

DOI: <https://doi.org/10.35774/econa2023.03.088>

JEL classification: L95, B41

UDC: 338:51

Ліліана ГОРАЛЬ

доктор економічних наук, професор,
кафедра фінансів, обліку та оподаткування,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна
E-mail: liliana.goral@gmail.com
ORCID: 0000-0001-6066-5619
<https://www.scopus.com/authid/detail.uri?authorId=56209026100>

Світлана КОРОЛЬ

кандидат економічних наук, доцент,
кафедра фінансів, обліку та оподаткування,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна
E-mail: svitlana.korol@nung.edu.ua
ORCID: 0000-0002-4804-7612
ResearcherID: AAS-1978-2020

Ольга СТЕПАНЮК

кандидат економічних наук, доцент,
кафедра фінансів, обліку та оподаткування,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна
E-mail: stepoljas@gmail.com
ORCID: 0000-0001-7324-1233
ResearcherID: GMI-6431-2022

Марта ШКВАРИЛЮК

аспірантка,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна
E-mail: marta.shkvaryliuk@gmail.com
ORCID: 0000-0002-3352-8907

МЕТОДОЛОГІЯ ТАРИФОУТВОРЕННЯ В ГАЗОПОСТАЧАННІ: ДОСВІД УКРАЇНИ

АНОТАЦІЯ

Вступ. Газопостачання є однією з найважливіших складових енергетичної безпеки України, а також важливим фактором соціально-економічного розвитку країни. Однак, газовий сектор України стикається з численними проблемами, серед яких низька енергоефективність, висока залежність від імпорту, непрозорість та корупція, нерегульованість ринку та невідповідність тарифів витратам та ринковим умовам. У цьому контексті, методологія тарифоутворення в газопостачанні є ключовим інструментом для досягнення ефективності, конкурентоспроможності та сталості газового сектору.

Мета. Мета статті – провести узагальнення методології тарифоутворення в газопостачанні.

Публікація даної статті стала можливою завдяки грантовій підтримці проекту 2021.01/0409 Національним фондом досліджень України.

© Ліліана Гораль, Світлана Король, Ольга Степанюк, Марта Шкварилюк, 2023

Отримано: 23.09.2023 р.

Рекомендовано до друку: 12.10.2023 р.

Опубліковано: 25.10.2023 р.



Ця стаття розповсюджується на умовах ліцензії Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0, яка дозволяє необмежене повторне використання, розповсюдження та відтворення на будь-якому носії, за умови правильного цитування оригінальної роботи.

Як цитувати: Гораль Л., Король С., Степанюк О., Шкварилюк М. Методологія тарифоутворення в газопостачанні: досвід України. *Економічний аналіз*. 2023. Том 33. № 3. С. 88-100. DOI: <https://doi.org/10.35774/econa2023.03.088>

Метод (методологія). У процесі дослідження використано методи конкретизації та порівняльного аналізу, що дали змогу визначити особливості та відмінності різних методик тарифоутворення в газопостачанні.

Результати. Проведено аналіз методології тарифоутворення в газопостачанні як одного з ключових інструментів реформування газового сектору України. Вона дозволила визначити як формуються ціни на газ для різних категорій споживачів, як враховуються витрати та прибутки газових компаній, як стимулюється енергоефективність та інвестиції в газовий сектор, як забезпечується соціальна справедливість та захист низькодохідних груп населення. Охарактеризовано нормативно-правове підґрунтя вітчизняної методології тарифоутворення в газопостачанні. Серед них, Порядок формування тарифів на транспортування нафти та нафтопродуктів магістральними трубопроводами, Порядок формування тарифів на транспортування природного газу розподільними трубопроводами на основі багаторічного стимулюючого регулювання, Порядок визначення регуляторної бази активів суб'єктів, що здійснюють розподіл природного газу, Методика визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання, Методика визначення та розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу, Методика визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу.

Ключові слова: тариф; тарифоутворення в газопостачанні; ринок газопостачання; населення; тарифна політика; споживання.

Вступ

Україна є однією з найбільших країн серед споживачів природного газу в Європі, але її газовий сектор перебуває у складній ситуації. З одного боку, вона зазнає високої енергозалежності від Росії, яка використовує газ як політичний тиск. З іншого боку, Україна має значний потенціал власного видобутку газу, але не може його реалізувати через недоліки у законодавстві, регулюванні та тарифоутворенні. Тому, важливим завданням для України є реформування газового сектору з метою підвищення його ефективності, конкурентоспроможності та сталості. Власне, дослідження методології тарифоутворення в газопостачанні є актуальним, оскільки воно дозволяє аналізувати сучасний стан та перспективи розвитку газового сектору України. Крім того, воно є значущим, оскільки спрямоване на підвищення якості та доступності газопостачання для споживачів, забезпечення фінансової стабільності та інвестиційної привабливості газових компаній, а також на зміцнення енергетичної безпеки та інтеграції України в європейський енергетичний простір.

Теоретична база досліджень методології тарифоутворення в газопостачанні представлена дослідженнями науковців, серед яких Л. Гораль, С. Груб'як, С. Король, А. Олійник, О. Степанюк та інші, а також вітчизняною нормативно-правовою базою.

Методологічну основу забезпечення нашого дослідження становлять основні постулати,

теорії та концепції з проблематики узагальнення методології тарифоутворення в газопостачанні.

Зважаючи на напрацювання науковців, необхідним є проведення узагальнення методології тарифоутворення із використанням методів конкретизації та порівняльного аналізу.

Мета статті

Мета статті – провести узагальнення методології тарифоутворення в газопостачанні.

Виклад основного матеріалу дослідження

Процес тарифоутворення в газопостачанні полягає у визначенні тарифів на газ, які мають сплачувати кінцеві споживачі, зокрема підприємства, господарські виробництва та населення. Відтак він є одним з важливих елементів регулювання ринку газу та відіграє важливу роль у забезпеченні стабільності газопостачання в країні. При цьому основний механізм тарифоутворення полягає у визначенні вартості виробництва газу та його транспортування, а також урахуванні додаткових факторів, таких як соціальні програми з пільгового газопостачання населення та інші видатки. Цей механізм відкриває не тільки можливості для підвищення рівня інвестицій в галузь газопостачання, але й дозволяє зменшити затрати на операційну діяльність [2].

Тарифоутворення в газопостачанні є складним процесом, який вимагає врахування економічних, соціальних та регуляторних

аспектів. Ефективне тарифоутворення сприяє створенню стійкого та ефективного газового ринку, забезпечує рентабельність для постачальників та доступність для споживачів.

Методологічні аспекти тарифоутворення в газопостачанні включають дослідження різних

факторів, які впливають на визначення тарифів. Власне, мова йде про вартість газу, вартість транспортування, витрати на постачання газу, ефективність та інвестиції, а також регуляторні фактори (рис. 1).



Рис. 1. Фактори впливу на формування методологічних аспектів тарифоутворення в газопостачанні

Щодо вартості газу, то методологія тарифоутворення передбачає розрахунок вартості закупки газу. Це може включати ціну на міжнародних ринках, вартість транспортування та імпорتنі мита. Вартість транспортування включає аналіз витрат на транспортування газу по газопроводах та інфраструктурі, включаючи амортизацію, утримання та експлуатацію. Витрати на постачання газу характеризуються тим, що визначення тарифів також враховує витрати на постачання газу, які включають обслуговування клієнтів, ведення обліку, адміністративні витрати та інші витрати, пов'язані з постачанням газу. Методологія також бере до уваги ефективність системи газопостачання та потребу в інвестиціях для покращення і розвитку газової інфраструктури. У визначенні тарифів враховуються регуляторні політики та нормативи, встановлені компетентним органом, які впливають на

регулювання цін і забезпечують справедливість тарифів.

Отже, зазначені методологічні аспекти допомагають встановлювати раціональні та обґрунтовані тарифи в газопостачанні, забезпечуючи ефективне та стабільне функціонування газової галузі.

Згідно з методикою НКРЕКП важливим є ракурс на групах витрат, що включають витрати на виробництво, виконання робіт та реалізацію послуг; витрати на надання послуг споживачам; витрати на обслуговування системи газопостачання. Кожна з цих груп може диференціюватись за елементами витрат за такими ознаками: матеріальні витрати; оплата праці та соціальні нарахування; амортизація; поліпшення основних засобів; інші витрати, включаючи послуги зв'язку, автотранспорту, оренду споруд, вартість технологічної води, канцелярські витрати, відрядження, плату за

землю, відсотки за кредит, послуги сторонніх організацій, витрати на охорону, інші податки за рахунок собівартості. Аналіз структури витрат за визначеними ознаками слід здійснювати в розрахунку на умовну одиницю виміру, тобто на 1000 куб. м газу [3].

Ціни за природний газ для споживачів України і тарифи на транспортування і постачання встановлюються відповідно до регуляторних документів – методик застосування, затверджених НКРЕКП. Ці методи передбачають додавання витрат, пов'язаних з розвідкою, транспортуванням і постачанням газу до загальних витрат з виробництва. НАК «Нафтогаз України» надсилає до НКРЕКП ціни та їхні обґрунтування для поточного перегляду тарифів, а також перегляду тарифів на транспортування газу магістральними трубопроводами і постачання природного газу [1]. При цьому суттєвий вплив на формування доходу має коливання обсягів споживання природного газу, яке носить сезонний характер, що пов'язане із кліматичними умовами, а також величина тарифів на провадження господарської діяльності з розподілу та постачання природного газу, які затверджуються НКРЕ України.

Загалом методологія тарифоутворення регламентується такими нормативно-правовими документами:

1. Порядок формування тарифів на транспортування нафти та нафтопродуктів магістральними трубопроводами, затверджений постановою НКРЕКП від 25.05.2017 № 690 [8].

Він визначає, що встановлення тарифів на транспортування нафти (нафтопродуктів) магістральними трубопроводами здійснюється НКРЕКП за умови відповідного обґрунтування ліцензіатом планованих витрат, пов'язаних із транспортуванням нафти (нафтопродуктів) магістральними трубопроводами. При цьому перехідний період, протягом якого тарифи на транспортування нафти магістральними трубопроводами для споживачів України розраховувалися за спрощеним порядком із застосуванням щорічного коефіцієнта зростання тарифу, тривав три роки, починаючи з дати набрання чинності постанови про встановлення тарифів на транспортування нафти магістральними трубопроводами для

споживачів України, розрахованими відповідно до Порядку формування тарифів на транспортування нафти та нафтопродуктів магістральними трубопроводами.

На перший рік перехідного періоду тарифи на транспортування нафти магістральними трубопроводами по кожному маршруту за сегментом транспортування нафти споживачам України ($T_{розр1}^i$) розраховувалися за формулою:

$$T_{розр1}^i = T_{баз}^i \times K^i (\text{грн за 1 т нетто}) \quad (1)$$

де $T_{баз}^i$ – діючий тариф на транспортування нафти магістральними трубопроводами по i -му маршруту, грн за 1 т нетто;

K^i – щорічний коефіцієнт зростання тарифу на транспортування нафти магістральними трубопроводами по i -му маршруту протягом перехідного періоду.

На другий та третій роки перехідного періоду тарифи на транспортування нафти магістральними трубопроводами по кожному маршруту за сегментом транспортування нафти споживачам України $T_{розрN}^i$ розраховувалися за формулою:

$$T_{розрN}^i = T_{розр(N-1)}^i \times K^i (\text{грн за 1 т нетто}) \quad (2)$$

де N – відповідний рік перехідного періоду.

Щорічний коефіцієнт зростання тарифу на транспортування нафти магістральними трубопроводами за сегментом транспортування нафти споживачам України по i -му маршруту протягом перехідного періоду розраховувався за формулою:

$$K^i = \sqrt[3]{K_{заг}^i} \quad (3)$$

де $K_{заг}^i$ – загальний коефіцієнт зростання тарифу на транспортування нафти магістральними трубопроводами по i -му маршруту протягом перехідного періоду.

Загальний коефіцієнт зростання тарифу на транспортування нафти магістральними трубопроводами по i -му маршруту протягом перехідного періоду розраховувався за формулою:

$$K_{заг}^i = \frac{T_{цїл}^i}{T_{баз}^i} \quad (4)$$

При встановленні тарифів на транспортування нафти магістральними трубопроводами по кожному маршруту на перехідний період до розрахунку приймалися лише прямі витрати виробничих підрозділів, що безпосередньо задіяні у процесі транспортування нафти для споживачів України.

2. Порядок формування тарифів на транспортування природного газу розподільними трубопроводами на основі багаторічного стимулюючого регулювання, затверджений постановою НКРЕ від 28.11.2013 р. № 1499 [9].

Згідно цього порядку тариф на транспортування природного газу розподільними трубопроводами – виражена у грошовій формі вартість реалізації замовнику послуги із транспортування розподільними трубопроводами газорозподільним підприємством 1000 кубічних метрів природного газу.

Розрахунок тарифу T_t у разі застосування стимулюючого регулювання на рік t розраховується за формулою:

$$T_t = \frac{НД_t}{V_t} \text{ (грн за } 1000 \text{ м}^3\text{)} \quad (5)$$

де $НД_t$ – необхідний дохід на рік t , тис.грн;
 V_t – прогнозний обсяг розподілу природного газу на рік t , млн м-3.

Прогнозний обсяг розподілу природного газу визначався без врахування обсягів виробничо-технологічних витрат, нормованих витрат природного газу та обсягів газу на власні потреби.

3. Порядок визначення регуляторної бази активів суб'єктів, що здійснюють розподіл природного газу, затверджений постановою НКРЕ від 28.11.2013 № 1500 [7].

Цей Порядок установлює механізм визначення ліцензіатами регуляторної бази активів та передбачає визначення груп необоротних активів ліцензіатів, що входять до складу регуляторної бази активів, строки їх корисного використання та метод їх обліку для розрахунку необхідного доходу від здійснення діяльності з розподілу природного газу.

$$РБА^0 = РБА + 1 - ВА - (РБА - ВА) \times \frac{КПК}{120} - A^{нов} \text{ (тис. грн.)} \quad (6)$$

де $РБА^0$ – регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, тис. грн;

$РБА$ – регуляторна база активів, визначена на підставі переоціненої вартості активів за результатами незалежної оцінки, проведеної згідно з Методикою оцінки, з урахуванням пункту 2.3 цього розділу, тис. грн;

I – первісна вартість активів, створених за період від дати оцінки активів до дати переходу до стимулюючого регулювання відповідно до інвестиційної програми, схваленої відповідно до Порядку формування інвестиційних програм, тис. грн;

$ВА$ – переоцінена відповідно до Методики оцінки вартість активів, що вибули за період від дати оцінки активів до дати переходу до стимулюючого регулювання, тис. грн;

$КПК$ – кількість повних кварталів від дати оцінки активів до дати переходу до стимулюючого регулювання;

$A^{нов}$ – амортизація на активи, що були створені за період від дати оцінки активів до дати переходу до стимулюючого регулювання, розрахована відповідно до пунктів 3.4, 3.5 Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів, що здійснюють розподіл природного газу, тис. грн.

4. Методика визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання, затверджена постановою НКРЕКП від 30.09.2015 № 2517 [5].

Відповідно до цієї методики тарифи на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и) розраховуються для річної гарантованої потужності.

Тариф на послуги транспортування природного газу для g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок входу в газотранспортну систему визначається за формулою:

$$T_{вх}^g = \frac{R_{вхg}}{N_{вхg}} \text{ (грн за } 1000 \text{ м}^3 \text{ на добу)} \quad (7)$$

де: $R_{вхg}$ – частина необхідного доходу, що має бути отримана від надання послуг транспортування в g -тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок входу в газотранспортну систему, яка визначається за формулою:

$$R_{вхg} = (НД_t^n + НД_t^{КОР}) \times 1000 \times W_{вхg} \times k_{ОВ} \text{ (тис. грн.)} \quad (8)$$

де: $НД_t^{КОР}$ – коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з транспортування природного газу, тис. грн;

$W_{вхg}$ – вага g -тої точки входу або однорідної групи точок, або кластеру точок входу в газотранспортну систему, в умовних одиницях;

$N_{вхg}$ – прогнозований обсяг потужності у g -тій точці входу або однорідній групі точок, або кластері точок входу в газотранспортну систему, 1000 м³ на добу;

$k_{ОВ}$ – коефіцієнт розподілу операційних витрат газотранспортного підприємства для визначення тарифу на послуги транспортування природного газу для точок входу в газотранспортну систему України, в умовних одиницях.

Для визначення тарифу на послуги транспортування природного газу для точок входу в газотранспортну систему на перший регуляторний період $k_{ОВ}$ приймається в розмірі 0,3. Для всіх наступних регуляторних періодів $k_{ОВ}$, як правило, приймається в розмірі 0,5, якщо інше не встановлено НКРЕКП разом з параметрами регулювання, що мають довгостроковий термін дії, для цілей стимулюючого регулювання.

З метою уникнення перехресного субсидювання у випадку, визначеному у пункті 2 розділу III даної Методики, частина необхідного доходу, що має бути отримана від надання послуг транспортування в g -тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок входу в газотранспортну систему, визначається за формулою:

$$R_{вхg} = (НД_t^n \times W_{вхg} \times k_{ОВ} + НД_t^{КОР} \times S_{вхg,CP_i}) \times 1000 \text{ (тис. грн.)} \quad (9)$$

де: $S_{вхg,CP_i}$ – частка g -тої точки входу або однорідної групи точок, або кластеру точок входу в газотранспортну систему з числа точок,

відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку, що розраховується за формулою:

$$S_{вхg,CP_i} = \frac{W_{вхg} \times k^{ОВ}}{\sum W_{вхg,CP_i} \times k^{ОВ} + \sum W_{вихg,CP_i} \times (1 - k^{ОВ})} \times \frac{CP_i}{pp^g} \text{ (умовні одиниці)} \quad (10)$$

де: $\sum W_{вхg,CP_i}$ – сумарна вага точок входу або однорідних груп точок, або кластерів точок входу в газотранспортну систему, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку;

$\sum W_{вихg,CP_i}$ – сумарна вага точок виходу або однорідних груп точок, або кластерів точок виходу з газотранспортної системи, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку;

CP_i – значення i -го субрахунку регуляторного рахунку, тис. грн.

Тариф на послуги транспортування природного газу для g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок виходу з газотранспортної системи розраховується за формулою:

$$T_{ВИХ}^g = \frac{R_{ВИХg}}{N_{ВИХg}} \text{ (грн за 1000 м}^3 \text{ на добу)} \quad (11)$$

де: $R_{ВИХg}$ – частина необхідного доходу, що має бути отримана від надання послуг транспортування в g -тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок виходу з газотранспортної системи, визначається за формулою:

$$R_{ВИХg} = (НД_t^n + НД_t^{КОР}) \times 1000 \times W_{ВИХg} \times (1 - k_{ОВ}) \text{ (тис. грн.)} \quad (12)$$

де: $W_{ВИХg}$ – вага g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок виходу з газотранспортної системи, в умовних одиницях;

$N_{ВИХg}$ – прогнозований обсяг потужності у g -тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок виходу з газотранспортної системи, 1000 м³ на добу.

З метою уникнення перехресного субсидювання, у випадку, визначеному у пункті 2 розділу III Методики, частина

необхідного доходу, що має бути отримана від надання послуг транспортування в g -тій точці або однорідній групі точок, або кластері точок виходу в газотранспортну систему, визначається за формулою:

$$R_{\text{вих}g} = (\text{НД}_t^n \times W_{\text{вих}g} \times k_{\text{ов}} + \text{НД}_t^{\text{коп}} \times S_{\text{вих}g, \text{сп}_i}) \times 1000 (\text{тис. грн.}) \quad (13)$$

де: $S_{\text{вих}g, \text{сп}_i}$ – частка g -тої точки виходу або однорідної групи точок, або кластеру точок виходу з газотранспортної системи з числа точок, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку, що розраховується за формулою:

$$S_{\text{вих}g, \text{сп}_i} = \frac{W_{\text{вих}g} \times (1 - k^{\text{ов}})}{\sum W_{\text{вих}g, \text{сп}_i} \times k^{\text{ов}} + \sum W_{\text{вих}g, \text{сп}_i} \times (1 - k^{\text{ов}})} \times \frac{\text{CP}_i}{\text{pp}g} \quad (\text{умовні одиниці}) \quad (14)$$

де: $\sum W_{\text{вих}g, \text{сп}_i}$ – сумарна вага точок входу або однорідних груп точок, або кластерів точок входу в газотранспортну систему, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку;

$\sum W_{\text{вих}g, \text{сп}_i}$ – сумарна вага точок виходу або однорідних груп точок, або кластерів точок виходу з газотранспортної системи, відхилення необхідного доходу за якими обліковується на i -му субрахунку регуляторного рахунку.

Вага g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок входу в газотранспортну систему визначається за формулою:

$$W_{\text{вих}g} = \frac{N_{\text{вих}g} \times \text{CB}_{\text{вих}g}}{\sum_{\text{all}} N_{\text{вих}g} \times \text{CB}_{\text{вих}g}} \quad (\text{умовні одиниці}) \quad (15)$$

де: $\text{CB}_{\text{вих}g}$ – середньозважена відстань для g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок входу в газотранспортну систему.

Вага g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок виходу з газотранспортної системи визначається за формулою:

$$W_{\text{вих}g} = \frac{N_{\text{вих}g} \times \text{CB}_{\text{вих}g}}{\sum_{\text{all}} N_{\text{вих}g} \times \text{CB}_{\text{вих}g}} \quad (\text{умовні одиниці}) \quad (16)$$

де: $\text{CB}_{\text{вих}g}$ – середньозважена відстань для g -тої точки або однорідної групи точок, або

кластеру точок виходу з газотранспортної системи.

Середньозважена відстань для g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок виходу в газотранспортну систему визначається за формулою:

$$\text{CB}_{\text{вих}g} = \frac{\sum N_{\text{вих}g} \times D_g}{\sum_{\text{all}} N_{\text{вих}g}} \quad (\text{км}) \quad (17)$$

де: D_g – відстань між визначеною точкою або однорідною групою точок, або кластером точок входу в газотранспортну систему та визначеною точкою або однорідною групою точок, або кластером точок виходу з газотранспортної системи, км.

Середньозважена відстань для g -тої точки або однорідної групи точок, або кластеру точок виходу з газотранспортної системи визначається за формулою:

$$\text{CB}_{\text{вих}g} = \frac{\sum N_{\text{вих}g} \times D_g}{\sum_{\text{all}} N_{\text{вих}g}} \quad (\text{км}) \quad (18)$$

При розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу точки входу або виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и) можуть бути об'єднані в однорідні групи точок та/або кластери точок. Перелік точок, які входять до однорідної групи точок та/або кластеру точок, визначається ліцензіатом та може бути врахований НКРЕКП при встановленні тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и).

Тарифи на послуги транспортування природного газу для точок входу та точок виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и) на міждержавному з'єднанні встановлюються в доларах США або в іншій іноземній валюті за курсом Національного банку України на дату їх установлення НКРЕКП.

При замовленні послуг транспортування природного газу (крім надання доступу до потужності з обмеженнями) до тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу та виходу в/з газотранспортну(ої) систему(и) застосовуються коефіцієнти, які враховують період замовлення потужності (квартал, місяць, на добу наперед, протягом

доби) та можуть урахувувати сезон замовлення потужності.

Отож, ця методика установлює механізм формування тарифів на послуги транспортування природного газу від точки (точок) входу до точки (точок) виходу та параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії для цілей стимулюючого регулювання та забезпечення: отримання необхідного доходу та прибутку на регуляторну базу активів; дотримання регуляторної бази активів та регуляторної норми доходу.

5. Методика визначення та розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу, затверджена постановою НКРЕКП від 25.02.2016 № 236 [6].

Тариф на послуги розподілу природного газу ($T_{розп}$) за одиницю річної замовленої потужності розраховується за формулою:

$$T_{розп} = \frac{ТВ}{W_{розп} \text{ (грн за } 1\text{ м}^3\text{ на місяць)}} \quad (19)$$

де: ТВ – планована річна тарифна виручка суб'єкта господарювання з розподілу природного газу на планований період, тис. грн;

$W_{розп}$ – загальна планована річна замовлена потужність розподілу природного газу ліцензіата (1000 м³ на рік), що визначається відповідно до глави 6 розділу VI Кодексу газорозподільних систем.

Отож, згідно цієї методики тариф на послуги розподілу природного газу – виражена у грошовій формі вартість послуги із доступу до потужності газорозподільної системи, що визначається в гривнях за одиницю енергії та/або м³ до одиниці часу.

6. Методика визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, затверджена постановою НКРЕКП від 13.06.2016 № 1131 [4].

Власне, згідно цієї методики розрахунок тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу здійснюється згідно формул, які у ній наведені. У ній зазначено, що тариф на відбір природного газу з ПСГ – виражена у грошовій формі вартість

забезпечення оператором газосховища замовнику у планованому періоді потужності відбору природного газу з ПСГ; тариф на закачування природного газу в ПСГ – виражена у грошовій формі вартість забезпечення оператором газосховища замовнику у планованому періоді потужності закачування природного газу в ПСГ; тариф на зберігання природного газу в ПСГ – виражена у грошовій формі вартість забезпечення оператором газосховища замовнику у планованому періоді робочого обсягу зберігання природного газу у газосховищі.

Тариф на зберігання природного газу розраховується за формулою:

$$T_{зб} = \left(\frac{B_{зб} \times \left(1 + \frac{P}{100} + \frac{K}{100}\right)}{W_{зб}} \right) \div 365 \text{ (грн за } 1000 \text{ м}^3\text{ на добу)} \quad (20)$$

де: $T_{зб}$ – тариф на зберігання природного газу, грн за 1000 м³ на добу;

$B_{зб}$ – плановані витрати оператора газосховища на зберігання природного газу, які визначаються згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до цієї Методики, тис. грн;

P – планована рентабельність оператора газосховищ, розраховується за формулою (4), %;

K – коефіцієнт коригування планованої тарифної виручки, що розраховується за формулою 5, %;

$W_{зб}$ – планований середній за рік робочий обсяг зберігання природного газу протягом планованого періоду, млн м³ на рік.

Тариф на закачування природного газу розраховується за формулою:

$$T_{зак} = \left(\frac{B_{зак} \times \left(1 + \frac{P}{100} + \frac{K}{100}\right)}{W_{зак}} \right) \text{ (грн за } 1000 \text{ м}^3\text{ на добу)} \quad (21)$$

де: $T_{зак}$ – тариф на закачування природного газу, грн за 1000 м³ на добу;

$B_{зак}$ – плановані витрати оператора газосховища на закачування природного газу, які визначаються згідно з розподілом витрат,

пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до цієї Методики, тис. грн;

P – планована рентабельність оператора газосховищ, розраховується за формулою (4), %;

K – коефіцієнт коригування планованої тарифної виручки, що розраховується за формулою 5, %;

$W_{\text{зак}}$ – планована річна потужність закачування природного газу в ПСГ, на планований період, млн м³ на рік.

Тариф на відбір природного газу розраховується за формулою:

$$T_{\text{відб}} = \left(\frac{B_{\text{відб}} \times \left(1 + \frac{P}{100} + \frac{K}{100}\right)}{W_{\text{відб}}} \right) \text{ (грн за } 1000 \text{ м}^3 \text{ на добу)} \quad (22)$$

де: $T_{\text{відб}}$ – тариф на відбір природного газу, грн за 1000 м³ на добу;

$B_{\text{відб}}$ – плановані витрати оператора газосховища на відбір природного газу, які визначаються згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ відповідно до додатка 1 до цієї Методики, тис. грн;

P – планована рентабельність оператора газосховищ, розраховується за формулою (4), %;

K – коефіцієнт коригування планованої тарифної виручки, що розраховується за формулою 5, %;

$W_{\text{відб}}$ – планована річна потужність відбору природного газу із ПСГ на планований період, млн м³ на рік.

Загалом пропозиції по встановленню нових тарифів, із врахуванням економічно обґрунтованих змінених витрат подаються на розгляд в НКРЕКП України по мірі їх виникнення, але зміни тарифів в сторону збільшення відбувається лише в окремих випадках. При затвердженні тарифів на розподіл і постачання природного газу НКРЕКП України не приймаються до уваги вплив сезонних кліматичних змін на обсяги

споживання природного газу всіма категоріями споживачів. Відсутність диференціації тарифів за даною ознакою приводить до недостатності оборотних коштів в неопалювальний період року та змушує користуватися кредитними коштами банків і, відповідно, створює додаткові витрати для підприємств.

Загалом, можемо зазначити, що Україна використовує систему формул для розрахунку тарифів, яка базується на розрахунках вартості послуги згідно з певними факторами. Ці фактори можуть включати вартість закупки газу, транспортні витрати, амортизацію, плата за послуги постачальників тощо.

Однак, перед встановленням тарифів, НКРЕКП проводить публічну консультацію зі зацікавленими сторонами. Це дозволяє включити в процес прийняття рішення різні голоси, забезпечуючи більшу прозорість та врахування інтересів громад.

Також тарифи на газопостачання в Україні переглядаються регулярно з метою врахування змін у вартості газу, економічної ситуації та інших факторів. Це дозволяє забезпечити адаптацію тарифів до змінних умов і підтримувати економічну стійкість газопостачальних підприємств.

Відтак плата для кінцевого споживача визначається за формулою:

$$\text{Плата за місяць} = \frac{\text{тариф оператора ГРМ з ПДВ} \times \text{обсяг газу, спожитий за попередній газовий рік (проміжок часу з жовтня по вересень)}}{12 \text{ місяців}} \quad (23)$$

Тариф формується під впливом двох компонентів:

$$\text{тариф} = \frac{\text{необхідний дохід (тарифна виручка)}}{\text{одиниця послуги (товару)}} \quad (24)$$

Одиниця послуги (товару) включає дві складові:

- 1) V – обсяги в старих тарифах (1000 м³);
- 2) W – замовлена потужність відповідно до закону.

Елементи витрат планової річної тарифної виручки можна представити у табл. 1.

Таблиця 1. Елементи витрат планової річної тарифної виручки

Назва витрат	млн. грн.	%	Примітки
Тариф на послуги розподілу природного газу, грн. без ПДВ	0,89		
Природний газ на технологічні та власні потреби	290,3	42%	48 млн м ³ ПГ для потреб ВТВ, 17,2 тис км мереж, 495 ГРП, 1920 ШРП, 1542 СКЗ
Витрати на оплату праці та соціальні відрахування	282,8	41%	1936 працівників при середній ЗП 9978 грн.
Вартість інших матеріалів та послуг	58,2	8%	ПММ, електроенергія, поточний ремонт та технічне обслуговування, держперевірка та ремонт 50 тис. лічильників, місцеві податки та збори (плата за землю, нерухомість)
Капітальні інвестиції (амортизаційні відрахування)	11,10	2%	Капітальний ремонт мереж та обладнання: заміна та реконструкція ГРП, ШРП, СКЗ
Витрати на заміну лічильників та/або створення обмінного фонду лічильників	17,10	2%	Заміна 5422 шт. непридатних для використання лічильників на суму 13 млн. грн. та придбання 4883 шт. лічильників для обмінного фонду
прибуток	38,30	5%	Передбачений на здійснення капітальних інвестицій
Дохід від розподілу природного газу, млн. грн.	698,0		
Планова річна замовлена потужність розподілу природного газу, млн. м ³	782,0		

У структурі тарифу на газ найбільшу частку складають величини природного газу на технологічні та власні потреби – 42% та витрати на оплату праці та соціальні відрахування – 41%, вартість інших матеріалів та послуг становить 8%, капітальні інвестиції (амортизаційні відрахування) – 2%, аналогічне значення припадає на витрати на заміну лічильників та/або створення обмінного фонду лічильників – 2% і на прибуток припадає 5%.

Тариф оператора ГРМ розраховується за формулою:

$$\text{Тариф оператора ГРМ} = \frac{\text{ФОП+Газ на ВТВ+операційні витрати+капітальні витрати}}{\text{V річний об'єм наданих послуг на ліцензованій території}} \quad (25)$$

Однак необхідно зазначити, що плата за розподіл у кожному регіоні різна.

Важливим аспектом методології тарифоутворення також є транспарентність процесу визначення та обліку витрат. Ефективне ведення обліку витрат на газопостачання та розрахунку тарифів гарантує

точність і об'єктивність визначення цін на послуги.

Отже, при встановленні тарифів на газопостачання вітчизняна методологія передбачає урахування соціальної складової. Це означає, що тарифи можуть бути адаптовані для забезпечення доступності послуги газопостачання для вразливих соціальних груп, наприклад, через встановлення пільгових тарифів або соціальних програм субсидування.

Висновки та перспективи подальших розвідок

Проведені дослідження дозволили визначити суть та особливості формування тарифу на газ. За допомогою методів конкретизації та порівняльного аналізу було розглянути різні методики тарифоутворення в газопостачанні, серед них: Порядок формування тарифів на транспортування нафти та нафтопродуктів магістральними трубопроводами, Порядок формування тарифів на транспортування природного газу розподільними трубопроводами на основі багаторічного стимулюючого регулювання, Порядок визначення регуляторної бази активів

суб'єктів, що здійснюють розподіл природного газу, Методика визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання, Методика визначення та розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу, Методика визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу.

У підсумку було встановлено, що методологія тарифоутворення передбачає постійний моніторинг та аналіз ринку газопостачання. Це дозволяє враховувати зміни у зовнішньому середовищі, такі як ціни на газ

або нові технології, і відповідно адаптувати тарифи для забезпечення ефективності та конкурентоспроможності ринку.

Також було визначено, що з метою впливу на тарифне формування в газопостачанні використовуються різні методи економічного регулювання. Наприклад, заходи для поступового зниження субсидій, стимулювання енергоефективності, регулювання тарифів на рівні мережевої і роздрібною частини газопостачання тощо.

Враховуючи ці методологічні аспекти, надалі Україна повинна забезпечувати визначення тарифів відповідно до принципів ефективності, прозорості та соціальної справедливості в газопостачанні.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Гораль Л. Т. Аналіз макросередовища функціонування газотранспортних підприємств в контексті використання їх потенціалу. *Соціально-економічні проблеми сучасного періоду України*. 2015. №1(111). С. 122-126. URL: http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?I21DBN=LINK&P21DBN=UJRN&Z21ID=&S21REF=10&S21CNR=20&S21STN=1&S21FMT=ASP_meta&C21COM=S&S21P03=FLA=&S21STR=sepspu_2015_1_25.
2. Гораль Л. Т., Степанюк О. С., Король С. В., Олійник А. П. Тарифоутворення в газопостачанні: ключовий вимір сьогодення. Збірник тез доповідей III Міжнародної науково-практичної конференції «Розвиток соціально-економічних систем в геоекономічному просторі», м. Тернопіль, 19 травня 2023 р. Тернопіль, ФОП Паляниця В. А., 2023. 142 с. С. 32-34. URL: https://elartu.tntu.edu.ua/bitstream/lib/41474/2/MNPKRSES_2023_Goral_L-Tariff_formation_in_gas_supply_32-34.pdf.
3. Груб'як С. В. Методичні підходи до аналізу і оцінки ефективності функціонування газорозподільних підприємств. *Інноваційна економіка*. № 8. 2013. С. 307-313.
4. Методика визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, затверджена постановою НКРЕКП від 13.06.2016 № 1131. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1035-16#Text>.
5. Методика визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання, затверджена постановою НКРЕКП від 30.09.2015 № 2517. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1388-15#Text>.
6. Методика визначення та розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу, затверджена постановою НКРЕКП від 25.02.2016 № 236. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1434-16#Text>.
7. Порядок визначення регуляторної бази активів суб'єктів, що здійснюють розподіл природного газу, затверджений постановою НКРЕ від 28.11.2013 № 1500. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z2072-13#Text>.
8. Порядок формування тарифів на транспортування нафти та нафтопродуктів магістральними трубопроводами, затверджений постановою НКРЕКП від 25.05.2017 № 690. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0690874-17#Text>.
9. Порядок формування тарифів на транспортування природного газу розподільними трубопроводами на основі багаторічного стимулюючого регулювання, затверджений постановою НКРЕ від 28.11.2013 № 1499. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z2071-13#Text>.

REFERENCES

1. Horal', L. T. (2015). Analiz makrosередovishcha funkcionuvannya hazotransportnykh pidpryemstv u konteksti vykorystannya yikh potentsialu. *Sotsial'no-ekonomichni problemy suchasnoho periodu Ukrainy*. 1(111). 122-126. URL: http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?I21DBN=LINK&P21DBN=UJRN&Z21ID=&S21REF=10&S21CNR=20&S21STN=1&S21FMT=ASP_meta&C21COM=S&2_S21P03=FILE=&2_S21STR=sepspu_2015_1_25 [in Ukrainian].
2. Horal', L. T., Stepanyuk, O. S., Korol', S. V., and Oliynyk, A. P. (2023). Taryfotvorennya v hazopostachannya: klyuchovyy vymir s'ohodennya. Zbirnyk tez dopovidey III Mizhnarodnoyi naukovopraktychnoyi konferentsiyi «Rozvytok sotsial'no-ekonomichnykh system v heoekonomichnomu prostori», m. Ternopil', 19 travnya 2023 r. Ternopil', FOP Palyanytsya V.A. 142. 32-34. URL: https://elartu.tntu.edu.ua/bitstream/lib/41474/2/MNP_KRSES_2023_Goral_L-Tariff_formation_in_gas_supply_32-34.pdf [in Ukrainian].
3. Hrubyak, S. V. (2013). Metodichni pidkhody do analizu ta otsinky efektyvnosti funkcionuvannya hazorozpodil'nykh pidpryemstv. *Naukovo-vyrobnychyy zhurnal. Innovatsiyna ekonomika*. 8. 307-313 [in Ukrainian].
4. Metodyka vyznachennya ta rozrakhunku taryfiv na posluhy zberihannya (zavantazhennya, vidboru) pryrodnoho hazu shchodo hazoskhovyshch, do yakykh zdiysnyuyet'sya rezhym rehu'ovanoho dostupu, zatverdzhena postanovoyu NKREKP vid 13.06.2016 № 1131. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1035-16#Text> [in Ukrainian].
5. Metodyka vyznachennya ta rozrakhunku taryfiv na posluhy z transportuvannya pryrodnoho hazu dlya potoku i potoku vykhodu na osnovi bahatorichnoho stymulyuvannya rehulyuvannya, zatverdzhena postanovoyu NKREKP vid 30.09.2015 № 2517. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1388-15#Text> [in Ukrainian].
6. Metodyka vyznachennya ta rozrakhunku taryfu na posluhy z rozpodilu pryrodnoho hazu, zatverdzhena postanovoyu NKREKP vid 25.02.2016 № 236. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1434-16#Text> [in Ukrainian].
7. Poryadok vyznachennya rehulyatornoyi bazy aktyviv sub"yektiv, shcho rozmishchuyut' rozpodil pryrodnoho hazu, zatverdzhenny postanovoyu NKRE vid 28.11.2013 № 1500. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z2072-13#Text> [in Ukrainian].
8. Poryadok formuvannya taryfiv na transportuvannya nafty ta naftoproduktiv mahistral'nykh truboprovodamy, zatverdzhenny postanovoyu NKREKP vid 25.05.2017 № 690. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0690874-17#Text> [in Ukrainian].
9. Poryadok taryfiv na transportuvannya pryrodnoho hazu rozpodil'nykh truboprovodamy na osnovi bahatorichnoho stymulyuvannya, zatverdzhenny postanovoyu NKRE vid 28.11.2013 № 1499. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z2071-13#Text> [in Ukrainian].

Liliana Horal, Doctor of Sciences (Economics), Professor, Department of Finance, Accounting and Taxation, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ukraine

Svitlana Korol, PhD, Associated Professor, Department of Finance, Accounting and Taxation, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ukraine

Olha Stepaniuk, PhD, Associated Professor, Department of Finance, Accounting and Taxation, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ukraine

Marta Shkvarylyuk, Postgraduate Student, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ukraine

METHODOLOGY OF TARIFF SETTING IN GAS SUPPLY: THE EXPERIENCE OF UKRAINE

Abstract

Introduction. Gas supply is one of the most important components of Ukraine's energy security, as well as an important factor in the country's socio-economic development. However, Ukraine's gas sector faces numerous challenges, including low energy efficiency, high dependence on imports, lack of transparency and corruption, unregulated market and mismatch of tariffs to costs and market conditions. In this context, the methodology of tariff formation in gas supply is a key tool for achieving efficiency, competitiveness and sustainability of the gas sector.

Purpose. Conduct a generalization of the methodology of tariff formation in gas supply.

Method (methodology). In the process of research, the methods of concretization and comparative analysis were used, which made it possible to determine the features and differences of various methods of tariff formation in gas supply.

Results. An analysis of the methodology of tariff formation in gas supply as one of the key tools of reforming the gas sector of Ukraine was carried out. It made it possible to determine how gas prices are formed for different categories of consumers, how costs and profits of gas companies are taken into account, how energy efficiency and investments in the gas sector are stimulated, how social justice and protection of low-income population groups are ensured. The normative and legal basis of the domestic methodology of tariff formation in gas supply is characterized. Among them, the Procedure for the formation of tariffs for the transportation of oil and petroleum products through main pipelines, the Procedure for the formation of tariffs for the transportation of natural gas through distribution pipelines based on multi-year stimulating regulation, the Procedure for determining the regulatory base of assets of entities engaged in the distribution of natural gas, the Methodology for determining and calculating tariffs for natural gas transportation services for entry points and exit points on the basis of multi-year incentive regulation, Methodology for

determining and calculating the tariff for natural gas distribution services, Methodology for determining and calculating tariffs for natural gas storage (injection, selection) services in relation to gas storage facilities to which the regime of regulated access.

Keywords: tariff; tariff formation in gas supply; gas supply market; population; tariff policy; consumption.

Cite as: Hora, I. L., Korol, S., Stepaniuk, O., and Shkvarylyuk, M. (2023). Methodology of tariff setting in gas supply: the experience of Ukraine. *Economic analysis*, 33 (3), 88-100. DOI: <https://doi.org/10.35774/econa2023.03.088>

The publication of this article was made possible by the grant support provided for project No. 2021.01/0409 by the National Research Foundation of Ukraine.