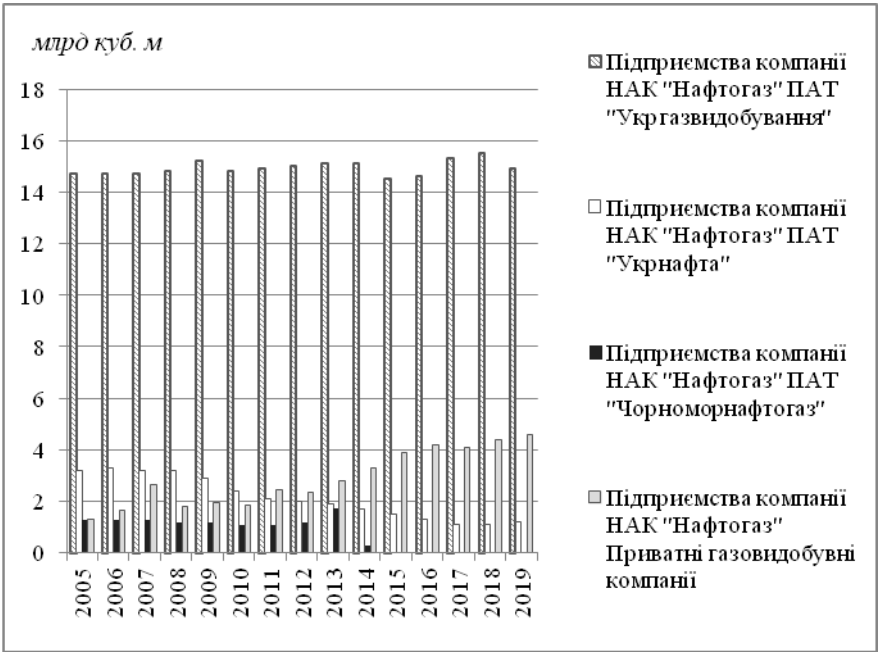


Рис. 4.10. Видобуток природного газу в Україні 2005–2015 рр., *млрд куб. м*

Джерело: за даними НАК «Нафтогаз України».

Здійснення реформ на ринку газу покликане провести широкомасштабну лібералізацію всіх сегментів і ринків енергетичного бізнесу. При лібералізації національних ринків визначальний вплив на динаміку розвитку структури економіки національних господарств чинить глобалізація, і ринок газу не становить виняток. Закономірний результат такого розвитку – перехід національних енергетичних ринків України від обмеженої конкуренції до розвиненої. Перерозподіл індустріального потенціалу між різними регіонами викликає зміни структури національних ринків, де вагоме місце займає торгівля енергетичними ресурсами. Торговельні операції ускладнюються та урізноманітнюються, тож торгівля енергетичними ресурсами, в тому числі і природним газом, набуває дедалі нових форм (рис. 4.11.).

Активні приватизаційні та демонополізаційні процеси, що відбуваються у нафтогазовому секторі України, зокрема у сфері постачання природного газу, сприяють запровадженню принципів конкуренції та вільної торгівлі, що відкриває для учасників ринку природного газу нові можливості.

Країни – учасниці Енергетичного співтовариства поступово інтегруються в енергетичний ринок Європейського Союзу, на якому досить інтенсивно намагаються запровадити механізми, що сприятимуть поступовому вирівнюванню ціни на газ на всій території ЄС. Подібна інтеграція повинна зумовити формування конкурентоспроможних, прозорих, збалансованих енергетичних ринків, що сприятиме постійному залученню необхідних інвестицій. Тому членство України в Енергетичному співтоваристві можна розцінювати не лише як міжнародне зобов’язання, а як захід, що безпосередньо відповідає власним національним інтересам.

Найбільш значущі переваги для України полягають в тому, що, скориставшись умовами функціонування Енергетичного співтовариства, можна досягти прозорості та сприяти підвищенню (запровадженню) конкуренції на національному ринку газу, що передбачає забезпечення вільного вибору споживачами постачальників газу, ринкові та більш конкурентні ціни, підвищення безпеки транспортування та постачання газу, а також диверсифікацію постачання газу в Україну.

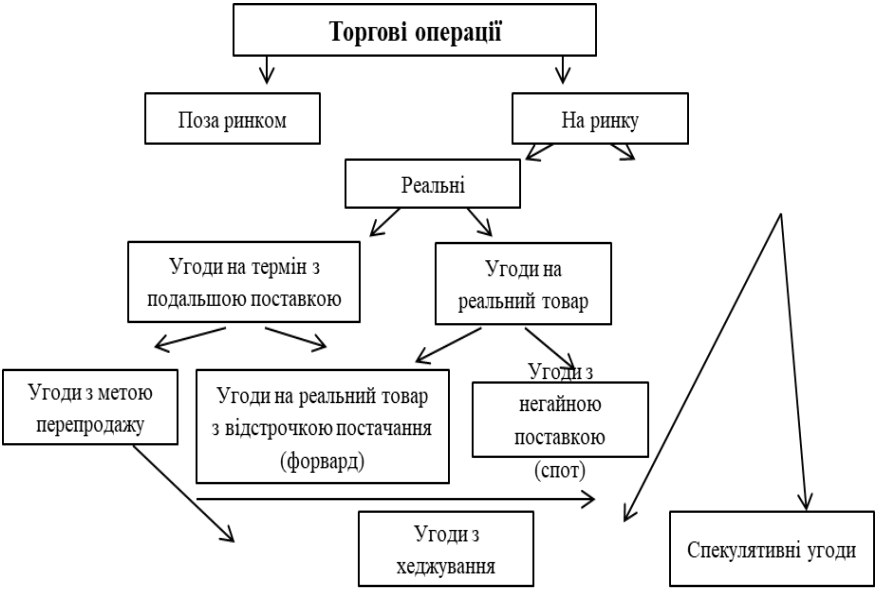


Рис. 4.11. Види угод торгівлі газом

Джерело: Melling Anthony J. Natural Gas Pricing and its future. Washington, 2010. URL: http://carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf[139]

Рис. 4.3. Передумови запровадження тарифоутворюючої моделі «вхід-вихід» в Україні

Упровадження моделі «вхід-вихід» для більшості газотранспортних мереж в Європі демонструє підхід, за якого ефективніше забезпечується розвиток умов формування конкурентного ринку газу. В цьому контексті доступ до мереж є необхідною умовою конкуренції, що, в свою чергу, становить основну мету лібералізації. Відповідно Директива 2003/55/ЄС визначає необхідність недискримінаційного доступу до мережі задля сприяння розвитку конкуренції на ринку, а це щоб передбачає, що:

- доступ для вантажовідправників (shippers) до пропускної здатності мережі має бути відкритим і безперешкодним, тобто максимально забезпечуватися наявна технічна гнучкість мережі;

[139] Melling Anthony J. Natural Gas Pricing and its future. Washington, 2010. URL: http://carnegieendowment.org/files/gas_pricing_europe.pdf

- тарифи на потужність для користувачів мережі повинні бути справедливими, об'єктивними і прозорими, тобто відображати витрати.

Ринок газу продовжує перебувати в процесі реформування не тільки в Україні, а й у Європі. Розпочаті реформи передбачають подальшу реорганізацію існуючих вертикально інтегрованих компаній-постачальників, що охоплюють виробництво, імпорт, торгівлю, транспортування (транзит і розподіл), зберігання та продаж кінцевому споживачу, що має зумовити зростання конкуренції на ринку (рис. 4.12).

Транспортування і розподіл відділені від решти ланок ланцюжка створення вартості послуги газопостачання в умовах лібералізації газового ринку, і доступ до транспортних потужностей усім учасникам ринку має бути надано на рівних умовах. Отже, магістральні транспортні та розподільчі системні оператори надають послуги транспортування усім поточним або потенційним гравцям ринку, чий бізнес залежить від доступу до транспортної інфраструктури[140].

Постачальники газотранспортної інфраструктури у світі зазвичай в регіональному розрізі залишаються монополіями навіть в умовах лібералізації, що обумовлено особливою структурною вартістю газових мереж. Це означає, що одна компанія може надати транспортні послуги на розподільчому сегменті з меншими витратами, аніж випадку коли їх надаватимуть декілька різних компаній.

Недискримінацій їсть доступу до мережі залежить від вибору структури у трьох основних сферах, таких як: загальна модель доступу до мережі, процедура управління потужностями і перевантаженнями, режим балансування. Основною характеристикою, що визначає відмінності між цими сферами, є наявний режим балансування[141] (рис. 4.13).

---

[140] Юхимець Р.С. Передумови трансформації інституційного середовища ринку природного газу. *Науковий вісник Херсонського державного університету. Серія Економічні науки*. 2014. Вип. 5. С. 283–286.

[141] Kolo A., Wälde T.W. Renegotiation and contract adaptation in the international investment projects: Applicable legal principles and industry practices. *Transnational Dispute Management*. 2000. № 1. P. 1–15.

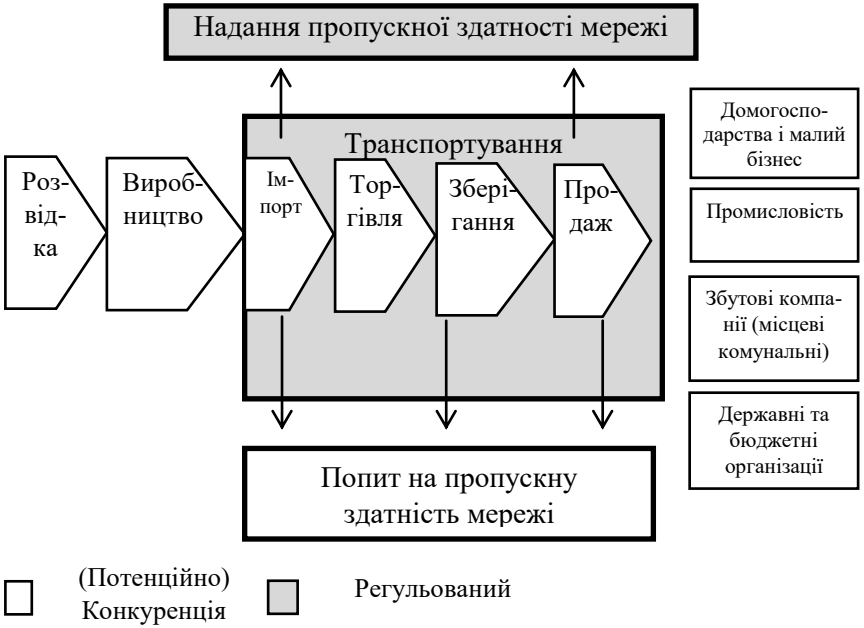


Рис. 4.12. Схематичне значення процесу лібералізації

Джерело: складено автором на основі: Arentsen M., Künneke R. National Models in the Emerging European Gas Market. National Reforms in European Gas. Amsterdam: Elsevier, 2003. P. 45–102; Künneke R. Institutional reform and technological practice: the case of electricity. *Industrial and Corporate Change*. 2008. № 17(2). P. 233–265.

Загальна модель доступу до мережі визначається основними принципами: наявною потужністю і ціною. Правила управління потужностями та перевантаженнями мають вирішальне значення для ефективного використання обмежених потужностей мережі. Вибір необхідних засобів управління завантаженості газотранспортної системи має вагомий вплив на бронювання потужностей і таким чином сприятиме появі нових контрактних відносин, що регулюватимуть перевантаження мережі[142].

[142] Перевантаження може бути договірне або фізичне. У випадку фізичного перевантаження, мережу буде неможливо використовувати протягом значного часу. Договірне перевантаження означатиме, що мережа або точка повністю законтрактована, але насправді на всі 100% не використовується.

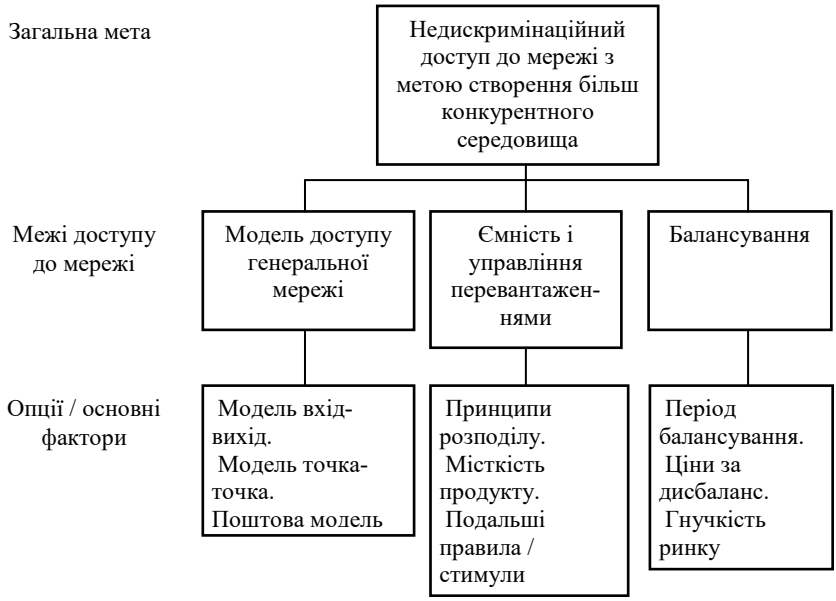


Рис. 4.13. Роль моделі «вхід-вихід» для недискримінаційного доступу до мережі

Джерело: там само Arentsen M., Künneke R. National Models in the Emerging European Gas Market. National Reforms in European Gas. Amsterdam: Elsevier, 2003. P. 45–102; Künneke R. Institutional reform and technological practice: the case of electricity. *Industrial and Corporate Change*. 2008. № 17(2). P. 233–265.

Наявність потужностей може вагомо впливати на принципи розподілу, визначення потенціалу та подальших правил або стимулів для забезпечення ефективного використання мережі збутовими компаніями. Розподіляти навантаження можна за різними принципами, наприклад: правило першого (FCFS), аукціонів або пропорційності, що означає «в пропорції до запитуваної потужності в разі попиту на надлишкові потужності». На ринку газу типова пропускна здатність може бути регулярною або перервною, відрізнятися тривалістю – від одноденного до багаторічного бронювання потужностей – чи конкретним контрактом (пакетом послуг). Наприклад, короткочасна чи перервна пропускна здатність залежать від впливу конкретного контакту (замовленого портфеля потужностей) на загальну доступність пропускної здатності у системі. Застосування додаткових

правил може бути спрямовано на стимулювання протидії накопиченню і сприяти встановленню режиму ефективнішої господарської діяльності. Наприклад, принцип «використовуй або втратиш» (UIOLI) передбачає, що у разі, коли шіппер[143] (shipper) не використовуватиме законтрактовані раніше потужності, то втратить ці потужності без фінансової компенсації[144].

Європейські правові документи, зокрема Директива 2003/55/ЄС та Регламент ЄС 1775/2005 «Про умови доступу до мереж передачі природного газу», є досить загальними і питання організації доступу до мережі залишили відкритим. Головна мета цих унормовуючи документів полягала у виробленні критеріїв для адекватних умов доступу до мережі, а не визначенні конкретних стандартів. Специфікація умов доступу до газових мереж розроблялася головним чином у рамках Мадридського форуму. Зокрема, під час зустрічей між 2002 р. та 2004 р. було прийнято рішення про те, що модель «вхід-вихід» дозволяє найкращим чином досягати цілі недискримінаційного доступу до мережі на рівні транспортування (передачі), як це передбачено Директивою 2003/55/ЄС. На зазначеному Форумі було вирішено, що транспортним операторам в Європі необхідно змінити свої режими доступу з моделі «точка-точка» на модель «вхід-вихід». На рівні розподілу (DSO) поштова модель залишається найбільш практичним рішенням[145]. У табл. 8 узагальнено основні порівняльні характеристики європейських транспортних моделей.

---

[143] Шіппери (Shippers) – суб’єкти ринку природного газу, що забезпечують організацію процесу транспортування та постачання природного газу. Шіпперів також називають мережевими користувачами, оскільки по суті вони лише купують право на використання газотранспортної мережі, доступу до вхідних або вихідних потужностей, доступу до віртуальної точки тощо. Шіппером на ринку природного газу є будь-який постачальник.

[144] Юхимець Р.С. Модель тарифів для мереж транспортування: модель «вхід-вихід». *Проблеми фінансово-економічного розвитку підприємницької діяльності та національної економіки*: матеріали міжнародної науково-практичної конференції для студентів, аспірантів та молодих учених, (17–18 квітня 2015 р., м. Київ) / Аналітичний центр «Нова Економіка». Київ, 2015. С. 21–26.

[145] Beato P., Benavides J. Gas Market integration in the southern cone. Washington: Inter-American Development Bank, 2004. 323 p.

Модель «точка-точка» є найменш гнучкою серед обговорюваних моделей доступу до мереж. Тарифи цієї моделі відповідають транспортним витратам тільки в тих випадках, коли договірний шлях транспортування збігається з реальним шляхом, яким природний газ транспортується фізично. Це менш імовірно, коли система стає більш розгалуженою, тому система «точка-точка» не застосовується в системах із надмірним розгалуженням на рівні розподілу. В таких випадках поштова модель найкраще підходить до умов вузлових мереж із порівняно короткими відстанями. Поштова модель є найбільш гнучкою моделлю, а тому також вимагає певної гнучкості між альтернативними транспортними шляхами.

Таблиця 4.1

Оцінка моделей доступу до мережі

Показник	**Розподіл потужності**	**Ціноутворення потужності**	Припущення / специфічні вимоги
Недискримінаційні критерії / Модель доступу до мережі	Гнучкість користування мережею (приєднання, безперешкодний доступ)	Відображення витрат у тарифі; справедливість, об'єктивність та прозорість тарифу	
Модель «точка-точка»	-	-	Шлях транспортування залежить від контракту фізичного потоку
Модель «вхід-вихід»	+	+	Точки «вхід» і «вихід» відповідають можливостям ринку
Поштова модель	+	-	Мережа є розгалуженою для задоволення гнучких потреб

Джерело: складено автором на основі: Струк Н.П. Нові принципи та підходи щодо розрахунку ціни на послуги підприємств газотранспортної та газорозподільної систем. *Сталий розвиток економіки*. 2011. № 5. С. 234–238; Лінчевський М.П., Луцик О.Е., Лінчевська Н.М., Аналіз методик, що застосовуються при розрахунку тарифів на транзит та транспортування газу в країнах. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2012. № 2 (32). С. 10–17.

Поштова модель тарифоутворення проста і прозора, проте непрактична для системи транспортування (передачі), де єдиний тариф може призвести до спотворення цін, які відображають витрати на транспортування. Модель «вхід-вихід» незначною мірою менш гнучка порівняно з поштовою моделлю, однак набагато гнучкіша за режим моделі «точка-точка» на рівні транспортування (передачі). Якщо тарифи на вході та виході економічно обґрунтованим чином вирівнюються залежно від розташування, ця модель може адекватно відображати витрати.

Слід зазначити, що, незважаючи на загальне рішення з приводу моделі «вхід-вихід», у ній можуть виникати диспропорції щодо відображення витрат, особливо там, де є великий магістральний транзит. З відміною так званої Директиви про транзит у результаті Директиви 2003/55/ЄС транзит набув статусу рівноправності у доступі до мереж на основі принципу недискримінаційності доступу третьої сторони (ТРА). Таким чином, більшість операторів під час транзиту включають резервування потужностей на гнучкість точок входу і виходу, що для чинних споживачів та потенційно нових матиме різні наслідки. Якщо ліквідність ринку і посилення конкуренції, з одного боку, становлять загрозу для наявних постачальників (транзитерів), то з іншого – відривають ринок для нових учасників[146].

Важливу роль у розвитку ринку також відіграє балансування. В режимі «вхід-вихід» шіппери можуть внести в систему надто великий обсяг природного газу, який згодом буде необхідно відразу вилучити, що може призвести до розбалансування газотранспортної системи. Порівняно з моделлю «точка-точка», де вхід та обсяг виходу кожного окремого контракту визначає платіжний баланс, перевага моделі «вхід-вихід» у тому, що відмінності між обсягами входу і виходу можуть бути зараховані, перш ніж їх переведуть у готівку як дисбаланс або штраф. Чим більша балансуюча група, тим

[146] The opportunity and requirements to introduce a regional entry-exit tariff system. Gas Regional Initiative - Region: South-South East. A preliminary study. URL: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ACTIVITIES/EER_INITIATIVES/GRI/South_South_East/Final%20docs/GRI-SSE-EE%20study-v5.pdf

вищий портфельний ефект, що зводить дисбаланс до мінімуму в кінці періоду врівноваження.

Мережеві оператори повинні створити можливості доступу в точках входу та виходу таким чином, щоб шіппери могли вільно обирати, перебуваючи незалежними один від одного. Ефект від цих змін швидше за все становитиме скорочення вільних потужностей, тож мережеві оператори повинні розглянути всі можливі сценарії використання шіпперами обсягів при визначенні наявних потужностей[147].

Третій енергетичний пакет за допомогою створення відповідної нормативної бази актуалізує всі попередні напрацювання, що відтепер стають обов'язковими для впровадження в країнах ЄС та членах ЕнС. Регламент 715/2009 ЄС декларує, що системні оператори повинні запровадити модель «вхід-вихід» у свої національні газові ринки. В результаті запровадження ТЕП попередній підхід до розрахунку тарифів на послуги з транспортування газу, що до цього базувався на відстані транспортованого природного газу, було змінено на тарифну модель «вхід-вихід» із встановленням відповідної плати за потужності. Витрати, що тепер повинні були становити основу нового тарифоутворення, мали бути прозорими та давати мережевим операторам змогу ефективно реагувати на запити ринку, а також враховувати інвестиційну складову на оновлення та розвиток мереж.

У моделі «вхід-вихід», вхід і видобуток газу є розмежованими, а транспортування газу між цими точками входу та виходу не пов'язані з фізичним потоками природного газу.

Впровадження моделі «вхід-вихід» дозволяє досягти таких переваг:

- сприяє розвитку конкуренції, оскільки зменшує бар'єри для нових гравців на ринку;
- розмежування точок «вхід» та «вихід» для розподілу потужностей покращує ліквідність природного газу – продаж при-

[147] Compliance with Transparency Requirements of Gas Regulation 1775/2005 – An ERGEG Monitoring Report / ERGEG. URL: https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/2a0e638f-6765-e5bd-e034-f01658df5e37

родного газу здійснюється незалежно від його фізичного потоку або місця наявності;

- тарифи «вхід-вихід» дають можливість більш повноцінно відображати вартість транспортування у вузлових та у складних транзитних мережах;
- тарифи «вхід-вихід» здатні відобразити локальні характеристики різних мереж.

Регламент 715/2009 ЄС[148] визначає основні характеристики моделі «вхід-вихід». Водночас, попри визначеність основних характеристик моделі «вхід-вихід», реалізовані в державах – членах ЄС моделі відрізняються. Так звана «повна» теоретична модель «вхід-вихід» характеризується такими особливостями:

1) газ має продаватися незалежно від його розміщення у газотранспортній системі, тобто мережевим користувачам повинно бути надано право вільно та незалежно бронювати потужності входу та виходу;

2) тарифи на кожну окрему точку входу та виходу формуються локально з урахуванням наявних фізичних потужностей та операційних витрат на експлуатацію системи;

3) тарифи повинні формуватися на принципах недискримінаційності стосовно всіх суб’єктів ринку та ефективно реагувати на ринкові сигнали;

4) незалежність потужностей на точках входу і виходу забезпечується шляхом упровадження віртуальної торгової точки (VP), де користувачі мережі, які замовили потужності з точок входу або виходу, можуть продати або купити газ. Віртуальна точка торгівлі надає своїм користувачам можливість на двосторонній основі передавати права власності на газ та/або своп дисбалансів між користувачами мережі;

5) послуги розподілення природного газу включені в систему – в повній моделі «вхід-вихід» розподілення природного газу інтегро-

[148] Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the council of 13 July 2009 of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks. *Official Journal of the European Union*. URL: http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0036:0054:en:PDF

вано в систему обслуговування транспортування газу. Це означає, що магістральний та розподільчий оператори мають забезпечити наявність та узгодженість функціонування точок з'єднання магістральних та розподільчих мереж (City Gate). Користувачі мережі повинні лише бронювати наявні потужності на точках входу та виходу, а магістральні та розподільчі оператори узгоджено забезпечують надання послуг транспортування відповідно до наявного контракту зі споживачем. Дисбаланс між уведеним та вилученим природним газом (з урахуванням угоди на VP) агрегується по всіх точках входу і виходу у портфелі користувача мережею. Повна модель «вхід-вихід» зображена на рис. 4.14.

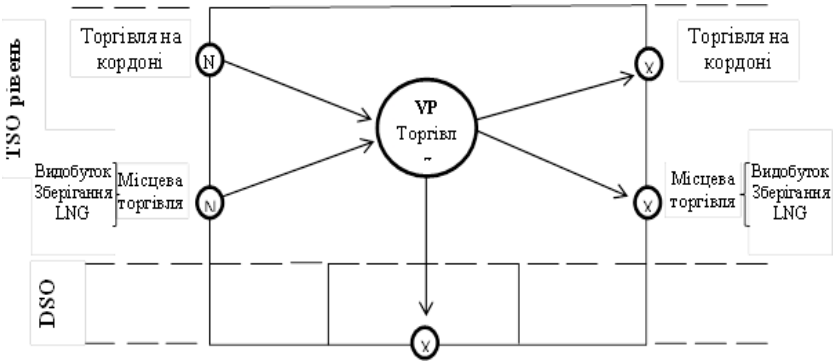


Рис. 4.14. Схематичне зображення повної моделі «вхід-вихід»

Джерело: European Gas Target Model – review and update / ACER. URL: http://www.acer.europa.eu/Events/Presentation-of-ACER-Gas-Target-Model-/Documents/A14-AGTM-13-03d_GTM_Annex%206%20-%20Gas%20market%20integration%20and%20connection%20tools_final.pdf

Природний газ входить у ГТС або на транскордонних точках входу (точки входу трубопроводів або LNG-терміналу), або на внутрішніх точках від внутрішнього виробництва. Природний газ виходить із ГТС або в прикордонних точках виходу, що безпосередньо пов'язує клієнтів на рівні TSO (транспортування, передача) або в точках виходу у розподільчі мережі. Крім того, більшість ГТС мають газосховища, де модель з точками «вхід-вихід» також є можливою. Традиційне використання контрактних шляхів (модель точка-точка) скасовується, вхід та існуючі потужності, як правило, визначаються як вільно розподілені або відмежовані. «Повна»

модель «вхід-вихід» передбачає: уведений у систему з будь-якої точки входу природний газ може бути доступним для відбору в будь-який момент на точках виходу з системи на повністю незалежній основі. Це означає, що кожна точка виходу може розглядатися як пропозиція від будь-якої точки входу без будь-яких обмежень.

Окрім того, зазвичай у межах «повної» моделі «вхід-вихід» передбачається існування віртуальної точки торгівлі (VP). Регламент 715/2009 ЄС вимагає, щоб природний газ міг бути проданий незалежно від місця його перебування в системі. Існування VP допомагає у виконанні цієї вимоги. VP надає користувачам можливість на двосторонній основі передати право власності на природний газ та/або своп дисбалансів між користувачами мережі. VP не прив'язана до фізичної точки в системі та доступна без необхідності замовляти потужності на точках входу або виходу. За існування VP від кожної точки входу і виходу користувачі мережі мають вільний доступ до віртуальної точки[149]. Повністю гнучкий доступ до і від точок входу і виходу дозволяє шіпперу доставити газ до системи (тобто до кожної точки виходу) і до VP, як тільки вони мають можливість входу. Так само шіппер, володіючи вихідною потужністю, може домовитися про постачання природного газу як вихід з кожної точки входу, а також від VP. Таким чином, шіппер може обмежити свою діяльність у системі та продаж на VP, вимагаючи лише потужності входу або альтернативу, отримуючи право на володіння потужностями виходу тільки тоді, як поставиться весь газ із VP. Крім того, трейдер може купити або продати природний газ на VP, не маючи жодних потужностей на вхідній або вихідній точці. Можна зробити висновок, що VP має важливе значення й органічно доповнює модель «вхід-вихід», сприяючи функціонуванню оптового ринку[150].

У повній моделі розподілення природного газу повністю інтегроване в систему «вхід-вихід». Це означає, що мережеві

---

[149] Договірний потік не завжди збігається з фізичним потоком.

[150] European Gas Target Model – review and update / ACER. URL: http://www.acer.europa.eu/Events/Presentation-of-ACER-Gas-Target-Model-/Documents/A14-AGTM-13-03d_GTM_Annex%206%20-%20Gas%20market%20integration%20and%20connection%20tools_final.pdf

оператори під час транспортування й розподілення повинні піклуватися про наявну потужність та пункти (так звані city gate), тоді як шіппер бронює лише потужності виходу в мережу у точці, де має відбутися вихід. Таким чином шіппер, поставляючи клієнту підключення на рівні розподілу, потребує лише укладання контракту щодо виходу потужності на цьому рівні і має бути спроможний поставити природний газ конкретному клієнту з будь-якої точки входу в систему (в тому числі й з VP), а необхідна потужність на точці приєднання (city gate) залежатиме від домовленості між операторами розподільчих та транспортних мереж. У такій системі розподілення є частиною сфери ринку та/або балансування сфери. Дисбаланс між уведеним і вилученим природним газом (з урахуванням відповідних угод на VP) потім буде узагальнено для всіх вхідних і вихідних потужностей у портфелі шіппера[151]. Методологічний процес розробки моделі «вхід-вихід» схематично зображений на рис (рис. 4.15.)[38].

При переході з попередньої транспортної моделі до моделі «вхід-вихід» для TSO необхідно заново оцінити технічний потенціал, який доступний на точках входу та виходу. В моделі «вхід-вихід» потужності входу і виходу замовляються шіпперами окремо. Шіппери можуть вільно використовувати замовлені потужності входу та виходу в усіх комбінаціях (рис. 4.16.).

Обмеження кількості технічних можливостей гарантуватиме, що вся запропонована місткість може вільно використовуватися в будь-яких комбінаціях і за всіх умов (безкоштовно розміщувати). Однак це не завжди можливий або раціональний варіант, оскільки може означати, що деякі шіппери не отримають або не зможуть підтримати необхідні, раніше замовлені потужності, або що обсяг раніше замовлених потужностей доведеться зменшити як зайвий. Для вирішення проблем заторів можливі різні заходи (табл. 4.2.)[152].

---

[151] DNV Kema & Cowi: Entry-exit regimes in gas Country Factsheets. Prepared for the European Commission under Contract. Groningen, 2013. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201307-entry-exit-regimes-in-gas-parta.pdf

[152] Newbery D. Integrating and liberalizing the market for network services: Gas and Electricity. Chapter 3. Cambridge University Press, 2004. P. 70–99.

Рис. 4.15. Порядок визначення цінових параметрів моделі «вхід-вихід» для України

Джерело: розроблено автором.

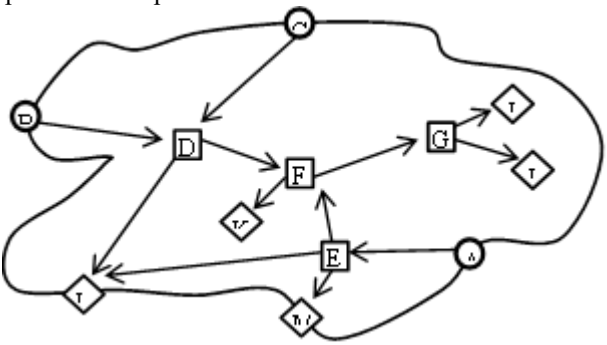


Рис. 4.16. Розрахунок оптимальних газових потоків у діяльності вантажовідправників при новій моделі «вхід-вихід» (shippers)

Джерело: Slabá Monika. Liberalisation of Natural Gas Market – EU Vision vs. Reality. Institute of Economic Studies, Faculty of Social Sciences Charles University in Prague, 2009. 21 p.

Адміністративні заходи здійснюються в основному безкоштовно в TSO, за винятком зниження тарифів на переривання або на обмежені можливості. Ринкові засоби, як правило, супроводжуються винагородою контрагентів від вжитих заходів.

Таблиця 4.2.

Можливі засоби для зняття перевантаження мережі

	Адміністративні заходи	**Ринкові заходи**	
Контрагент	Вантажовідправники (shippers)	Вантажовідправники (shippers)	Інфраструктурні оператори
Потужність	✓ Переривання потужностей ✓ Географічне обмеження ✓ Обмежене розміщення	Потужність викуповується	-
Товар / Послуги	-	✓ Місцева торгівля. ✓ Зобов'язання потоку	Переспрямування потоків

Джерело: DNV Kema & Cowi: Entry-exit regimes in gas Country Factsheets. Prepared for the European Commission under Contract. Groningen, 2013. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201307-entry-exit-regimes-in-gas-parta.pdf

Реформа тарифоутворення з переходом на модель «вхід-вихід» зумовлює на ринку природного газу України значні інституційні, структурні та господарські зрушення. Ця модель передбачає кардинальні зміни, що викликають появу нових економічних контрактів між суб'єктами ринку, які базуються на європейських, більш гнучких та динамічних, правилах. Метою цих реформ є створення конкурентнішого середовища на ринку природного газу, а головною ціллю – ефективніше задоволення потреб та оперативніше реагування на запити національного ринку. Водночас передбачається, що модель «вхід-вихід» має вирішити проблеми справедливого відшкодування витрат від функціонування ГТС України, зняти надмірний тягар перехресного субсидіювання в секторі. Важливою складовою реформування тарифоутворення за принципами моделі «вхід-вихід» є гармонізація національного газового ринку з європейським. Це означає, що окрім декларативного виконання

міжнародних зобов'язань Україна за рахунок європейського єдиного газового ринку отримує можливість диверсифікувати шляхи постачання природного газу та отримати доступ до конкурентних європейських (спотових) ринків. ЄС також може отримати значну вигоду, використовуючи потенціал ринку природного газу України у досягненні своїх планових цілей розвитку та розширюючи європейський газовий ринок. Подібна гармонізація та запровадження однакових, чітких і зрозумілих правил функціонування ринку означає, що український ринок стає привабливішим для іноземних інвесторів, створюються сприятливі для європейських компаній умови виходу на український ринок зі своїм газовим продуктом, що має зменшити залежність України від одного джерела імпорту природного газу. Перехід на модель «вхід-вихід» створює для України можливість перенести точки продажу російського транзитного газу з західного кордону на східний, що має припинити будь-які нарікання Росії з приводу незаконності реверсного (віртуального) постачання газу.

Однак, окрім появи нових можливостей, з переходом на модель «вхід-вихід» виникає ряд загроз та ризиків. Розділення точок приймання і здачі при резервуванні ускладнює системному оператору можливість передбачити, чи можуть зарезервовані потужності бути обслуговувані на вході, оскільки, в кінцевому рахунку, це залежить від загального балансу між зарезервованими потужностями на вході та виході. Застосування тарифоутворення за принципами моделі «вхід-вихід» потребує детального фізичного і фінансового моделювання газотранспортних потоків у системі, що є доволі складним процесом. Водночас система тарифів «вхід-вихід» дає змогу підвищити гнучкість ринку контрактів на потужності, полегшити новим гравцям доступ до системи. Як результат, ринок контрактів на потужності може призвести до формування малорегульованих ринків, де окремі збори буде встановлювати ринок, а не регулюючі органи[153]. У розгалужених системах, де перекачують

[153] Доставка газа на рынок. Тарифы на услуги по транзиту и транспортировке газа в странах Договора к Энергетической Хартии: вопросы законодательства и методики расчета тарифов / Секретариат Энергетической Хартии. 2012. URL: http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Gas_Tariffs_2012_ru.pdf

незначні відносно наявної загальної пропускної здатності обсяги продукції, система може функціонувати як ємність, в якій додаткові обсяги газу, закачані у систему, можуть бути використані у будь-якому місці без будь-яких витрат.

Модель «вхід-вихід» може бути застосована у випадку транскордонних та транзитних потоків через «додавання тарифів» («pancaking»). Таке «додавання тарифів» передбачає, що стосовно транскордонних потоків користувачі мережі зобов'язані сплачувати окремі збори на вході та виході кожного кордону, через які очікується торгівля. Однак ЄС у своїх подальших планах розвитку передбачає подолати проблему «додавання тарифів» шляхом об'єднання послуг газотранспортних потужностей на кордонах між країнами-членами і зонами дій операторів транспортних систем[154].

У результаті запровадження ТЕП попередній підхід до розрахунку тарифів на послуги з транспортування газу, що до цього базувався на відстані транспортованого природного газу, було змінено на тарифну модель «вхід-вихід» із встановленням відповідної плати за потужності. Витрати, що тепер повинні братися за основу нового тарифоутворення, мають бути прозорими та дозволяти мережевим операторам ефективно реагувати на запити ринку, а також враховувати інвестиційну складову на оновлення та розвиток мереж.

Хоча Регламент 715/2009 ЄС й визначив загальні характеристики моделі «вхід-вихід», як пізніше продемонструвала практика, її впровадження серед країн ЄС відбувалося в різний спосіб, що було обумовлено цілком природною необхідністю адаптувати модель «вхід-вихід» до особливостей внутрішнього ринку із притаманними йому економічними, інституційними та технічними умовами та обмеження. Самі ці обмеження врешті й визначили кінцевий вигляд запровадженої моделі «вхід-вихід» у кожній конкретній країні при обов'язковій умові дотримання загальних принципів, визначених відповідними європейськими директивами та регламентами.

[154] Тарифы за транзит газа в отдельных странах ДЭХ / Секретариат Энергетической Хартии. 2006. URL: http://esco-ecosys.narod.ru/2006_7/art006.pdf

Аналіз досвіду країн Європи дозволяє виділити декілька чинників, які прямо або опосередковано впливали на свободу розподілу потоків газу всередині держави і, відповідно, були визначальними при виборі форми та методів запровадження нової ринкової моделі:

- фізичне або комерційне розділення газотранспортної системи, наприклад, із виділенням транзитних трубопроводів;
- існування кількох ринкових зон (ринкових сфер) з окремими системами входу-виходу;
- наявність довгострокових транзитних контрактів.

У більшості європейських країн локалізація системи «вхід-вихід» збігається з державними кордонами. Розподіл на декілька ринкових зон у межах однієї країни інколи є об'єктивною необхідністю, зумовленою технічними особливостями газотранспортної системи (ГТС) – наявністю великих локальних мереж або ймовірністю фізичного перевантаження системи. Проте будь-яке надмірне розділення великих мережевих зон, тобто наявність окремих магістральних потужностей або окремої інфраструктури розподілення природного газу в рамках однієї системи «вхід-вихід» обмежують гнучкість діяльності шіпперів та можливість їхнього вільного доступу до точок потужностей, у тому числі до віртуальної точки торгівлі (virtual point, VP), навіть якщо функціонування системи вибудовується на засадах прозорості та недискримінаційності у доступі до точок приєднання. У свою чергу це обмежує вплив та можливості шіпперів до балансування системи, що апріорі не сприяє розвитку національного ринку загалом[155].

Вибір оптимального варіанту впровадження тарифоутворюючої моделі «вхід-вихід» повинен насамперед базуватися на оцінці впливу на тарифи із транспортування для транзитних операцій та на формування кінцевого тарифу для внутрішнього споживача, похідного впливу на фінансовий стан газотранспортних компаній та їхньої спроможності оновлювати інфраструктуру (табл. 4.3.).

---

[155] DNV Kema & Cowi: Study on Entry-Exit Regimes in Gas. Part B: Entry-Exit Market Area Integration. Groningen, 2013. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201307-entry-exit-regimes-in-gas-partb.pdf

Таблиця 4.3.

Можливі варіанти застосування системи «вхід-вихід» в Україні

	Довгострокові транзитні контракти	**Проста система «вхід-вихід»**	**Довгострокове бронювання на зовнішніх кордонах**	**Дві ринкові зони**
Відповідність вимогам ЄС	Відповідає вимогам старого контракту, не відповідає вимогам ЄС	Повністю відповідає вимогам ЄС		
Особливості регулювання	Укладання окремого договору на транзит, що встановлює особливий режим регулювання	Немає розділення режимів транзиту та постачання газу на внутрішній ринок	У випадках транзиту певна частка пропускної здатності бронюється виключно під транзит	Можливе збільшення кількості суб'єктів (операторів та учасників ринкових зон), що ускладнюватиме ринкову модель
Особливості транзиту	Невизначеність щодо майбутнього для «Газпрому», що зумовлює пошук нових, обхідних маршрутів	Нестабільні доходи від транзиту та нестабільні внутрішні тарифи на транспортування	Забезпечення стабільних доходів від транзиту в межах виділеної потужності під бронювання	Для транзиту не створюються особливі режими сприяння, і він здійснюється на загальних умовах транспортування природного газу згідно з кодексами мереж

Джерело: складено автором на основі: Захманн Георг, Рустер Софія. Удосконалення механізму регулювання газотранспортної системи України шляхом впровадження правил Енергетичного Співтовариства: аналітична доповідь / Німецький консультативний центр. 2014. URL: http://www.ier.com.ua/files//publications/Policy_papers/German_advisory_group/PP_03_2014_ukr.pdf

У межах ЄС країни, що не змогли інтегрувати транзитні контракти попередніх періодів до нової моделі ринку газу, були змушені виділити з нього транзитні потоки в особливий режим регулювання. Так, у Чехії правило «входу-виходу» не поширюється на транзитні контракти, що були укладені до 1 січня 2011 р., якщо оператор

системи вирішив не розділяти потенціал потужностей входу і виходу. Шіппери, які працюють за транзитними контрактами «вхід-вихід», що не передбачають постачання природного газу на внутрішній ринок і його продажу на віртуальній точці торгівлі, повинні проводити балансування окремо від інших суб'єктів ринку задля уникнення реєстрації на VP.

Згідно з нормами ТЕП та рішень Європейського Суду[156] транзитні операції не можуть наділятися статусом привілейованих, оскільки це порушує базові умови ефективної конкуренції та створює бар'єри доступу третіх сторін до газотранспортних мереж. Довгострокові транзитні контракти повинні бути узгодженими з внутрішнім транспортуванням, не суперечити іншим положенням Директиви 2009/73/ЄС і Регламенту (ЄС) 715/2009, у тому числі щодо встановлення тарифів, управління перевантаженнями і розподілу потужностей, та не перешкоджати конкуренції. Як демонструє європейська практика, в країнах, де продовжують діяти раніше укладені довгострокові транзитні контракти, інформація про реальну доступну потужність часто не є публічною, що створює бар'єри для третіх сторін та спотворює принципи відкритості та прозорості ринку. Це, у свою чергу, призводить до того, що у разі відмови від надання доступу до потужностей причина такої відмови залишається невідомою – чи то з причин виконання транзитних контрактів, чи то з інших наявних у системі транспортування економіко-технічних обставин. Загалом існування різних режимів тарифоутворення та окреме регулювання транзитних контрактів і контрактів на внутрішнє транспортування не сприяє відкритості, прозорості, прогнозованості та стає бар'єром для розвитку конкуренції на ринках газу.

Водночас Європейський Суд у своїх рішеннях визнає необхідність дотримання країнами ЄС, що на момент укладання довгострокових транзитних контактів ще не набули там членства, виконання своїх зобов'язань за діючими транзитними контрактами, навіть усупереч тому, що мови цих договорів порушують норми європейського права. При цьому до перегляду попередніх довго-

[156] Judgment of the European Court European Commission v Republic of Slovakia (Case C-264/09) / European Court. 2009. URL: http://curia.europa.eu/juris/liste.jsf?language=en&num=C-264/09

строкових транзитних контрактів такі країни у цих питаннях не можуть розраховувати на норми ЄС у захисті своїх прав згідно з європейським законодавством. Після закінчення терміну діючих транзитних контрактів або їхнього дострокового перегляду всі країни ЄС та держави – члени ЕнС повинні адаптувати свою модель ринку транспортних послуг до вимог ТЕП.

Дохідність оператора та розподіл витрат

Не менш важливим етапом запровадження системи «вхід-вихід» є формування тарифоутворюючої методології, що фактично визначатиме правила користування мережею. При розробці такої системи необхідно визначити її базові положення: допустимий рівень дохідності оператора системи та спосіб розподілу витрат за користування системою між користувачами.

Регулювання прийнятної межі доходу операторів не визначається європейськими директивами та регламентами. Регулюючими органами ЄС та ЕнС розроблені рекомендації щодо підходів та принципів, які доцільно застосовувати в національних умовах. Кожна держава в особі регулятора або профільного міністерства розробляє свій національний режим регулювання, зважаючи на історичні особливості функціонування сектора, технічні особливості мережі, пріоритети національної політики тощо.

У країнах ЄС існують різноманітні практики регулювання доходу оператора, найбільш поширеним серед яких є безпосереднє встановлення граничного рівня доходу (Франція, Польща, Німеччина). Встановлюючи обмеження за доходами, під головний ризик щодо коливань обсягів використання ГТС підпадають користувачі. За таких умов, якщо мережа достатньо завантажена, середня ціна знижуватиметься, оскільки оператор ГТС не може заробляти більше порогового значення. Однак цей метод не стимулює оператора зменшувати витрати, оскільки будь-який приріст виручки буде вилучено.

У Словенії, Литві та Словаччині регулювання дохідності оператора здійснюється через встановлення граничного рівня цін. При встановленні обмеження цін (тарифів) оператор ГТС бере на себе ризики коливань обсягів транспортування, оскільки за нижчого рівня використання потужностей доходи знижуватимуться. Проте при

будь-яких варіантах завантаженості ГТС оператор має мотивацію до підвищення своєї ефективності задля збільшення прибутку.

Досить поширеним способом регулювання залишається традиційний метод «витрати плюс»[157] (Румунія, Данія), що, попри легкість адміністрування, має низку недоліків, пов'язаних із відсутністю стимулів зменшувати витрати, та призводить до збереження високого рівня енерго- та матеріаломісткості послуг, не заохочує до підвищення ефективності діяльності та покращення якості пропонованих послуг. Цей метод був основним у здійсненні тарифного регулювання монополій в Україні й, згідно з ним розмір тарифу визначався через встановлення граничної рентабельності до задекларованого рівня витрат. База, на основі якої розраховували норму доходу, становила не вартість активів або обсяги інвестованого капіталу, а сукупність витрат у виробництві відповідних послуг. За наявної нормативної бази та недостатньої обґрунтованості розміру окремих видів витрат, транспортні оператори намагалися включити до розрахунку якомога більшу кількість витрат, що не сприяло ефективності розвитку мережі та встановленню економічно обґрунтованих тарифів.

Фактично запроваджені підходи часто відрізняються від теоретичних, класичних випадків, описаних у літературі, зважаючи на необхідність адаптації до конкретних ринкових умов. Наприклад, зустрічається багато випадків комбінованих або «гібридних» моделей. Так, Чехія та Бельгія запровадили моделі, що поєднують елементи регулювання як доходу, так і цін.

Уваги заслуговує модель «RIIO»[158] у Великій Британії, що ґрунтується на контролі прогнозних цін з урахуванням інноваційних та інвестиційних стимулів й очікуваних обсягів внутрішнього видобутку природного газу. Італія у своєму регулюванні базується на визначенні дозволеного рівня доходу активів, граничному рівні операційних витрат та амортизації, а також встановлює окреме обмеження цін на сировинні товари.

---

[157] Левицька І.О. Енергоефективність тарифоутворення енергопостачальних компаній. *Економічні науки. Серія «Облік і фінанси»*. 2012. Вип. 9 (33). Ч. 4. С. 222–232.

[158] Методологія застосування моделі RIIO. URL: https://www.ofgem.gov.uk/networkregulation-riio-model

Україна з 1 січня 2016 р. запровадила для транспортного оператора магістральних мереж один з варіантів такого підходу – методологію стимулюючого регулювання (RAB-регулювання), встановивши нарахування норми доходу на регуляторну базу у розмірі 15,13% від здійснених оператором інвестицій. Сам по собі цей метод регулювання є прогресивним, його основною перевагою є створення стимулів до підвищення ефективності та залучення коштів для оновлення інфраструктури. На відміну від попередньої методології «витрати плюс» такий підхід має довгостроковий характер регулювання (3–5 років), що створює стабільне економічне середовища та сприяє здійсненню прогнозованого розвитку ГТС. Однак успішне запровадження RAB-регулювання залежить від ефективної переоцінки активів оператора, доведення балансової вартості виробничих основних засобів до їх справедливої вартості. Вагомою загрозою успішності впровадження стимулюючого регулювання в Україні є вартість кредитних коштів, що можуть залучатися для розвитку ГТС. У випадках, коли вартість інвестицій вища за гарантовану прибутковість, залучення додаткових коштів на оновлення та підвищення ефективності не відбувається.

Як демонструє європейська практика, запровадження RAB-регулювання в короткостроковій перспективі може спричинити підвищення тарифів на експлуатацію мереж. Подібний розвиток подій в Україні також є доволі ймовірний: висока вартість кредитів на внутрішньому ринку, непевність щодо перспективних обсягів транзиту природного газу, а також зменшення фактичних обсягів споживання природного газу можуть спричинити потребу перерозподілу витрат між користувачами. За таких умов може бути доцільним додатково запровадити регулюючу модель на базі обмежень за цінами, принаймні на певний період. У такому випадку оператор частково прийматиме на себе ризики коливань обсягів транспортування, оскільки за зниження рівня використання потужностей системи доходи зменшуватимуться. Це допоможе захистити споживачів від перерозподілу витрат від зменшення транзитних операцій за рахунок внутрішнього споживання.

Важливим компонентом дохідності транспортного оператора є правила обліку витрат. Транспортування природного газу – капіталомістка діяльність, а тому капітальні витрати становлять значну частку в загальних видатках на утримання системи. Щодо методу

калькуляції витрат на функціонування ГТС єдиного усталеного підходу не існує. Наприклад, якщо основні засоби включають завжди, то робочий капітал[159] можуть включати до розрахунку на різних рівнях, не всі країни практикують включення об'єктів незавершеного будівництва тощо. Не менш неоднорідними у країнах ЄС є підходи до оцінки активів – використовують витрати попередніх періодів, індексовані витрати попередніх періодів, вартість заміщення чи стандартні витрати[160]; облік повністю амортизованих активів, облік активів, що фінансуються за рахунок державних субсидій або частково третьою стороною. Важлива й інтерпретація інвестиційних витрат – надто «широке» трактування може призвести до зловживання і, наприклад, надмірного включення непродуктивних інвестицій. І навпаки, «вузька» інтерпретація витрат може спричинити недофінансування, що в довгостроковій перспективі матиме негативні наслідки для всієї галузі. За об'єктивної необхідності оновлення ГТС, будівництва нових міждержавних інтерконекторів, розширення внутрішньої мережі та збільшення видобутку природного газу, для України можливе й розширене тлумачення інвестиційних витрат[161].

Регуляторна стабільність багато в чому визначається періодом регулювання. Тривала незмінність базових регуляторних умов має вирішальне значення для стимулювання довгострокових інвестицій. Як правило, інвестори більше зацікавлені в незмінності правил, аніж у постійному пошуку їх більш ідеальних або уніфікованих форм. Постійні зміни в регулюванні можуть мати для проєкту негативні наслідки, очікувана невизначеність щодо майбутньої адаптації проєкту до нових правил відіграє важливу роль у прийнятті рішень стосовно довгострокових інвестицій. Тривалість регуляторного періоду переважно становить п'ять років (наприклад, у Бельгії,

---

[159] Робочий капітал – різниця між оборотними активами підприємства та його короткостроковими зобов'язаннями, тобто він складається з частини оборотних активів, які фінансуються за рахунок власного капіталу і довгострокових зобов'язань. Наявність у підприємства робочого капіталу означає не лише його здатність сплатити власні поточні борги, а й наявність можливостей для розширення діяльності та інвестування.

[160] Середні витрати по галузі.

[161] Подолець Р.З. Газовий ринок у контексті геополітичних балансів. *Віче*. 2009. № 4. С. 8–12.

Італії, Німеччині, Словенії – п'ять, в британській моделі «RIIO» – вісім років), тож встановлення в Україні тривалості першого регуляторного періоду у три роки слід сприймати як адаптаційний термін, після якого тривалість наступних регуляторних періодів має бути збільшена як це зараз в Україні до 5 років.

Регульовані тарифи на транспортування повинні покривати регульовані витрати транспортного оператора. Плата за використання точок входу та виходу має бути розроблена таким чином, щоб загальна сума надходжень була тотожна очікуваному дозволеному доходу, що встановлений національним регулятором. Тому задля досягнення цієї цілі національний регулятор встановлює фіксовані тарифи за користування точками входу/виходу. Відповідно до Закону України «Про ринок природного газу» визначено, що пропускна здатність на міждержавних точках розподіляється через механізм аукціону[162]. Задля того, щоб гарантувати певний дохід навіть на тих точках, що не будуть використовуватися на повну потужність, регулятор має затвердити резервну ціну. Механізм запровадження резервної ціни в українському кодексі відсутній, однак він визначається Регламентом ЄС 984/2013. Також національний регулятор має вирішити проблему можливого надлишку або дефіциту дозволеного доходу. У разі надлишку отриманого доходу він має бути вилученим, однак необхідно прийняти нормативну базу щодо процедури та подальшого розподілу цих коштів. У разі дефіциту дозволеного доходу має бути встановлена процедура можливого щорічного перегляду національним регулятором умов, на підставі яких здійснюється регулювання норми доходу.

Особливості розрахунку тарифів при запровадженні моделі «вхід-вихід»

Європейськими нормами не визначено, якими засобами та в якій формі модель «вхід-вихід» має бути імплементована, однак загалом механізм упровадження базується на таких принципах:

- розділенні точок входу та виходу;

[162] Мережевий Кодекс механізмів розподілу пропускної здатності в газотранспортних системах ЄС 984/2013. *Official Journal of the European Union*. URL: http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:273:0005:0017:en:PDF

- відокремленні потужностей від товарних потоків;
- недопустимості дискримінації постачання внутрішнім споживачам.

Розділення точок входу та виходу, географічна диференціація. Встановлення диференційованої системи розподілу доходу (відповідно до затвердженої допустимої норми) на точках входу та виходу дозволяє транспортним операторам надавати користувачам мережі цінові сигнали, ґрунтуючись на географічному розташуванні, що має зумовити більш ефективне функціонування мережі та інвестицій і, таким чином, мінімізувати витрати. Надзвичайно важливо, щоб транспортна система ефективно реагувала на сигнали ринку, оскільки за неадекватного реагування транспортні операції неповноцінно покриватимуть витрати.

Розділення точок передбачає визначення частки доходів, що будуть збиратися на виході та вході у транспортну систему. Розподіл може ґрунтуватися на різних методах. Деякі держави встановили розподіл точок у пропорції 50/50 (Велика Британія, Італія, Польща, Німеччина). В інших країнах ЄС розподіл може бути непропорційний. У Чехії 61,5% доходу припадає на точки виходу. Австрія використовує розподіл 20/80. Бельгія для точок входу використовує лише фіксовані витрати, що тотожно близько 15% від дозволеного загального доходу. В основу тарифів Португалії закладено базу на основі довгострокових середніх додаткових витрат, використовуючи спрощену модель газотранспортної системи з кінцевим розподілом 26/74. Деякі країни ЄС, навпаки, збирають більше доходів на точках входу (Угорщина, Люксембург)[163].

Відповідно до постанови Національної комісії регулювання електроенергетики та комунальних послуг України (НКРЕКП) № 3158[164] з 1 січня 2016 р. запроваджено нові тарифи на послуги з транспортування природного газу для точок входу та виходу з газотранспортної системи, розташованих на державному кордоні

[163] Європейська мережа операторів газотранспортних систем ENTSO-G Transparency Platform. URL: http://www.gas-roads.eu/point

[164] Постанова НКРЕКП № 3158 «Про встановлення тарифів для ПАТ «Укртрансгаз» на послуги транспортування природного газу транскордонними газопроводами для точок входу і точок виходу». URL: http://www.nerc.gov.ua/?id=18635

України, та норми забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормативних витрат природного газу для точок виходу. В Україні цільовий розподіл між точками входу та виходу поки що приблизно перебуває на рівні 45/55. Однак надалі, після певного господарського опрацювання тарифної системи, необхідно буде внести поправки в тарифоутворення, зважаючи на цінові сигнали, що виникнуть на ринку.

Диференціація у встановленні різних тарифів на точках входу і виходу обумовлена економічною політикою, що визначає пріоритет розвитку мереж та внутрішнього газового ринку. Встановлення вищої ціни на точках входу вмотивовано політикою захисту національного ринку від надмірних обсягів імпорту та неспроможності внутрішнього видобутку конкурувати з міжнародними цінами. Встановлення вищої ціни на виході обумовлено політикою залучення до національного ринку нових джерел постачання природного газу, однак надмірно високі тарифи є ризиком для зниження привабливості ГТС як транзитного шляху постачання. Україна встановила надмірно високі тарифи на точках виходу, проте це рішення було обумовлене тим, що договір про транзит з Росією дійсний до 2019 р. Згідно з деклараціями Росії після 2019 р. ГТС України в рамках транзиту планується використовувати мінімально. Тому встановлення високого тарифу на точках виходу було здійснено з огляду на те, що за термін, який залишився до 2019 р., має відбутися прискорена амортизація активів ГТС. Після 2019 р. тарифи на транзит мають знизитися в рази.

Розділення пропускної здатності та товарного потоку. У структурі тарифу в державах ЄС надається різна вага компонентам, які розраховуються на основі пропускної здатності (грошова одиниця на зарезервовану потужність) та товару, який транспортується (грошова одиниця на фактично здійснену транспортну операцію за день). Так, співвідношення між цими компонентами тарифу в Ірландії, Румунії становить 90/10, у Польщі – 80/20, в Литві 70/30. Інколи це співвідношення залежить від змінних витрат – інвестиційної складової та операційних витрат у структурі собівартості.

Україні, зважаючи на потреби імплементації норм Третього енергетичного пакета, у запровадженні цієї моделі у структурі

тарифу необхідно дотримуватися європейських правил та рекомендацій. Зазначене передбачає, що тарифи повинні бути попередньо розраховані, ґрунтуючись на замовленій пропускній здатності за виключенням специфічних тарифів, що безпосередньо пов'язані із обсягами транспортованого газу. Це дасть Україні змогу підвищити прогнозованість та чітко відображати, які компоненти витрат включені у тариф, що розраховується на базі товарного потоку. Тоді плата за використання пропускної потужності покриватиме капітальні витрати, а плата за транспортування товарного обсягу відображатиме лише операційні витрати. Однак залишається відкритим питання методу перерозподілу за користування мережею стосовно використання технічного газу. Значна частка країн ЄС поклала зобов'язання за оплату технічного газу на оптових постачальників (трейдерів).

Зменшення плати для внутрішнього транспортування на короткі відстані. Системі «вхід-вихід» властиве відхилення у формі перехресного субсидування між транспортуванням природного газу на незначні відстані та транспортування транзитних потоків. Для всіх користувачів тарифи в певній точці входу до мережі, незалежно від призначень та місця, є однаковими. Це зумовлює те, що транзит або передача газу на більш значну відстань можуть бути дешевшими за транспортування на незначну відстань залежно від цін в окремих точках входу. Цей ефект тим помітніший, чим більшою є ринкова зона системи. В деяких країнах ЄС, щоб уникнути подібних проявів перехресного субсидіювання та викривлення ринку, вводяться короткі магістральні тарифи задля врегулювання тарифів на передачу газу на незначні відстані. Однак впровадження додаткових правил регулювання завжди ускладнює тарифну систему. Проте інколи, особливо якщо цінові зони великі, а країна є великим транзитером, доцільно адаптувати вихідні тарифи задля уникнення перехресного субсидування між транзитом і транспортуванням аби зняти навантаження з внутрішніх споживачів.

РОЗВИТОК ГАЗОВИХ РИНКІВ У НОВИХ УМОВАХ ЄВРОПЕЙСЬКОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ПОЛІТИКИ

5.1. «Зелений» перехід до 2050 року: газ у програмних документах ЄС

Потреба скоротити викиди ПГ та забезпечити європейських споживачів доступною, стійкою та безпечною енергією зумовлюють значні трансформації у сфері енергетики Європейського Союзу. У ЄС сформовано обов'язкові юридичні рамки для країн-членів, виконання яких визначено міжнародними зобов'язаннями у межах Паризької угоди[165]. На основі створеного Енергетичного союзу країни – члени ЄС ухвалили амбітну законодавчу базу до 2030 року із визначеними кліматичними цілями та відповідними для їх досягнення заходами. Подібні вимоги зумовлюють значні виклики для національної політики країн – членів ЄС у виборі найкращих шляхів реалізації політики та заходів із декарбонізації. Амбітні цілі досягнення вуглецево нейтральної європейської економіки до 2050 року ставлять майбутні перспективи природного газу в енергозабезпеченні ЄС під питання.

Ухвалення довгострокових стратегій має вирішальне значення у сприянні досягнення необхідних економічних перетворень та розширення цілей сталого розвитку, а також щодо досягнення довгострокової мети, встановленої Паризькою угодою, – утримання зростання середньої світової температури на рівні, значно нижчому за +2°C від доіндустріальних рівнів, та спрямуванні зусиль на обмеження зростання температури до +1,5 C від доіндустріальних рівнів. Саме для цього в ЄС був ухвалений Регламент щодо управління Енергетичного союзу та кліматичних заходів ЄС/2018/1999[166], який визначає процедуру та вимоги до країн –

[165] Paris agreement / United Nations. 2015. URL: https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09.pdf

[166] Regulation on the governance of the energy union and climate action (EU/2018/1999) / European Parliament. 2018. URL: https://eur-

членів ЄС у підготовці відповідних стратегій та їх подальших оновлень кожних 10 років. Водночас довгострокові стратегії повинні відповідати інтегрованим національним планам енергетики та клімату країн-членів на період 2021–2030 рр.

У ЄС визначено такі основні вимоги до національних довгострокових стратегій та стратегій ЄС, як:

- перспектива терміну охоплення стратегій повинна бути не меншою за 30 років;
- у стратегії мають зазначатися обсяги скорочення викидів та уловлення викидів – як загальні, так і за окремими секторами, включаючи електроенергетику, промисловість, транспорт, сектор централізованого опалення та охолодження, сектор будівель, сільське господарство, сектор відходів, землекористування, лісового господарства (LULUCF);
- стратегія має відображати очікуваний прогрес у переході до низьковуглецевої економіки, включаючи зниження інтенсивності викидів ПГ, зменшення питомої ваги CO_2 у виробництві валового внутрішнього продукту, у тому числі планування та оцінку довгострокових інвестицій у відповідні сектори економіки та наукові дослідження, розробку та інновації;
- у стратегії мають бути зазначені оцінки очікуваного соціально-економічного ефекту від заходів декарбонізації, включаючи, зокрема, аспекти, що пов’язані з макроекономічним та соціальним розвитком, ризиками та перевагами для здоров’я, охорони навколишнього середовища;
- стратегії мають бути взаємоузгоджені з іншими національними довгостроковими цілями, планами, заходами та іншими видами відповідної національної політики.

У 2018 р. в ЄС було сформовано європейське стратегічне довгострокове бачення щодо досягнення вуглецево нейтральної економіки ЄС та відповідного впливу європейської економіки на клімат до 2050 р.[167]. Європейський Парламент у своїй резолюції про

---

lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0001.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:FULL

[167] 2050 long-term strategy / The European Council. *Official Journal of the European Union*. 2018. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773

зміну клімату в березні 2019 р.[168] та резолюції про Європейську зелену угоду у січні 2020 р.[169] схвалив ціль нульових викидів ПГ. У грудні 2019 р. Європейська Рада підтримала мету[170] – відповідно до Паризької угоди перетворити до 2050 р. клімат на вуглецево нейтральний. У березні 2020 р. Європейська Комісія представила свою довгострокову стратегію[171] та пропозиції до європейського Закону про клімат, щоб забезпечити виконання ЄС своїх цілей відповідно до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (РКЗК ООН). Поточна політика ЄС узгоджується з попередньою метою скорочення викидів ПГ у ЄС стосовно протидії змінам клімату. Відмінність полягає лише в амбітності нової мети – досягненні цілковито вуглецево нейтральної економіки, а не лише зменшення викидів ПГ на 80–90% порівняно з 1990 р.

В ЄС є низка державних документів, що надають країнам – членам ЄС набір інструментів впливу на зменшення викидів ПГ, у тому числі й для газового сектора, такі як:

- Дорожня карта кліматичних цілей 2030[172], – що встановлює ціль скорочення викидів ПГ щонайменше на 40% до 2030 р. порівняно з рівнем викидів у 1990 р. та досягнення рівня 32% відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) в енергобалансі;

---

[168] European Parliament resolution of 14 March 2019 on climate change – a European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy in accordance with the Paris Agreement / European Parliament. *Official Journal of the European Union*. 2019. URL: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-8-2019-0217_EN.html

[169] The European Green Deal / European Parliament. *Official Journal of the European Union*. 2020. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1588580774040&uri=CELEX:52019DC0640

[170] On 12 December 2019 the European Council adopted conclusions on climate change / The European Council. *Official Journal of the European Union*. 2019. URL: https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2019/12/12/european-council-conclusions-12-december-2019/

[171] Long-term low greenhouse gas emission development strategy of the EU and its Member States / European Commission. *Official Journal of the European Union*. 2020. URL: https://unfccc.int/documents/210328

[172] The 2030 climate and energy framework / The European Council. *Official Journal of the European Union*. 2014. URL: https://www.consilium.europa.eu/en/policies/climate-change/2030-climate-and-energy-framework/

- Схема торгівлі викидами (European Union Emission Trading Scheme, EU ETS)[173], – яка охоплює викиди у виробництві електроенергії, промисловості, авіаційному транспорті та передбачає, що до 2030 р. викиди у цих секторах економіки мають бути скорочені на 43% порівняно з рівнем 2005 р.;
- Національні цілі щодо скорочення за секторами, що перебувають поза схемою торгівлі викидами (транспорт, сектор будівель, с/г). Країни – члени ЄС мають різні цілі у рамках своїх національних планів;
- популяризація низьковуглецевих технологій – у ЄС існує Фонд інновацій[174], що зосереджується на дослідженнях інноваційних низьковуглецевих технологій в енергоємних секторах економіки, уловлюванні та зберіганні вуглецю, повторного використання вуглецю для генерації енергії або тепла;
- сприяння впровадження ВДЕ – переглянута Директива з ВДЕ набула чинності у грудні 2018 р. та встановлює юридичну відповідальність щодо зобов'язання до 2030 р. досягнути 32% ВДЕ у енергетичному балансів країн – членів ЄС, у тому числі вона передбачає використання «зелених» газів (біогазів, енергетичних ресурсів, отриманих з електрохімічних процесів, або так звані синтетичних газів). Країни – члени ЄС повинні оцінити потребу та потенціал у розширенні газової інфраструктури з урахуванням зростання використання біогазу або синтетичних газів. Використання механізму «гарантія походження» енергії допоможе споживачам щодо інформування, який відсоток їхнього енергозабезпечення припадає на ВДЕ;
- адаптувати ринок електроенергії для врахування зростаючої ролі ВДЕ.

Аналіз європейської енергетичної політики декарбонізації демонструє велику невизначеність щодо ролі газу в довгостроковій перспективі. Ця невизначеність є значним викликом для планування

---

[173] EU Emissions Trading System (EU ETS) / European Commission. *Official Journal of the European Union*. 2005. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en

[174] Innovation Fund / European Commission. *Official Journal of the European Union*. 2019. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund_en

енергетичного переходу та, зокрема, планування майбутнього газової інфраструктури. У найбільш економічно розвинених регіонах ЄС існує два протилежні сценарії розвитку попиту на природний газ – еволюційний та революційний. Основний орієнтир еволюційного сценарію – на досягнення максимальної економічної вигоди, водночас революційний сценарій передбачає посилення кліматичного регулювання, просування ВДЕ та зниження обсягів споживання традиційних видів вуглеводнів.

Декарбонізація газового сектора реалізується у європейській регуляторній політиці за допомоги двох основних інструментів. Існуюче законодавство ЄС у сфері реалізації політики декарбонізації включає систему торгівлі викидами, що встановлює ціну на CO_2 для промисловості, виробників електроенергії та палива, та національні цілі для інших секторів. Директива щодо ВДЕ забезпечує підтримку та встановлює цілі для ЄС стосовно використання біометану, водню, різноманітних синтетичних газів та рідин, що можуть вироблятися, у тому числі з природного газу.

У довгостроковій перспективі викиди ПГ, зумовлені використанням природного газу в колишніх масштабах, стають дедалі більше несумісними із кліматичними цілями. Залежно від секторів економіки природний газ може бути заміщений іншими вуглецево нейтральними формами газу або воднем, який у деяких сферах може замінити традиційне використання газу (наприклад, для опалення будівель), проте не завжди може бути використаний у промислових процесах.

ЄС у своїх енергетичних стратегіях та прогнозах очікує скорочення споживання природного газу до 2050 р. за всіма сценаріями розвитку. У переважних випадках ключовим споживачем природного газу залишатиметься енергетичний сектор. Водночас, у разі реалізації активної політики декарбонізації європейської економіки, значна частина споживання природного газу фактично буде пов’язана з неенергетичними потребами (виробництвом органічної хімії тощо). За прогнозами, до 2050 р. виробництво природного газу у країнах ЄС значно скоротиться та, порівняно з 2015 р., має зменшитися на 70–85%. Зменшення попиту на природний газ обумовлює також зниження імпортної залежності від

зовнішніх джерел постачання внаслідок зменшення імпорту природного газу до країн ЄС (рис. 5.1.).

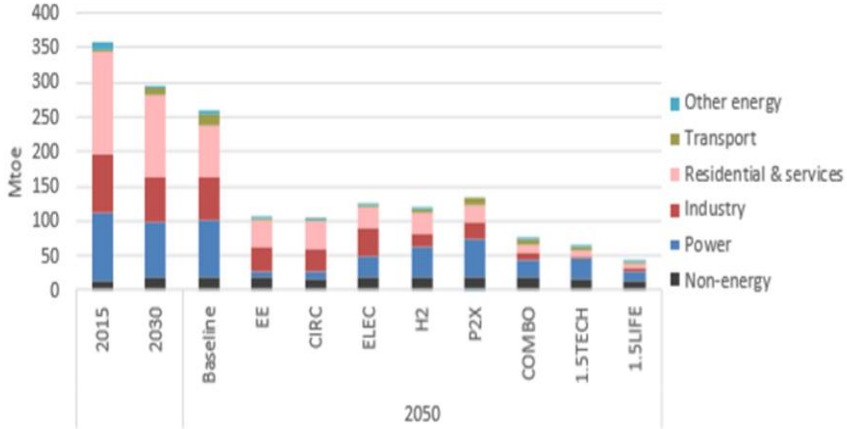


Рис. 5.1. Прогноз споживання природного газу в ЄС за секторами до 2050 р.

Джерело: A Clean Planet for all A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy / European Commission. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773

Реалізація політики декарбонізації надає значні перспективи зростанню використання біогазу. Біогаз є повністю взаємозамінним щодо природного газу за своїми властивостями, а його спалювання вважається безвуглецевим. Відповідно до європейських прогнозів, представлених у документі «Поглиблений аналіз на підтримку COM (2018) 773: Чиста планета для всіх – Європейське стратегічне довгострокове бачення процвітаючої, сучасної, конкурентоспроможної та кліматично нейтральної економіки», очікується, що споживання біогазу збільшиться з 16 млн т н. е., як зазначалося у 2015 р., до 30 млн т. н. е. у 2030 р. та, залежно від подальших заходів, які реалізовуватимуться у країнах ЄС, може зрости до 45–79 млн т н. е. у 2050 р., і в основному використовуватиметься в енергетичному та промисловому секторах. Подібні прогнози узгоджуються з іншими незалежними дослідженнями, що також відзначають значний потенціал зростання частки споживання біогазу в енергетичному балансі країн ЄС. Так, дослідження Green Gas Grids

Project[175] продемонструвало, що до 2030 р. виробництво біогазу може досягнути 48–50 млрд куб. м, що приблизно становить 45 млн т н. е. (включаючи різні види біогазу та синтезований газ) із технічного потенціалу в 151 млрд куб. м (близько 135 млн т н. е.). Це більш ніж утричі більше за поточний рівень. Очікується, що споживання біогазу може досягнути 98 млрд куб. м у 2050 р. (близько 88 млн т н. е.), що становить близько 20–25% від поточного рівня споживання природного газу.

Аналізуючи прогнозні сценарії споживання природного газу у ЄС, можна зауважити, що за базовим[176] сценарієм загальне споживання усіх типів газу становитиме 320 млн т н. е. у 2030 р., що демонструє незначне зниження порівняно з 2015 р. (370 млн т н. е.). За умов реалізації сценаріїв, що передбачають активне впровадження політики декарбонізації, загальне споживання коливатиметься між 150 млн т н. е. та 300 млн т н. е. Сценарії, що дають змогу досягнути вищих рівнів скорочення викидів ПГ, обумовлюють споживання природного газу у межах цього діапазону, оскільки забезпечують умови для помірного заміщення природного газу синтезованим газом та біогазом з урахуванням реалізації політики енергоефективності. Зростання заміщення природного газу синтетичним газом та біогазом у реалізації політики декарбонізації відіграватиме ключову роль для найкращого використання наявної інфраструктури природного газу ЄС.

У формуванні низьковуглецевої економіки ЄС значне місце щодо використання у майбутній енергетичній системі відводиться водню. Незважаючи на те, що протягом останнього десятиліття ніяких великих технологічних проривів стосовно використання водневих технологій не відбулося, а реалізовувалися лише окремі пілотні проєкти, в майбутній європейській енергетичній політиці водню все ж відводиться значне місце. У європейських сценаріях роль водню

[175] Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050 Gas for Climate / Guidehouse. 2020. URL: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2020/04/Gas-for-Climate-Gas-Decarbonisation-Pathways-2020-2050.pdf

[176] Базовий прогноз ЄС відображає поточну траєкторію політики декарбонізації у ЄС, що ґрунтується в основному на узгоджених рішеннях ЄС між країнами-членами або політиці, яка була запропонована Європейською Комісією.

варіюється – від нішевого додатку для автомобільного транспорту до широкомасштабного використання у промисловості. Водень розглядають як перспективний напрям зберігання електроенергії, що дозволятиме використовувати електроенергію від об'єктів генерації зі змінним графіком виробництва. Водень можна використовувати у промисловості, у транспорті для великих вантажних автомобілів, які не мають можливості бути електрифікованими та призначені для великих відстаней, та, меншою мірою, – для опалення (разом із майбутнім формуванням технологічного та сировинного забезпечення, модернізації газової інфраструктури відповідно до попиту. Дослідження показують, що деякі регіони ЄС можуть бути ефективними для виробництва водню або синтетичного газу завдяки близькому розташуванню до великої кількості об'єктів генерації ВДЕ, атомних електростанцій або великих промислових споживачів. Водночас повномасштабне використання водневих технологій в енергетиці очікують не раніше 2050 р., коли відповідні технології зможуть стати комерційно доступними для кінцевих споживачів та більш конкурентними.

У дослідженні Trinomics[177], що аналізує роль європейської газової інфраструктури у політиці декарбонізації до 2050 р., прогнозується, що попит на газоподібне паливо зменшиться, порівняно із сьогоднішнім, у разі сильної електрифікації, але стабілізується або навіть спостерігатиметься невелике зростання у разі значного використання газів, що не містять вуглець та водень[178].

У майбутньому перспективним напрямом в енергетиці є також використання рідких енергетичних видів палива, що є складними синтетичними вуглеводнями, які синтезують з водню, наприклад, синтетичного газу, – використовуючи CO_2 з нейтральних джерел вуглецю. Використання таких видів палива перспективне у транспортному секторі, який наразі особливо важко декарбонізувати.

---

[177] The role of Trans-European gas infrastructure in the light of the 2050 decarbonisation targets / Trinomics. 2018. URL: http://trinomics.eu/wp-content/uploads/2018/11/Final-gas-infrastructure.pdf

[178] Дослідження виділяє три «сюжетні лінії»: електрифікацію транспорту та опалення, декарбонізацію газу через біометан та синтетичні гази, декарбонізацію газу через «зелений» водень.

У 80-х роках XX ст. мотивами початку реформування регулювання ринку природного газу було формування та забезпечення конкурентного середовища та недопущення зловживання монопольним становищем на ринку. Водночас, незважаючи на те, що протягом багатьох років країни ЄС лібералізували національні газові ринки та значною мірою сформували єдиний інтегрований газовий ринок, умов для декарбонізації газового сектори у ЄС досі не існує. Наразі ЄС змінює й адаптує свою енергетичну політику до нових умов та цілей європейського розвитку задля того, щоб чинне регулювання могло забезпечити декарбонізацію газового сектора, аби зменшення викидів ПГ узгоджувалося зі стратегією інтеграції наявної газової інфраструктури із виробництвом ВДЕ. Європейська Комісія, ENTSOG та ACER визнають необхідність адаптації регулювання ринку газу до нових умов та цілей розвитку ЄС, однак пропозиції щодо змін у регуляторній політиці, формуванні нового інституційного забезпечення досі перебувають на рівні обговорень через різні бачення шляху розвитку газового сектора. Наприклад, сценарії розвитку газового сектора Європейської Комісії виключають використання водню, що формується з природного газу після 2030 р., та пропонують орієнтуватися на використання альтернативних варіантів синтезування водню з відновлювальних джерел, які наразі не можуть бути комерційно доступними.

Існуюче інституційне середовище неспроможне забезпечити декарбонізацію газового сектора до 2050 р. Ринкові умови декарбонізації суттєво відрізняються від тих умов, що дали змогу трансформувати ринки природного газу на принципах лібералізації, оскільки попит та пропозиція на декарбонізований газ потребує стимулювання, тож необхідна централізована координація значних інвестицій у виробництво, мають відбутися інфраструктурні зміни та адаптація технічного забезпечення кінцевого споживання. Враховуючи масштаби змін, для реалізації відповідних трансформацій з метою досягнення цілей вуглецево нейтральної економіки ЄС часу не так і багато, адже потрібно узгодити загальноєвропейську пріоритетність цілей та віднайти компроміси, які би могли задовольнити усі країни – члени ЄС.

Реалізація обраних векторів розвитку потребує значного подальшого – як економічного, так і політичного – аналізу та доопрацювання, що зумовлено потребою оцінити слабкі місця запропонованих заходів, провести економічну оцінку різноманітних технологій, провести інвестиційний аналіз необхідних змін технологічного устрою. Формування нової енергетичної політики ЄС щодо енергетичної трансформації зіштовхується з дилемою необхідності ухвалення нових рішень, що забезпечуватимуть трансформацію інституційного середовища, зі значною невизначеністю вибору найкращих низьковуглецевих технологій та потребою у значних інвестиціях у майбутні розробки, економічною доцільністю у створенні нових ланцюгів вартості. Окремого аналізу потребують питання механізмів регулювання під час переходу до низьковуглецевої економіки, які б могли ефективно забезпечувати конкурентні умови між газоподібним паливом із низьким вмістом вуглецю, між газовими та електричними мережами.

5.2. Виклики ринкових трансформацій у контексті пріоритетів енергетичної політики ЄС

У 2012 р. Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) опублікувало доповідь «Золоті правила «золотої доби» природного газу»[179], за якою визначало економічний сценарій розвитку зі значними перспективами зростання споживання природного газу до 40-х – 50-х років XXI ст. Фахівці бачили у природному газі значні перспективи – через його екологічність порівняно з іншими видами викопного палива. Водночас у оцінках експертів природного газу Золота доба критично залежала від успішного розвитку великих нетрадиційних світових запасів газу. На той період у США відбувався розквіт «сланцевої революції», коли буріння нових свердловин стрімко зростало, а собівартість видобутку постійно зменшувалася. Значні очікування щодо повторення американського успіху видобутку сланцевого газу фіксувалися в інших частинах світу. Передбачалося збільшення до 2035 р. видобутку сланцевого

[179] Golden Rules for a Golden Age of Gas / International Energy Agency. URL http://piketty.pse.ens.fr/files/capital21c/xls/RawDataFiles/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf

газу втричі (особливо значні очікування покладалися на Китай); збільшення транспортування природного газу газопроводами та LNG-танкерами; зменшення темпів зростання атомної енергетики та подальше зменшення собівартості добування сланцевого газу.

Разом із тим, упродовж 2017–2020 рр. ЄС заявив амбітну ціль: стати кліматично нейтральними до 2050 р. що означає – використання природного газу на поточному рівні буде неможливим. Природний газ у 2018 р. забезпечував 24% первинних поставок в ЄС-27 та Велику Британію, 22% кінцевого споживання енергії, 32% кінцевого споживання промисловості, 31% у комерційному секторі та 36% у секторі домогосподарств[180]. Найбільшу частку у структурі постачання первинної енергії природний газ займає у Нідерландах (42%), Італії (39%), Великій Британії (39%).

Протягом останніх п’яти років відбулися значні зміни в політиці використання енергетичних ресурсів: значна кількість країн ратифікувала Паризьку угоду[181] та розробила національні плани скорочення викидів парникових газів та декарбонізації економіки; відбувається активне стимулювання розвитку енергогенерації з відновлювальних джерел (ВДЕ); країнами ЄС реалізовується політика зменшення залежності від російських вуглеводнів; стимулювання розвитку ВДЕ-технологій зумовило значне зниження вартості виробництва енергії з альтернативних джерел; через зниження вартості нафти протягом останніх років, видобуток нетрадиційного газу в інших частинах світу, окрім США, не досягнув очікуваних показників і, у кращому випадку, проєкти були заморожені до більш сприятливих ринкових умов.

Значним недоліком споживання природного газу, що у різних частинах світу зумовлювало тимчасові кризи, є залежність споживання газу від сезонного попиту. В холодну пору року споживання газу зростає, а в особливо холодні періоди може значно зростати. Нестача сезонних запасів газу стала каталізатором для розроблення Національних планів дій на випадок надзвичайних

[180] Євростат. URL: https://ec.europa.eu/eurostat

[181] Закон України «Паризька угода» від 14.07.2016 № 1469-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_l61

ситуацій на ринку, що покликані пом'якшити дисбаланс між попитом та пропозицією газу в зимовий період, прискоренню будівництва ключової інфраструктури, а також зміцненню і підвищенню безпеки поставок газу. Можна припускати, що в перспективі більші обсяги сховищ і розвиток розподільних мереж підвищать безпеку поставок та згладять сезонність імпорту LNG.

Підвищення безпеки постачання і заходи, спрямовані на зменшення залежності від одного джерела постачання, є однією з основних видів політики ЄС у сфері розвитку газового сектора. Після ухвалення та імплементації норм ТЕП подальші регуляторні зміни, що стосуються газового сектора ЄС, спрямовані переважно на розвиток інфраструктурних проєктів. Політика країн ЄС націлена на розширення інфраструктурних потужностей між країнами ЄС та основні джерела постачання. Відбувається постійне фінансування різноманітних проєктів, які б допомогли краще пов'язати ринки Північної Європи з ринками Південної Європи, ринки Західної Європи – із ринками Центрально-Східної Європи.

Трансформація газового сектора країн ЄС насамперед скерована на формування ефективного газового ринку. Ефективний газовий ринок передбачає задоволення попиту на природний газ на ринкових умовах. Це обумовлювало потребу сформувати конкурентне ринкове середовище, за якого природний газ як товар міг би реалізовуватися у формі класичного контракту. Після гармонізації інституційного забезпечення та впровадження однакових правил щодо доступу до мереж – у межах єдиного газового ринку країн ЄС та ЕнС – можна стверджувати про встановлення конкурентних умов на ринку, що дозволяє реалізувати усі переваги ринкового середовища. Для того щоб ринок природного газу міг стати ринком вільної конкуренції з усіма перевагами такого типу ринків, необхідно щоби він був абсолютно ліквідним. Ліквідність ринку досягається за умов достатньої пропозиції відповідно до наявного та потенційного попиту залежно від сезонності. Наступним кроком після гармонізації регуляторного середовища єдиного європейського газового ринку є забезпечення необхідної ліквідності з урахуванням регіональних відмінностей попиту. Оскільки єдиний газовий ринок передбачає вільний доступ до наявного обсягу природного газу в газотранспортній системі незалежно від місця розташування

споживача, то критично важливою умовою є формування розгалуженої газотранспортної інфраструктури між усіма національними газовими ринками.

Розвиток єдиного газового ринку країн ЄС та ЕнС нині перебуває на стадії формування необхідної інфраструктури, достатньої для ефективної інтеграції національних газових ринків. У ЄС та ЕнС упродовж останніх років була проведена значна аналітична робота у сфері оцінки попиту та пропозиції природного газу та енергії у різних регіонах, аналізу стану наявних мереж та транзитних потужностей між країнами. Кожна країна щороку здійснює моделювання кризових ситуацій на газовому та енергетичному ринках та тестує свої газотранспортних мереж на відповідність нормам безпеки постачання. Завдяки цим дослідженням вдалося виявити критичні місце газотранспортної інфраструктури та визначити пріоритетні проєкти «спільного інтересу», реалізація яких матиме значний позитивний ефект для країн ЄС та ЕнС у певному регіоні. Так, будуються нові газопроводи та інтерконектори між країнами, що дасть змогу розширити потужності точок входу та виходу; газосховища, які дозволяють вирішувати проблеми пікових навантажень сезонного зростання попиту.

Диверсифікація постачань природного газу є наступним великим напрямом, в який країни ЄС інвестують значні ресурси. Диверсифікація спрямована на будівництво нових газопроводів та LNG-терміналів, а також на збільшення джерел постачання природного газу за конкурентними цінами. Будівництво нових газопроводів повинно поєднати європейські ринки з наявним ресурсом природного газу на Близькому Сході. Також це повинно забезпечити підвищення конкуренції на ринках Південної та Центрально-Східної Європи та зменшити залежність цих ринків від постачання палива з РФ. Паралельно здійснюється будівництво нових російських газопроводів Північний потік II та Південний потік. Усупереч неоднозначному ставленню різних країн ЄС до цих проектів, адже будівництво нових російських газопроводів є проєктом політичним і жодним чином не підвищує диверсифікацію джерел постачання природного газу до ЄС, низка країн ЄС продовжує висловлювати зацікавленість в їхньому будівництві, тож

у найближчому майбутньому ймовірність їхнього будівництва залишається високою.

Усі LNG-термінали в Європі завантажені природним газом, що імпортується, за винятком Норвегії та Росії, які не є членами ЄС та здійснюють експорт LNG. Наразі в Європі є 28 великих та 8 середніх терміналів для прийому імпортованого LNG. З них 24 великих терміналів LNG знаходяться у країнах ЄС. Загальна потужність LNG-терміналів на кінець 2018 р. становила 227 млрд куб. м, що достатньо для покриття 40% європейського попиту на природний газ. Європейські LNG-термінали розташовані вздовж усього узбережжя Європи, однак більшість знаходяться на північному заході континенту. LNG приймають Бельгія, Франція, Греція, Італія, Литва, Мальта, Нідерланди, Польща, Португалія, Іспанія та Велика Британія. Відповідно до європейських планів розвитку LNG-інфраструктури, передбачається її значне розширення до 2021 р. шляхом будівництва нових терміналів та реконструкції існуючих. Європейська Комісія усіляко підтримує розвиток LNG-інфраструктури як засобу досягнення мети диверсифікації джерел постачання природного газу. ЄС намагається досягнути цілі, щоб усі країни ЄС отримали доступ до інфраструктури LNG-терміналів. У ЄС намагаються активно заохочувати використання LNG як пального для водного (морського) транспорту внаслідок його екологічності. «Сланцева революція» та збільшення LNG-потужностей США зумовили зростання американського експорту природного газу на європейський ринок. У період з липня 2018 р. по березень 2019 р. експорт LNG із США у країни ЄС виріс на 181%. Це дало США змогу стати третьою країною за обсягом імпорту LNG до країн ЄС після Катару та Нігерії[182].

Завершення інфраструктурної інтеграції між країнами ЄС та ЕнС допоможе сформувати інтегрований єдиний європейський газовий ринок і таким чином сформує умови для конкурентного ціноутворення на європейських оптових ринках, коли ціни в різних регіонах

[182] An Overview of LNG Import Terminals in Europe / King and Spalding. 2018. URL: https://www.kslaw.com/attachments/000/006/010/original/LNG_in_Europe_2018_-_An_Overview_of_LNG_Import_Terminals_in_Europe.pdf?1530031152

ЄС та ЕнС будуть зближуватися максимально. Ціни на природний газ за таких умов більше не повинні ґрунтуватися на формульному ціноутворенні з урахуванням цін на альтернативні джерела енергії або адміністративному регулюванні певних складових кінцевої ціни газу для окремих категорій споживачів, а основою стануть оптові ринки газу, які відображають динаміку попиту та пропозиції, наприклад, як нині це відбувається на ринках Північно-Західної Європи. У Північно-Західній Європі частка природного газу, що реалізується на спотових ринках, збільшилася з 30% у 2005 р. до понад 90% у 2017 р.

Водночас, незважаючи на кардинальні зміни у принципах ціноутворення, на європейських оптових ринках, навіть на самих сформованих та ліквідних торгівля великими обсягами природного газу не ведеться. Ціна на природний газ, за якою покупець готовий придбати, та ціна, за якою продавець готовий продати, зі зміною обсягів починають надто розходитися, що зумовлює невелику кількість торгових операцій стосовно великих обсягів природного газу. Тому довгострокові та середньострокові двосторонні контракти залишаються орієнтиром для постачання великих обсягів природного газу, при цьому на механізми ціноутворення такі контракти також змінилися – з нафтової прив’язки до індексації на основі спотової торгівлі. Це дає змогу забезпечувати ринкове ціноутворення на оптових ринках та уникати необґрунтованих трансакційних витрат, де ризики між двома партнерами розподіляються відповідно до ринкових умов: виробник може здійснювати необхідний видобуток природного газу, але залежить від цінової кон’юнктури, а покупець несе ризик щодо обсягу, але забезпечує ціну, що відображає ринкову кон’юнктуру.

Значний вплив на цінове зближення вартості природного газу протягом останнього періоду у різних регіонах Північно-Західної Європи було досягнуто завдяки довгостроковому бронюванню транскордонних потужностей між країнами ЄС та зниженню фактичного споживання природного газу порівняно із попередніми планами до економічної кризи 2008 р. Економічна криза 2008 р. та політика щодо енергоефективності, яка почала втілюватися надалі, призвели до того, що зарезервовані значні довгострокові обсяги потужностей виявилися незатребуваними та фактично стали

фінансовою втратою для шіпперів, які ці потужності зарезервували. Однак найближчими роками контракти на значні обсяги довгострокових зарезервованих потужностей закінчаться, а це може зумовити зміну бізнес моделей шіпперів. Більшість учасників ринку може перейти на щоквартальне, щомісячне та на щоденне бронювання. Це дозволятиме шіпперам мінімізувати ризики та надалі уникати можливих витрат.

Така зміна бізнес-моделей матиме значні наслідки для європейського ринку газу, оскільки короткострокове бронювання зумовлюватиме більшу різницю вартості природного газу на різних регіональних ринках у межах Європи через зростання частки транспортних витрат. Такий розвиток газових ринків призведе до роздробленості європейського оптового ринку зі значними розбіжностями між різними газовими торговими центрами. Чим віддаленіший ринок від референтного хаба, тим більшою на цьому буде вартість природного газу з точки зору постачальника.

Водночас вплив зростання вартості послуг транспортування через зміну бізнес-моделі може зменшитися завдяки можливим короткостроковим та середньостроковим змінам на світовому ринку LNG. До останнього часу нові обсяги LNG поглинав переважно попит азійських ринків. Однак у разі його зменшення попиту на азійських ринках, додаткові нові обсяги можуть бути переведені на європейський ринок. Саму таку ситуацію можна спостерігати з американським природним газом протягом останніх двох років, оскільки європейські ринки структурно достатньо ліквідні з великими потужностями регазифікації.

Подальша роздрібненість європейського оптового ринку матиме значні наслідки для різних суб’єктів ринку.

- Виробники можуть ставати дедалі більше зацікавленими збільшити обсяги бронювання транскордонних потужностей та вийти на ринок кінцевих споживачів, при цьому отримати вплив на всю вартість газу по ланцюжку формування вартості послуг газопостачання. Натомість у випадку максимальної цінової конвергенції на оптових європейських ринках виробники, навпаки, будуть більше зацікавлені продавати свій товар на референтних ринках або кордоні європейського ринку.

- У сфері транспортування шіппери зможуть покрити свої витрати, яких вони зазнають через необхідність сплачувати за контрактами за довгострокове бронювання потужностей, що не використовуються. У випадку, якщо різниця між транспортуванням від хабів до споживачів стане вищою за щорічні тарифи на передачу, вони отримають значні прибутки, що відшкодує минулі втрати.
- Роздрібні постачальники отримають стимули стосовно повернення довгострокових контрактів. Національні оптові ринки можуть стати менш конкурентними (у разі відсутності великих обсягів дешевшого внутрішнього видобутку) і тоді роздрібні постачальники почнуть укладати довгострокові контракти на постачання у великих торговельних центрах.
- Кінцеві споживачі зіштовхнуться зі зростанням вартості послуг газопостачання.

Фрагментація європейських оптових ринків стане великим викликом для подальшого існування європейської Цільової моделі газового ринку (GTM). Європейська цільова модель газового ринку була розроблена з метою формування інтегрованого європейського газового ринку та мала зумовити підвищення цінової конвергенції у Європі шляхом функціонування ефективних, прозорих та ліквідних оптових ринків. Однак поява великої цінової різниці на газ між різними торговими майданчиками означатиме провал однієї з головних цілей трансформації газових ринків Європи. Виникнення значної різниці на природний газ у різних регіональних торгових центрах підриватиме ідею забезпечення конкурентоспроможної ціни на природний газ задля підвищення конкурентоспроможності національних європейських економік. Надалі фрагментація європейських газових ринків може знизити ліквідність оптових ринків. Роздрібним постачальникам може бути економічно доцільніше купувати природний газ не на місцевих оптових ринках, а напряму у виробників, укладаючи з ними, як у минулому, довгострокові двосторонні контракти на постачання. Зростання цін на природний газ матиме значні негативні наслідки для його споживачів на європейському ринку. Очікуване зростання фрагментації оптових ринків може перетворити природний газ на менш конкурентоспроможний, що сприятиме переходу на альтернативні джерела енергії.

5.3. Бар'єри та шляхи становлення ефективного національного газового ринку України

У рамках реформування національного ринку природного газу відповідно до міжнародних зобов'язань Україна значною мірою імплементувала у первинне законодавство норми Третього енергетичного пакета (ТЕП,) а робота щодо гармонізації вторинного законодавства до вимог ТЕП активно триває. Подальшої імплементації потребують норми, що покликані гармонізувати правила діяльності у сфері транспортування та міжкордонної взаємодії і стосуються необхідності внесення змін до Мережевого кодексу. Окремим бар'єром, що перешкоджає повній гармонізації з європейськими стандартами, є питання технічної відповідності певних елементів діяльності газотранспортної системи, що на нинішньому етапі функціонування та розвитку національного ринку запровадити неможливо. Водночас, відповідно до дорожньої карти Плану заходів із виконання Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, реалізація цих змін передбачена найближчими роками.

В останні роки реформування національного ринку газу за європейським зразком він зазнав значних змін, що було зумовлено як зміною самих правил функціонування та торгівлі на певних сегментах газового сектора, так і політичними умовами, що актуалізували необхідність диверсифікації джерел постачання задля зменшення монопольної залежності від російського природного газу та підвищення безпеки постачання. Погіршення політичних відносин між ключовим імпортером, непрозорість формування методології тарифоутворення, значна залежність умов контрактів імпорту та транзиту природного газу вкрай несприятливо вплинули на стабільність та передбачуваність національного ринку, що в свою чергу призвело до зростання трансакційних витрат, потреби змінювати структуру міжнародних домовленостей, адаптовувати інституційне забезпечення під нові виклики та враховувати наявність постійних високих ризиків появи нових енергетичних криз. Як демонструє європейська практика, монопольна залежність завжди стає бар'єром на шляху лібералізації ринкових відносин, а

часто взагалі може нівелювати позитивні ефекти будь-яких реформ ринку.

Головна мета лібералізації створити ефективний ринок, а без формування конкурентних умов це неможливо. Саме тому однією з головних умов реформування європейських національних ринків було розділення функцій вертикально інтегрованих, часто державних, компаній задля створення умов щодо розвитку конкуренції шляхом відокремлення постачання від транспортування. Окрім цього, у разі наявності великого національного постачальника-монополіста уряди країн ухвалювали рішення стосовно приватизації певних регіональних відділень такого постачальника з метою розвитку конкуренції (Чехія, Сербія). Монопольна залежність від зовнішнього постачальника або джерела постачання несе для реформування ринку природного газу не лише економічні ризики, а й може становити значні соціальні ризики для національної безпеки країни. Україна за роки своєї незалежності завжди відчувала значну залежність від імпорту природного газу з РФ. Непрозора система ціноутворення на імпортний природний газ, бартерний розрахунок природним газом за надання послуг транспортування унеможливлювали формування конкурсних умов на національному ринку природного газу. Зрештою відсутність конкурентних умов призвело до монопольного зловживання ВАТ «Газпром» шляхом завищення ціни на імпортний природний газ та небажання постачальника змінювати умови контракту з урахуванням значних змін на міжнародних газових ринках. Воєнна агресія РФ у 2014 р. лише посилила критичність ситуації газопостачання до України. Лібералізація національного ринку природного газу та забезпечення на ньому конкурентних умов передбачали потребу в диверсифікації джерел постачання природного газу та відкриття ринку для інших постачальників.

Розпочинаючи з 2016 р. Україна відмовилася від імпорту природного газу з РФ на умовах контракту 2009 року. За цей же період значно зросло постачання природного газу національними приватними або іноземними компаніями (рис. 5.2.)

Трансформація інституційного середовища шляхом зміни правил ринку зумовила зміну організаційної моделі національного ринку природного газу та подальшу адаптацію бізнес-моделей госпо-

дарюючих суб'єктів. Лібералізація економічних відносин, дерегуляція певних сегментів газового сектора, надання вільного доступу незалежним постачальникам до мереж, забезпечення прозорих та конкурентних умов призвело до потреби змін господарюючих суб'єктів на ринку, а самі умови ведення бізнесу стали наближеними до умов, притаманних європейським інтегрованим ринкам. Зрештою це зумовило появу значної кількості нових постачальників, у тому числі великих європейських трейдерів. На нерегульованих сегментах газового сектора встановилося конкурентне середовище продажу природного газу та надання супутніх послуг. З урахуванням того, що кількість вітчизняних та іноземних постачальників постійно зростає, а частка ринку на нерегульованому сегменті державного монополіста НАК «Нафтогаз України» постійно зменшується, можна стверджувати про подальшу інтеграцію національного газового ринку з європейським.

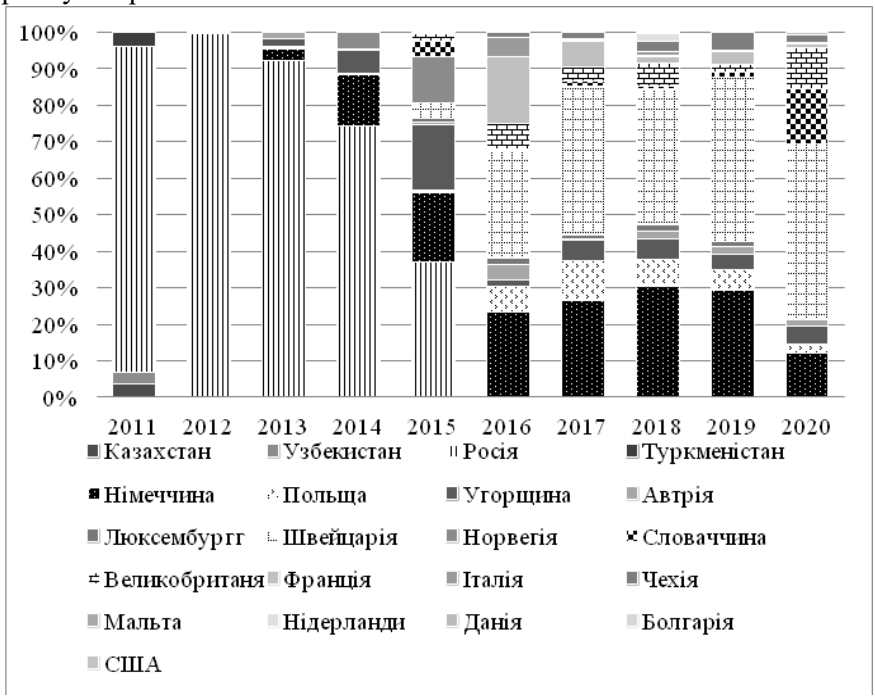


Рис. 5.2. Імпорт природного газу за країнами 2011–2019 рр.

Джерело: розрахунки на основі даних Державної служби статистики України.

Споживання природного газу усіма категоріями споживачів протягом останніх десяти років невпинно зменшувалось. Особливо активізувався цей процес після початку реформування національного ринку природного газу шляхом лібералізації економічних відносин, запровадження ринкового ціноутворення, реалізації політики підвищення енергоефективності національної економіки та внаслідок тимчасової втрати контролю над певними територіями України та бойових дій. Надмірне та неефективне споживання природного газу стало надто витратним для різних категорій споживачів. Встановлення приладів обліку споживання природного газу домогосподарствами, підвищення кінцевих цін на послуги газозабезпечення формують у населення нову модель поведінки споживання енергетичних ресурсів. У домогосподарств, що споживають природний газ за повною вартістю, з'являються стимули до впровадження енергоефективних заходів. Законопроєктом «Про енергетичну ефективність»[183] встановлюється обов'язкова вимога забезпечення щорічного скорочення постачання енергії. Методологія визначення цільового показника щорічного скорочення постачання енергії розробляється і затверджується центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування державної політики у сфері забезпечення енергетичної ефективності, з урахуванням вимог актів законодавства Європейського Союзу та нормативно-правової бази Енергетичного співтовариства. Досягнення цільового показника щорічного скорочення постачання енергії забезпечується шляхом здійснення організаційно-економічних та правових заходів підвищення енергоефективності відповідно до Національного плану.

Законом визначено, що до організаційно-економічних та правових заходів із підвищення енергоефективності належать:

- розроблення та виконання державних цільових програм у сфері забезпечення енергетичної ефективності;
- удосконалення правових засад оподаткування енергії та викидів вуглецевого газу;

[183] Закон України «Про енергетичну ефективність» від 22.06.2017 № 33. URL: http://www.minregion.gov.ua/wp-content/uploads/2018/12/Proekt-Zakonu-Ukrayini.pdf

- надання державної допомоги (підтримки) з метою стимулювання запровадження енергоефективних заходів та зменшення споживання енергії споживачами відповідно до Закону України «Про державну допомогу суб'єктам господарювання»;
- укладення добровільних угод;
- затвердження стандартів, норм та правил щодо підвищення енергетичної ефективності товарів та послуг, включаючи будівлі та транспортні засоби (крім випадків, коли прийняття таких стандартів, норм і правил є обов'язковим відповідно до вимог актів законодавства Європейського Союзу, нормативно-правової бази Енергетичного співтовариства);
- запровадження енергетичного маркування (крім випадків здійснення енергетичного маркування відповідно до вимог актів законодавства Європейського Союзу, нормативно-правової бази Енергетичного співтовариства) та екодизайну;
- навчання та консультування з питань енергоефективності, результатом якого є стимулювання запровадження енергоефективних технологій та зменшення споживання енергії споживачами;
- інші заходи, результатом яких є забезпечення щорічної економії енергії при постачанні енергії.

Інша ситуація склалася з домогосподарствами, що отримують субсидії на споживання енергетичних послуг, у тому числі й на газозабезпечення. Упродовж довгого періоду часу у цієї категорії споживачів були відсутні стимули до скорочення споживання енергетичних ресурсів, оскільки держава усі їх витрати покривала у вигляді субсидій. А оскільки значна кількість домогосподарств в Україні через низькі доходи могли претендувати на отримання субсидій, це зумовлювало значні фінансові витрати для державного бюджету. Обсяги субсидій прямо залежали від рівня цін на природний газ і кожне підвищення ціни на природний газ породжувало значні проблеми для державних фінансів. Водночас такі фінансові коливання не впливали на зміну моделі поведінки цієї категорії споживачів щодо скорочення споживання або запровадження енергоефективних заходів. Протягом останнього року була проведена реформа системи субсидіювання домогосподарств, яка має створити механізми стимулювання домогосподарств до скорочення споживання шляхом монетизації субсидій. Оцінити

результати реформи поки не можна, оскільки процес монетизації субсидій для різних домогосподарств був розділений на декілька етапів та не всі домогосподарства могли вчасно отримали доступ до зекономлених фінансів, які можна було б надалі інвестувати у скорочення енергоспоживання.

Реформування національного ринку природного газу було обумовлено потребою вирішення накопичених за минулі періоди проблем сектора шляхом становлення ефективного газового ринку. Що таке ефективний ринок природного газу? Це ринок, на якому ціна на природний газ як товар формується внаслідок взаємодії попиту і пропозиції. Для цього

- ціна на природний газ не повинна регулюватися адміністративно на будь-якій стадії ланцюжка торгівлі;
- видобувні компанії усіх форм власності повинні мати можливість вільно продавати природний газ на оптовому сегменті ринку, а у разі потреби та при отриманні відповідної ліцензії – й на роздрібному сегменті;
- будь-якому постачальнику має бути гарантований вільний доступ до газотранспортних мереж;
- держава на основі прозорої та прогнозованої методології встановлює тарифи на послуги природних монополій: послуги транспортування магістральними та розподільчими газопроводами, послуги зберігання – на основі стимулюючого регулювання, що повинно забезпечити покриття усіх витрат та створити стимули до підвищення ефективності економічної діяльності транспортних операторів;
- усі категорії споживачів повинні мати право вільно обирати постачальника природного газу;
- для соціально вразливих категорій споживачів держава забезпечує соціальну допомогу у вигляді субсидій.

Однак трансформація усього ринку задля досягнення кінцевої мети – ефективного ринку – досі неможлива через низку бар’єрів на різних сегментах. Подолання цих бар’єрів зумовлює подальший напрям реформування газового ринку на шляху становлення ефективного національного ринку за європейським зразком. Аналіз поточного стану ринку природного газу допоміг виокремити такі основні бар’єри, що на сьогодні не дозволяють говорити про

ефективність цього ринку і слугують першопричиною інших невирішених питань у галузі:

1) відсутність ринкових принципів ціноутворення на окремих сегментах ринку, в першу чергу – у сегменті постачання газу для населення;

2) наявні тарифи на обслуговування розподільчих мереж не покривають витрати і не стимулюють до оновлення мереж, що призводить до газозабезпечення нижчої якості через підвищення аварійності та зростання втрат у мережах;

3) комплекс проблем у сфері видобутку, що пов'язані з непрозорістю реалізації державних ліцензій на видобуток, із проблемами узгодження видобутку з місцевими органами влади, з існуванням проблем «сплячих ліцензій» та потребою ухвалення нового Кодексу «Про надра», що мав би запровадити сучасний ринок доступу до георозвідувальної інформації.

Встановлення ефективного ринку природного газу неможливе без функціонування конкурентного роздрібного ринку. На нинішньому етапі бар'єрами розвитку конкуренції на роздрібному ринку є адміністративне встановлення кінцевої ціни на газопостачання для населення, відсутність доступу у постачальників до абонентських баз та низький рівень комунікації постачальника зі споживачем у представленні своїх пакетів послуг газопостачання. Скасування спеціальних обов'язків для НАК «Нафтогаз України» щодо постачання облгазам природного газу зумовило значні зрушення щодо відкриття роздрібного ринку природного газу задля широкої конкуренції. Однак збереження норми про те, що державні видобувні компанії вимушені й надалі постачати природній газ для потреб населення за визначеною ціною для? НАК «Нафтогаз України», що значно нижча за ринкову, слугує значним бар'єром для розвитку конкуренції як на роздрібному ринку, так і на ринку газу загалом. Разом із тим, враховуючи, що за НАК «Нафтогаз України» й надалі збереглися спеціальні обов'язки щодо постачання природного газу для підприємств теплокомуненерго, на період існування такої норми видається доцільним частину ресурсу державних видобувних компаній і надалі на пільгових умовах продавати НАК «Нафтогаз України». Водночас решту ресурсу

необхідно було би вільно реалізовувати на ринку на умовах біржового ціноутворення.

Окрім того, існує низка бар'єрів доступу незалежних постачальників до кінцевого споживача (що позбавляє його законодавчо закріпленого права вільно змінювати постачальника), обумовлених існуванням економічних зв'язків між розподільчими операторами та регіональними постачальниками природного газу. І хоча формально розділення (анбандлінг) компаній відбулося на рівні розподілу, неформальний вплив між незалежними компаніями, що раніше входили до одного облгазу, залишився. Не меншу проблему для ринку становить відсутність 100% обліку індивідуального споживання природного газу домогосподарствами. Нарахування плати за встановленими нормами споживання фактично нівелює ринкову взаємодію попиту і пропозиції, що не дає споживачеві змоги ефективно реагувати на цінові сигнали пропозиції газопостачання, а постачальника позбавляє стимулів щодо проведення конкурентної політики у боротьбі за споживача.

Лібералізація газового ринку передбачає формування ринкової ціни на природний газ для усіх категорій споживачів. Формування ринкової ціни означає, що увесь ланцюжок торгівлі природним газом трансформується на основі ринкового ціноутворення. Відтепер державні видобувні компанії повинні отримати право вільно реалізовувати свій ресурс на оптовій біржі (що також не повинно перешкоджати їм у разі виявлення такої необхідності та отримання відповідної ліцензії реалізовувати природний газ напряму кінцевим споживачам). Будь-який ліцензований постачальник закуповує природний газ на оптовій біржі чи на основі двосторонніх договорів у трейдера та реалізує його кінцевим споживачам, незважаючи промислові це споживачі, чи домогосподарства. Домогосподарства повною мірою отримують можливість безперешкодно обирати та змінювати свого постачальника, а постачальник на ринкових умовах здійснює конкурентну боротьбу за споживача, намагаючись запропонувати найбільш економічно привабливу пропозицію із газопостачання.

Встановлення ринкових цін на природний газ для домогосподарств означає відміну усіх спеціальних обов'язків для АТ «Укргазвидобування», НАК «Нафтогаз України». У разі відміни

спеціальних обов'язків АТ «Укргазвидобування» повинно мати право реалізовувати свій ресурс за ринковою ціною на оптовому ринку (або, у разі отримання відповідної ліцензії, – напряму кінцевим споживачам). У такому разі усі незалежні постачальники на конкурентних умовах отримують доступ до нових обсягів природного газу. НАК «Нафтогаз України» також повинен закуповувати природний газ на конкурентних умовах на оптовому ринку. Така ситуація має забезпечити більший дохід АТ «Укргазвидобування», який воно зможе інвестувати у зростання внутрішнього видобутку, що в подальшому може призвести до самозабезпечення України за рахунок внутрішнього видобутку та переходу до експортного цінового паритету. На роздрібному ринку перестає функціонувати система, коли абонентські бази регіонально закріплені за певними постачальниками і це має призвести до появи між незалежними постачальниками конкуренції за кінцевих споживачів, у тому числі й за побутових споживачів.

Донедавна існуюча неефективна система субсидіювання становила значний бар'єр у встановленні ефективного ринку природного газу та унеможливлювала розвиток конкуренції на певних сегментах ринку газу. Неефективність системи була обумовлена великою часткою споживачів із субсидіями, які не мали жодних стимулів ефективніше споживати природний газ, та кризою неплатежів, що виникали через складну систему взаєморозрахунків між суб'єктами ринку та несвоєчасними розрахунками держави з постачальниками за природний газ, використаний пільговими категоріями споживачів. Це, у свою чергу, надалі призводило до накладання оптовими або гарантованими постачальниками штрафних фінансових санкцій на постачальників, що лише погіршувало фінансову ситуацію цих компаній та усієї системи взаємовідносин на ринку.

Неефективність системи субсидіювання обумовлювалася можливістю зловживання усіма суб'єктами ринку. У споживачів були відсутні стимули до енергоефективного споживання, а будь-яке здорожчання енергетичних послуг жодним чином не впливало на поведінку споживання, оскільки держава однаково покривала ринкову різницю у вигляді нарахування субсидії. Постачальники були зацікавлені надавати якомога більше послуг для споживачів,

тому що все одно держава платила за все. Сама держава іноді також просто не переказувала субсидії, створюючи борги для місцевих ТКЕ.

У 2019 р. розпочалася монетизація субсидій за сплату житлово-комунальних послуг на рівні всіх домогосподарств. Монетизація субсидій передбачає стимулювання кінцевих споживачів до зменшення споживання природного газу та впровадження на заощаджені кошти енергоефективних заходів. Оцінити, наскільки ефективна модель монетизації субсидій, що впроваджується нині, досить складно, оскільки вона впроваджувалася протягом звітного періоду у декілька етапів. Для повноцінного аналізу – щоб можна було оцінити усі ефекти та проаналізувати зміни у поведінці споживачів – необхідно більше часу.

Існуюча система тарифоутворення на послуги транспортування не сприяє розвитку інфраструктури, а наявних фінансових ресурсів не вистачає для відновлення газотранспортних мереж. Це зумовлено тим, що тариф повною мірою не покриває витратну складову функціонування газорозподільчих операторів, а також інвестиційну складову, що давала би змогу фінансувати оновлення мереж та їх подальший розвиток. Виходом із такої ситуації стане запровадження стимулюючого регулювання, що повинно створити умови для формування достатньої інвестиційної складової у діяльності розподільчих транспортних операторів.

Тарифоутворення на основі RAB-регулювання на послуги розподілення та транспортування розподільчими мережами зумовлює стимулювання до підвищення ефективності мереж та забезпечення якісного державного контролю за виконанням планів розвитку мереж. Це вимагає проведення прозорої оцінки вартості активів газорозподільних компаній, встановлення адекватної норми дохідності на старі та нові активи, забезпечення доступного кредитування на оновлення інфраструктури з відсотками, нижчими від норми дохідності.

Уведення плати за потужності з початку 2020 р. є позитивною зміною, що була обумовлена міжнародними зобов’язаннями України в рамках запровадження ТЕП. Це дозволяє забезпечити фінансову незалежність діяльності розподільчого оператора від постачальника та сприяє вирішенню проблеми нерівномірності фінансових потоків.

Іншою великою проблемою, що за останні періоди виникла на ринку природного газу внаслідок реформування ринку природного газу та формування ринку балансуючих послуг на послуги транспортування, є криза неплатежів за негативні небаланси перед транспортним оператором. За 2015–2019 рр. накопичилося боргів на суму 44,048 млрд грн, або 6,317 млрд куб. м. Найбільші борги накопичили оператори газорозподільчих мереж. Це становить значну загрозу для магістрального оператора, оскільки він може втратити спроможність закуповувати технологічний газ для виконання функцій транспортування. У попередні періоди ПАТ «Укртрансгаз» як дочірній компанії НАК «Нафтогаз України» надавав фінансове забезпечення для виконання функцій транспортування у борг, що в подальшому мало негативні наслідки для фінансового становища державної компанії. Вирішення цієї проблеми можливе шляхом повного впровадження європейських мережевих кодексів, включаючи зміни до кодексу балансування та дотримання принципу нейтральності Оператора ГТС. Необхідно внести зміни до Кодексу ГТС щодо необхідності всім операторам ГРМ мати постачальника газу, який нестиме фінансову відповідальність за відбори газу облгазами. Розробити прозорі механізми контролю за споживанням газу, включаючи єдину базу даних абонентів.

За час існування незалежної України, уповноваженими державними органами не було виробленого ефективних засобів використання розподільчими операторами активів газорозподільчих мереж державної власності. Держава, фактично перебуваючи власником цих мереж, не могла отримувати належної оплати за їх експлуатацію, не було створено стимулів до модернізації мереж, а приватні оператори були зацікавлені постійно відображати зменшення вартості подібних активів. Не менш складним питанням залишається приналежність мереж, збудованих на кошти споживачів і переданих в експлуатацію розподільчим операторам.

Зі сформованої за минулі періоди експлуатації та користування газорозподільчими мережами практики найбільшу вигоду отримують газорозподільні оператори. Водночас встановлення плати за користування державною власністю на ГРС призведе до підвищення тарифу на транспортування для кінцевих споживачів, що є небажаним наслідком. Обслуговування низької якості та значні

втрати в мережі далі оплачується кінцевими споживачами як повноцінне отримання послуг газопостачання.

Комплекс проблем, що накопичився у сфері газовидобутку стає бар'єром у подальшому розвитку ринку природного газу, оскільки не дає можливості необхідною мірою збільшувати темпи внутрішнього видобутку природного газу, зменшує внутрішню пропозицію природного газу та ліквідність ринку. За умов досягнення рівня самозабезпечення природним газом, що видобувається в Україні, можна розраховувати на зміну принципів ціноутворення з імпортного паритету на експортний.

Однак поки що в Україні газовидобувні компанії, в тому числі й державні, стикаються з проблемами відкритого та прозорого доступу до реалізації державою ліцензій на видобуток природного газу на перспективних, особливо на великих родовищах. Держава у минулі періоди часто непрозоро проводила тендери на отримання ліцензій на перспективних родовищах. Ліцензії часто вигравали сумнівні підприємства або підприємства, які не мали фінансових та технічних можливостей щодо реального видобутку природного газу на цих родовищах із наміром просто їх перепродати за значно вищою ціною. Таким чином накопичилась значна кількість так званих, «сплячих ліцензій», які заморозили видобуток природного газу на перспективних родовищах. Нині актуалізується питання щодо скасування цих ліцензій або їх примусове вилучення. Проте це потребує політичної волі та ухвалення відповідних регуляторних механізмів. Держава повинна проводити більше прозорих тендерів для реалізації ліцензій із видобутку природного газу на перспективних родовищах.

Одним із вагомих бар'єрів у нарощуванні внутрішнього видобутку для державної компанії АТ «Укргазвидобування» є відсутність достатньої кількості ліцензій на перспективні родовища. Більшість родовищ, на яких АТ «Укргазвидобування» здійснює видобуток, є старими та виснаженими. У АТ «Укргазвидобування» у наявності 201 ліцензія і на всіх, окрім родовищ на тимчасово окупованих територіях, здійснюється або видобуток, або підготовчі до видобутку роботи. З усіх виданих за останні 18 років ліцензій АТ «Укргазвидобування» отримало лише 160, решту – 544 – інші

приватні компанії, незважаючи на те, що ¾ видобутого природного газу в Україні припадає на АТ «Укргазвидобування»[184].

За цих умов, якщо державна політика розвитку ставить за пріоритет зростання внутрішнього видобутку, необхідно створити умови стосовно збільшення доступу видобувних компаній до нових родовищ. Останній тендер на реалізацію ліцензій відбувся на відкритій платформі «ProZorro», що є значним зрушенням щодо збільшення прозорості тендерів та надійності державної політики у видобувній сфері для іноземних компаній. Таку тенденцію варто продовжувати й надалі та нарощувати її як щодо обсягів родовищ, так і кількості ліцензій, які будуть реалізовувати через такі тендери. Однак зростання кількості родовищ, що можуть бути виставлені на тендери, потребує наступного реформування у сфері надрокористування та проведення якісної георозвідки. Це вимагає ухвалення нового Кодексу «Про надра», що має сформувати ринок сервісних послуг з георозвідки та з можливістю подальшого продажу відповідних сервісних послуг чи інформаційного продукту.

Ухвалення законодавчої норми щодо необхідності узгоджувати дозволи на використання надр місцевими органами влади було прогресивним заходом, що дозволяло громадам формувати місцеву політику розвитку та забезпечувало їх доходами від діяльності надрокористувачів. Зрештою, це мало значний поштовх до розвитку місцевих громад. Водночас, протягом 2016–2018 рр. АТ «Укргазвидобування» отримала 63 відмови щодо дозволу на використання надр лише від Полтавської облради. Видобувні компанії, в тому числі й державної форми власності, ставали заручниками не завжди доброчесної політики місцевих органів влади. Інколи місцеві органи влади не погоджували право на видобуток одним компаніям, однак потім в непрозорий спосіб надавали дозвіл на видобуток зовсім іншій, сумнівній компанії, яка потім могла не здійснювати ніяку комерційну діяльність. Існування подібної проблеми потребує подальшого урегулювання, що би допомогло й надалі нарощувати видобуток природного газу, однак при цьому варто залишити механізми впливу місцевих органів влади для захисту інтересів та

[184] «Свій газ: підсумки і перспективи»: презентація НАК «Нафтогаз Україна». URL: http://ugv.com.ua/uploads/UGV%20PREZ%2017.02.pdf

можливість залишати частину податків із діяльності видобувних компаній для розвитку місцевих громад.

На ринку природного газу України існує багато бар'єрів, до яких призвели накопичення комплексу невирішених проблем минулих періодів та ухвалення вимушених тимчасових заходів у рамках лібералізації національного ринку газу. Разом із тим збереження нинішнього стану не дозволить Україні досягнути головної мети – встановлення ефективного ринку природного газу. Існуючі бар'єри на роздрібному ринку та збереження адміністративного ціноутворення для певних категорій споживачів зумовлюють невідповідність міжнародним зобов'язанням України у рамках виконання вимог ТЕП. Комплекс проблем, пов'язаних із видобувною сферою, через незастосування кращих практик європейського нормативно-правового середовища та непрозорість видачі ліцензій вибудовують значні бар'єри на шляху зростання внутрішнього видобутку та досягнення рівня самозабезпечення природним газом власного видобутку. Заборгованість розміром у 100 млрд грн між учасниками ринку природного газу стала критичною і потребує врегулювання з боку держави. Окремого подальшого аналізу потребує наявна система субсидіювання, на предмет того, чи стимулює впровадження механізми монетизації споживачів до зміни поведінки та реалізації заходів з енергоефективності.

ВИСНОВКИ

Прагнення інтегруватися в європейську модель розвитку зумовило добровільне прийняття Україною міжнародних зобов'язань щодо трансформації інституційного середовища за європейським зразком як в економічній площині, так і в політичній. У політичному сенсі зміст необхідних змін та шляхів забезпечення міжгалузевої збалансованості часто усвідомлювався надто спрощено через відсутність ґрунтовних оцінок наслідків задекларованих секторальних реформ, у тому числі для різних суб'єктів економічних відносин. Однак для енергетичного сектора потреба його реформування обумовлювалася не лише щойно прийнятими міжнародними зобов'язаннями, а й наявністю внутрішніх проблем, накопичених за попередні роки, які без упровадження системних змін із часом перетворилися б на бар'єри для всього подальшого економічного розвитку держави.

Спонукальними чинниками трансформації українського газового сектора стали значні інституційні трансакційні витрати та суспільні втрати, що призвели до неефективність ринкової моделі та деградації галузевої інфраструктури. За таких обставин виникла потреба зменшити суспільні втрати шляхом перерозподілу трансакційних витрат між суб'єктами ринкових відносин, перш за все між державою та приватним сектором на користь останнього. Саме інститут приватної власності за умов стимулюючого державного регулювання найбільше зацікавлений в оптимізації своєї діяльності та зниженні витрат. Це, у свою чергу, збігається з ліберальною доктриною розвитку ринку природного газу та забезпечується шляхом приватизації державного майна для розширення конкуренції. Мотиви вирішення проблем енергетичної безпеки, зниження фінансових та адміністративних бар'єрів для торгівлі природним газом, розвитку конкуренції та підвищення якості послуг, інтеграції регіональних ринків та, зрештою, можливості ефективного реагування на глобальні виклики стали факторами, що обумовили потребу трансформації національного ринку газу за європейським зразком.

Основний зміст імплементації європейських директив в енергетичному секторі саме й був покликаний системно трансформувати

економічні відносини за рахунок зміни правил функціонування ринку, що мало би зумовити вирішення основних кризових проблем у різних сферах енергетичного сектора.

Лібералізація ринку природного газу зумовлює зміну функцій держави з управлінських на переважно регуляторні, що зосереджуються на: контролі цін та ціноутворення, зокрема, через регулювання норми прибутку на оцінену за новими методиками регуляторну базу активів, встановленні обов'язкового рівня ефективності витрат, формуванні прозорої методики тарифоутворення для всіх суб'єктів ринку; контролі якості продукції або послуг з визначенням нових стандартів та вимог до технічної якості послуг із транспортування та постачання, а також комерційної якості послуг і спроможності суб'єкта господарювання виконувати свої функції (забезпечення ним фінансових гарантій); формуванні правил функціонування ринку відповідно до Цільової моделі, що відбувається шляхом створення відповідної нормативно-правової бази та адаптації організаційно-функціональної структури ринкових інститутів; регулюванні функціонального розділення діяльності суб'єктів ринку та транскордонної взаємодії, що зумовлює потребу в гармонізації внутрішнього середовища до європейських вимог і практик.

Вплив інтеграційних факторів зумовив значні результуючі зміни в інституційному середовищі та структурі ринку, що проявилися у: зниженні залежності від монопольного постачальника імпорту природного газу та розвитку конкуренції шляхом диверсифікації джерел постачання; досягненні вищих гарантій надійності та безпеки за рахунок підвищення вимог до якості постачання; запровадженні вищих вимог до моніторингу за діяльністю господарюючих суб'єктів, що допомогло забезпечити дотримання умов прозорості та відкритості; відмові від державного регулювання відпускних цін виробників і цін на оптовому ринку газу, розділенні природних монополій на потенційно конкурентних сегментах ринку, впровадженні недискримінаційного доступу до газотранспортних систем та створенні стимулів до появи нових учасників ринку, що було обумовлено реалізацією фактора зниження бар'єрів для торгівлі природним газом.

За останні роки на ринку природного газу України були проведені значні реформи в напрямі лібералізації, що зрештою зумовило

виокремлення окремих сегментів, де відбувається повноцінне ринкове ціноутворення і які повною мірою відповідають міжнародним зобов'язанням України. Однак трансформація усього ринку задля досягнення кінцевої мети – ефективного ринку – досі неможлива через низку таких бар'єрів, як: відсутність ринкових принципів ціноутворення на окремих сегментах ринку; наявні транспортні витрати не покривають вартість надання послуг транспортування з низькою інвестиційною складовою, що не дає змоги оновлювати мережі; комплекс проблем у сфері видобутку, що не дозволяє збільшити внутрішній видобуток; ринкові проблеми, що зумовлені неповною імплементацією вторинного законодавства та адаптацією національного ринкового середовища до європейської практики.

Усунення елементів адміністративного регулювання певних сегментів ринку природного газу шляхом існування спеціальних обов'язків для певних суб'єктів ринку та забезпечення функціонування роздрібного ринку природного газу для потреб населення має сприяти становленню ефективного національного оптового ринку та підвищити його ліквідність. Надалі можна очікувати зростання торгових операцій на газовій біржі, що може забезпечити індикативне ціноутворення для національного газового ринку. Розвиток спільних інфраструктурних проєктів з країнами ЄС, ЕнС та газовими експортерами може сприяти створенню на теренах України східноєвропейських торгових хабів. Наявний потенціал України сприяє розвитку в подібному напрямі.

Проте ми повинні розуміти, що впровадження прямих норм Третього енергетичного пакета, виконання наявних міжнародних зобов'язань України не є тією кінцевою метою, що слугувала першочерговим мотиваційним чинником трансформації газового ринку, оскільки формальне виконання багатьох норм не забезпечує встановлення ефективного ринку. Міжнародні вимоги до реформування газового ринку дають можливість шукати різноманітні варіанти імплементації європейських норм та їх адаптації до внутрішніх особливостей національних ринків. Подібна імплементація потребує попередніх макроекономічних, галузевих досліджень із залученням широкого кола наукових експертів. Більше того, формування єдиного європейського газового ринку

продовжується і перед Україною постійно виникатимуть нові й нові виклики, а для того, щоб не перебувати у ролі постійно пасивної сторони, якій легше нав'язувати необхідність виконання певних норм, потрібно шукати свої шляхи впливу на формування адекватних відповідей на виклики. Необхідні національне розуміння та довгострокова стратегія розвитку газового ринку в межах єдиного європейського енергетичного простору. Успіх у цій діяльності можливий лише тоді, коли прийняття усіх подібних рішень постійно ґрунтуватиметься на відповідних наукових соціально-економічних дослідженнях.

Наукове видання

ЮХИМЕЦЬ Роман Сергійович

РИНКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ УКРАЇНИ ТА ЄС: ЛІБЕРАЛІЗАЦІЯ ТА ІНТЕГРАЦІЯ

Монографія

Редактори *І.І. Бажал, А.К. Кокошко*
Оригінал-макет *С.В. Чимбай*

Підписано до друку 27.09.2021 р.
Формат 60×90/16. Гарнітура Times New Roman.Times.
Ум. друк. арк. 12,25. Обл.-вид. арк. 9,6.
Наклад 300 прим. Замовлення №

Видавець і виготовлювач:
ДУ «Інститут економіки та прогнозування НАН України»
вул. Панаса Мирного, 26, м. Київ, 01011
E-mail: eip@ief.org.ua

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців, виготовлювачів і розповсюджувачів видавничої продукції
ДК № 5793 від 22.11.2017