

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут фінансів, економіки та менеджменту

Кафедра економічної теорії та економічної кібернетики

## Кваліфікаційна робота

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

на тему «Економіко-математичне моделювання собівартості продукції»

(на прикладі акціонерного товариства «Полтавагаз»)

Виконала: студентка 4 курсу, групи 401-Е  
спеціальності 051 «Економіка»  
(код і назва спеціальності)

Зейналова К.Б.

(прізвище та ініціали)

Науковий керівник: к.е.н., доц. Чижевська М.Б.  
(прізвище та ініціали)

Рецензент: Сухиніна Л.А.  
(прізвище та ініціали)

Робота допущена до захисту:

Завідувач кафедри економічної теорії та економічної кібернетики

\_\_\_\_.\_\_\_\_2021 р. \_\_\_\_\_ М.Б. Чижевська

Полтава 2021

# ЗМІСТ

ВСТУП .....	3
РОЗДІЛ 1 .....	5
ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ ФУНКЦІОНУВАННЯ РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ФОРМУВАННЯ ТАРИФНОЇ СОБІВАРТОСТІ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНИХ ПІДПРИЄМСТВ .....	5
1.1. Європейський досвід регулювання ринку природного газу .....	5
1.2. Сучасний процес та перспективи становлення нової моделі газового ринку в Україні .....	14
1.3. Особливості чинної системи ціноутворення на ринку природного газу .....	27
1.4. Методика планування та роль собівартості в механізмі тарифного регулювання газорозподільних підприємств .....	31
РОЗДІЛ 2 .....	39
АНАЛІЗ ФІНАНСОВО-ГОСПОДАРСЬКОЇ ДІЯЛЬНОСТІ .....	39
2.1. Загальна характеристика підприємства .....	39
2.2. Організаційно-управлінська структура .....	44
2.3. Аналіз інформаційного, технічного й програмного забезпечення .....	46
2.4. Аналіз фінансово-економічних показників діяльності підприємства .....	56
РОЗДІЛ 3 .....	68
ЕКОНОМІКО-МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СОБІВАРТОСТІ ПРОДУКЦІЇ АТ «ПОЛТАВАГАЗ» .....	68
3.1. Аналіз та прогнозування собівартості продукції за допомогою адаптивного моделювання .....	68
3.2. Побудова багатофакторної економетричної моделі собівартості на основі покрокової регресії .....	82
3.3. Перспективи підприємства щодо вдосконалення механізму тарифоутворення на основі собівартості .....	99
ВИСНОВКИ .....	106
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....	110

## ВСТУП

Актуальність теми дослідження. У процесі реформування українського газового ринку діяльність газорозподільних підприємств та механізм її тарифного регулювання на основі собівартості потребують детального дослідження, адже ці підприємства є невід'ємним складником національної газотранспортної системи та мають особливе монопольне становище на ринку природного газу.

Аналізом тарифоутворення на основі собівартості на послуги газорозподільних підприємств у своїх роботах займалися такі економісти та вчені: Столяр О.О., Коротя М.І., Тарасенко Л.О., Савка Ю.В., Груб'як С.В., Сокотенюк С.М.

Відаючи належне напрацюванням авторів та активний науковий пошук, слід зауважити, що й досі дискусійними залишаються проблеми пошуку нових підходів до вдосконалення системи планування тарифної собівартості та механізму тарифоутворення загалом. Зміст цих наукових питань зумовив актуальність теми дипломної роботи, її мету, завдання та структуру.

Метою дослідження є обґрунтування теоретико-методичних засад та економіко-математичне моделювання собівартості продукції на прикладі Акціонерного товариства «Полтавагаз».

Відповідно, поставлена мета передбачає виконання ряду завдань:

- 1) ознайомитися з Європейським досвідом регулювання ринку природного газу;
- 2) дослідити процес та визначити перспективи становлення нової моделі газового ринку в Україні;
- 3) визначити особливості чинної системи ціноутворення на ринку природного газу;
- 4) дослідити методикку планування та роль собівартості в механізмі тарифного регулювання газорозподільних підприємств;

- 5) представити загальну характеристику та організаційно-управлінську структуру підприємства;
- 6) проаналізувати показники фінансово-господарської діяльності АТ «Полтавагаз»;
- 7) здійснити прогнозування собівартості продукції (послуг) АТ «Полтавагаз» за допомогою адаптивного моделювання;
- 8) побудувати багатофакторну економетричну модель собівартості продукції (послуг) АТ «Полтавагаз» на основі покрокової регресії;
- 9) оцінити перспективи АТ «Полтавагаз» щодо вдосконалення чинного механізму тарифного регулювання на основі собівартості.

Об'єктом дослідження є економіко-математичне моделювання собівартості продукції.

Предмет дослідження – інструментарій та методичні підходи до здійснення економіко-математичного моделювання собівартості продукції як основи механізму тарифного регулювання.

Методологічною базою дослідження слугували як теоретичні, так і емпіричні методи наукового пізнання: групування, узагальнення й порівняння; аналізу й синтезу; абстрактно-логічний.

Інформаційною базою дослідження є законодавчі та нормативні акти України, матеріали офіційних сайтів підприємств і організацій, державних статистичних органів України, науково-практичних конференцій, семінарів, періодичних видань; річні статистичні та фінансові звіти АТ «Полтавагаз»; наукові дослідження вітчизняних і зарубіжних учених. Емпіричною базою дослідження стали результати конкретних підрахунків, здійснених особисто.

Основні положення та результати дослідження обговорені та опубліковані у збірнику матеріалів V Міжнародної науково-практичної Інтернет-конференції «Економічний розвиток держави та її соціальна стабільність» (м. Полтава, 14 травня 2021 року).

# РОЗДІЛ 1

## ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ ФУНКЦІОНУВАННЯ РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ФОРМУВАННЯ ТАРИФНОЇ СОБІВАРТОСТІ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНИХ ПІДПРИЄМСТВ

### 1.1. Європейський досвід регулювання ринку природного газу

Природний газ як джерело енергії, що має чималі переваги над іншими видами палива (особливо щодо впливу на якість повітря та кількість викидів парникових газів в атмосферу), а також як сировина для різних галузей промисловості відіграє важливу роль в економіці ЄС.

Донедавна європейський ринок природного газу складався з адміністративно відокремлених регіональних ринків, для уніфікації діяльності яких необхідно було подолати такі перешкоди, як відмінність технічних характеристик та систем функціонування національних газотранспортних мереж, відсутність уніфікованої системи керування та спрямування газових потоків, а також формування єдиної для всіх держав-учасників системи оплати за можливість доступу до магістральних газопроводів [27].

Досить довго існував традиційний умовний поділ ринку природного газу ЄС на три регіональні ринки [30]:

- 1) Північно-Західний (Нідерланди – країна з керуючим регулятором, Бельгія, Данія, Франція, Німеччина);
- 2) Південний (Іспанія – країна з керуючим регулятором, Франція, Португалія);
- 3) Південно-Східний (Австрія, Італія – країни з керуючим регулятором, Болгарія, Чехія, Греція, Угорщина, Польща, Румунія, Словаччина, Словенія).

Уся діяльність у газовій сфері базувалася на контрактах довгострокової дії, а

не на «біржових» засадах. Підприємства газової сфери надавали перевагу інтеграційним процесам за вертикальним принципом, з якими у свою чергу вела боротьбу Європейська комісія. Однак, її ідеям щодо реформування ринку природного газу чинили величезний супротив газові компанії, тому процес трансформаційних змін у газовій сфері ЄС характеризувався як «революційний».

Європейські держави відповідно до встановленого вектору розвитку зобов'язалися імплементувати в законодавство вироблені директиви щодо встановлення єдиної Цільової моделі функціонування національних ринків природного газу (Gas Target Model) [29].

Очевидно, що створення єдиної лібералізованої моделі європейського ринку природного газу є складним і неоднозначним процесом, який вимагає зважання на внутрішні особливості функціонування газової галузі та економіки в цілому кожної з держав, а також передбачає існування чималої кількості особливих обмежень, які потрібно враховувати для того, щоб реформи справді дали змогу досягти позитивних змін, а не мали лише декларативний характер.

Європейський Союз задля розширення свого внутрішнього енергетичного ринку за рахунок країн Енергетичного співтовариства сформував відповідну правову базу з використанням положень Другого (ДЕП) та Третього енергетичних пакетів (ТЕП). Зокрема, Другий енергетичний пакет містить Директиви 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 «Про умови доступу до систем транспортування природного газу». До ТЕП належить Директива 2009/73/ЄС «Щодо загальних засад функціонування внутрішнього ринку природного газу» та Регламент 715/2009 «Про умови доступу до систем транспортування природного газу» [51].

Відповідно до вказаних стандартів, можна виокремити головні риси процесу лібералізації ринків природного газу:

- відмова від державного регулювання відпускних цін виробників та цін на оптовому ринку газу (але держава продовжує контролювати роздрібні ціни для побутових споживачів);
- приватизація державних холдингів та розділення природно монопольних і потенційно конкурентних видів діяльності газових компаній;
- надання споживачам права вибору постачальника газу;
- стимулювання входження нових учасників на потенційно конкурентні сегменти ринку природного газу;
- відсутність дискримінації в умовах доступу до газотранспортних систем для споживачів, виробників, трейдерів та постачальників;
- створення умов для розширення вторинної торгівлі транспортними потужностями і потужностями підземних газосховищ (ПГС);
- досягнення прозорості ринку за рахунок забезпечення публічного доступу до інформації щодо обсягів поставок, попиту, наявності транспортних потужностей, структури тарифів тощо.

Аналізуючи ринок газу ЄС, можна стверджувати, що тенденції його розвитку є досить передбачуваними, тому він характеризується помірною стабільністю та сезонністю.

Варто зауважити, що високі показники темпів зростання рівня попиту на природний газ, особливо щодо попиту на нафту, свідчать про його незмінні висококонкурентні товарні характеристики (рис. 1.1).

Наразі Європейський Союз є одним із найбільших споживачів природного газу у світі, попит на який постійно зростає, а родовища природного газу на території країн ЄС перебувають майже у виснаженому стані, що зумовлює поступове зменшення обсягів видобутку. Можна спостерігати стійку тенденцію у 2010-2020 роках щодо зниження його рівня, результатом якої стало скорочення виробництва природного газу в ЄС майже на 60 % за цей період [63].

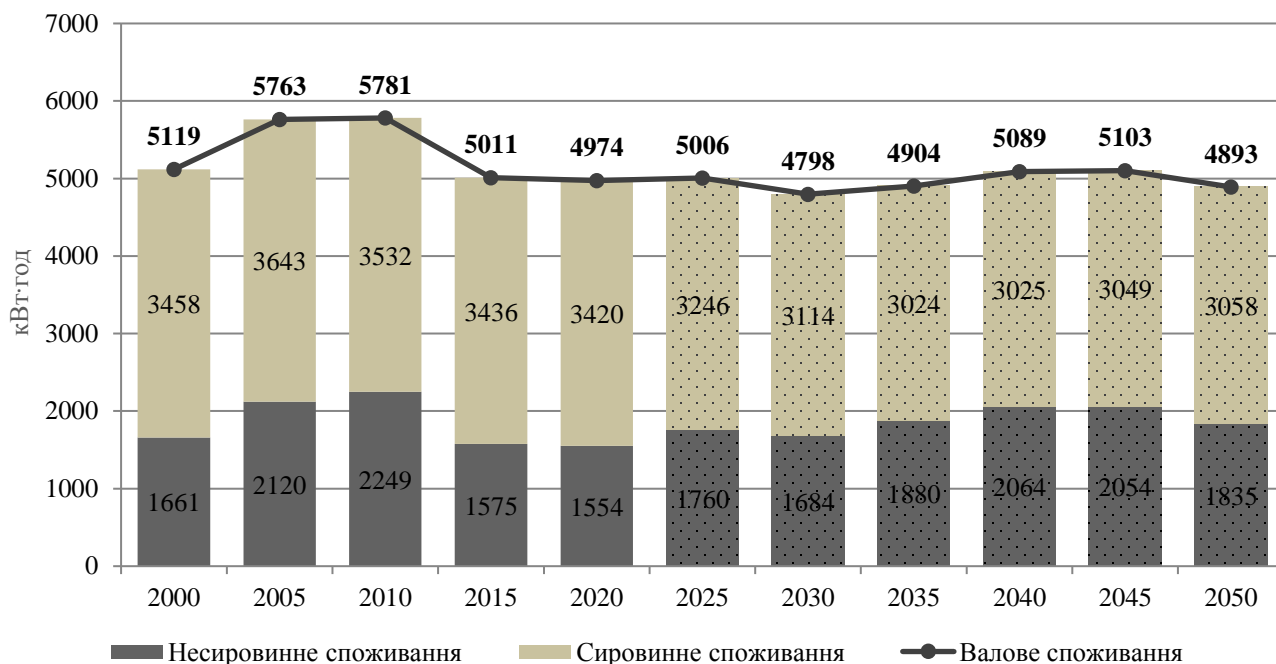


Рис. 1.1. Динаміка обсягів споживання природного газу країнами ЄС у 2000-2020 рр. з прогнозом до 2050 року [47]

Загальна залежність ЄС від імпорту природного газу становить близько 70%. 11 держав-членів ЄС мають залежність від імпорту природного газу понад 90%, серед яких Бельгія, Люксембург, Литва, Естонія та Фінляндія є абсолютно залежними від імпорту природного газу (рис. 1.2) [63].

Одним з головних мотивів реформ на енергетичному ринку ЄС, зокрема диверсифікації джерел енергії, є прагнення поступово відмовитись від постачання газу з Росії, яка на сьогодні залишається головним експортером природного газу в європейські країни (рис. 1.3).

Фактично, кожна країна-член ЄС є енергозалежною від поставок Газпрому. Транспортування російського газу до ЄС здійснюється трьома основними маршрутами: Україною («Уренгой-Помари-Ужгород» та Балканський газопроводи), Білорусь (газопровід Ямал) та «Північний потік» [30].



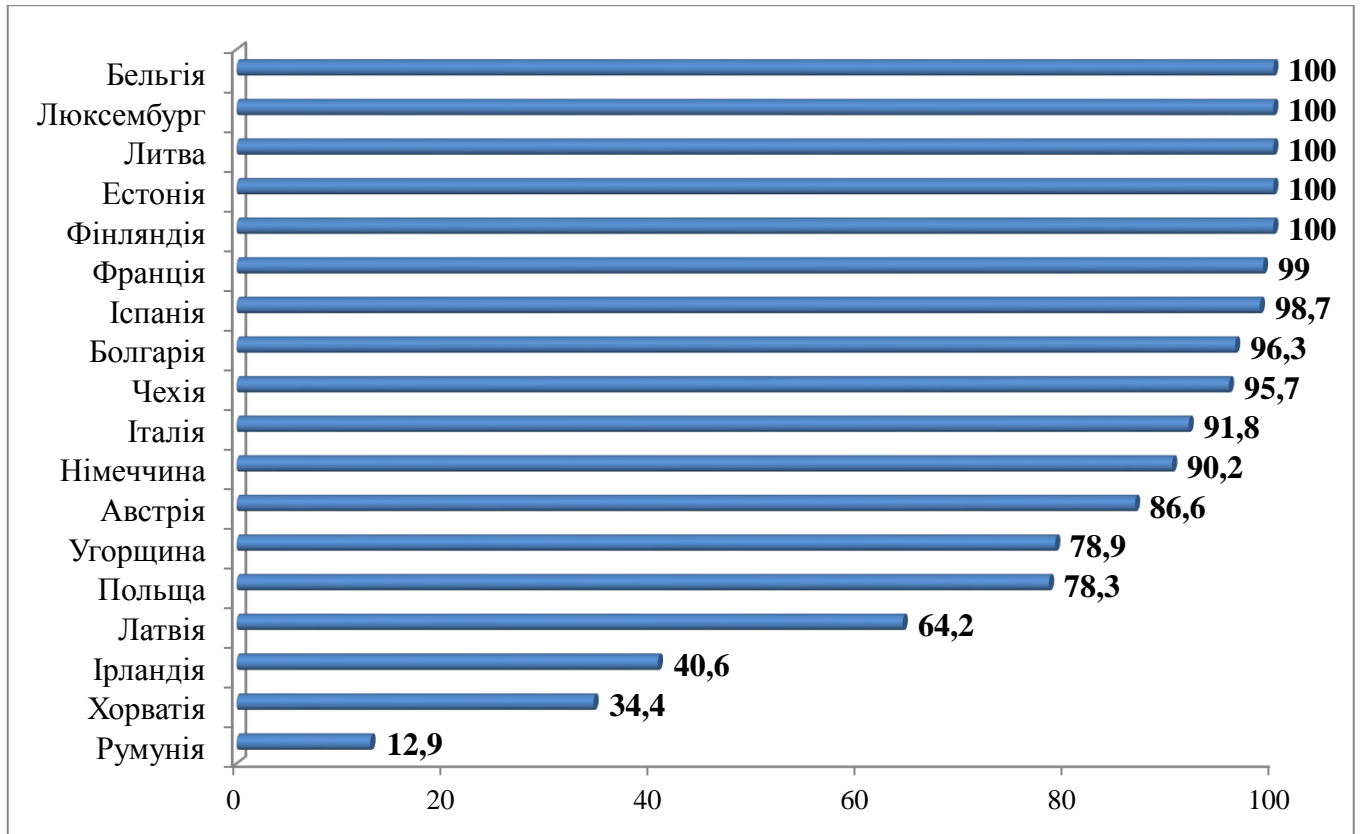


Рис. 1.2. Рейтинг залежності європейських держав від імпорту природного газу (у відсотках) [31]

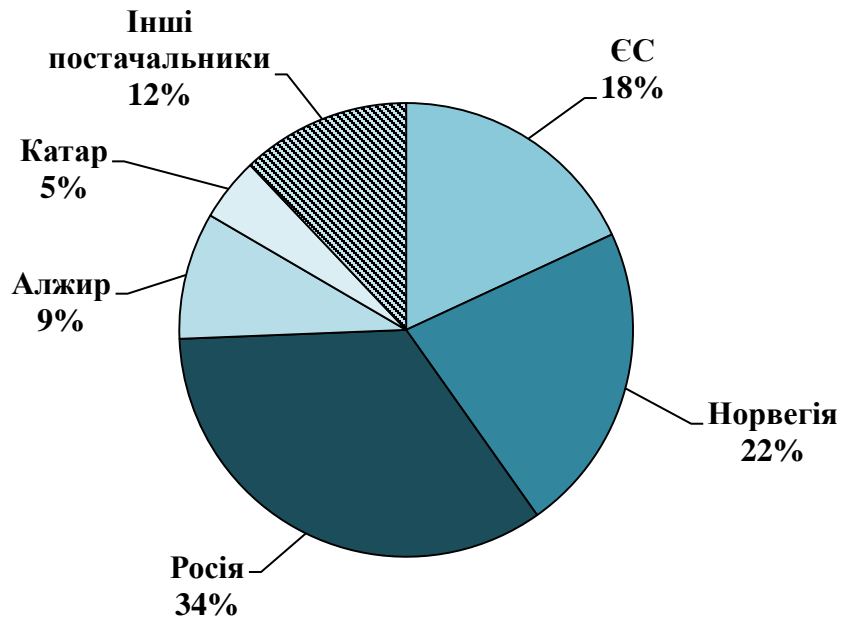


Рис. 1.3. Структура постачання природного газу в ЄС [46]

Попри скорочення власного виробництва природного газу, ЄС є його експортером. Найбільшими постачальниками газу з ЄС до інших країн є Німеччина, Нідерланди, Словаччина, Австрія, Польща та Чехія.

Архітектура ринку газу ЄС є сукупністю ринкових зон (окремо для оптового і роздрібного ринків), організованих за принципом «басейнів», з поділом ринку товарного газу (commodity) та ринку газотранспортних потужностей (capacity), з транспортними тарифами за «вхід/вихід», де відповідальність за транспортування всередині зони несе її оператор газотранспортної системи, з торговим майданчиком (хабом) всередині кожної зони. Такі хаби дають можливість виробникам, у тому числі іноземним, поставляти газ безпосередньо кінцевим споживачам, а не тільки посередникам, як було раніше [31].

Деякі європейські покупці частину газу все ще отримують за довгостроковими контрактами на імпордне постачання, де ціна індексується за цінами на нафту за попередні шість-дев'ять місяців з використанням спеціального індикатору OPE.

Однак, враховуючи, що одним з ключових елементів лібералізації європейського ринку газу є біржове формування цін на високоліквідних газових хабах, спотова торгівля визначає основний механізм ціноутворення на європейському газовому ринку [63].

Хаб – це географічно визначена торгова точка або віртуальний простір, створений для здійснення операцій щодо зміни права власності на природний газ [52].

Використання середньої ціни на природний газ, яка сформувалася в поточний момент на європейському спотовому ринку газу, зумовлено тим, що ціни на ньому відображають найбільш реальну, актуальну ситуацію щодо ціноутворення на газ.

Серед найбільших європейських газових хабів, які є важливими елементами інфраструктури газового ринку ЄС, можна виокремити:

- Title Transfer Facility (TTF) у Нідерландах;

- National Balancing Point (NBP) у Великобританії;
- Zeebrugge Hub (ZEE) у Бельгії;
- Central European Gas Hub (CEGH) в Австрії;
- Gaspool (GSL) та Net Connect Germany (NCG) в Німеччині;
- Point d'Echange de Gaz (PEG) у Франції;
- Punto di Scambio Virtuale (PSV) в Італії [31].

Останнім часом маркером для європейських континентальних газових хабів вважається торговельний майданчик газового хабу TTF у Нідерландах, який є одним із найбільш ліквідних. На ньому коливання цін корелюється зі змінами, що відбуваються на інших континентальних хабах ЄС, а індикатори ціни на газ слугують для укладання довгострокових контрактів на його постачання [42].

Динамічний розвиток спотової торгівлі зумовив поступовий перехід від постачання газу за довгостроковими контрактами (з переважною прив'язкою до нафтових цін) до контрактів, за якими ціна на природний газ визначається за формулою, яка базується на комбінації нафтових і спотових індексів.

Динаміка середньомісячних цін на природний газ в ЄС демонструє, що ціни за індикатором OPE явно перевищують ціни, сформовані за результатами торгів на провідному газовому хабі TTF [55].

Хоч впровадження Третього енергетичного пакету й забезпечило створення конкурентних умов для функціонування газового ринку в Європі та можливість безперешкодного вибору постачальників природного газу, однак, найбільш нестабільним аспектом у газовій сфері Європейського Союзу, як і багатьох інших держав, що не входять до його складу, є питання формування кінцевої ціни на газовий ресурс та на послуги з транспортування й розподілу природного газу, а також подальший розвиток та розширення мереж газотранспортних магістралей [63].

Механізм утворення цін на природний газ наразі ґрунтується на співвідношенні попиту та пропозиції (GOG), однак, у деяких випадках використовуються й інші моделі ціноутворення (табл. 1.1).

Таблиця 1.1

## Типи цінових механізмів реалізації природного газу [33]

Назва	Сутність цінового механізму
Gas-on-Gas Competition (GOG)	Ціна визначається співвідношенням попиту і пропозиції на ресурс у різні періоди (щоденно, щомісяця, щорічно). Торгівля природним газом здійснюється на розподільних вузлах або віртуальних хабах.
Oil Price Escalation (OPE)	Ціна формується з урахуванням встановленої базової ціни на ресурс із подальшою її індексацією на конкурентні види палива: сиру нафту, мазут тощо. У деяких випадках при індексації можуть використовуватися ціни на вугілля та електроенергію.
Bilateral Monopoly (BIM)	Ціна визначається шляхом проведення двосторонніх переговорів та укладення угод між великим продавцем і великим покупцем, з фіксацією ціни на певний період, як правило, один рік. Угода підписується або на рівні урядів країн, або на рівні державних компаній. Переважно за такими контрактами домінує один покупець або продавець, що суперечить механізму GOG, де присутні декілька покупців і продавців.
Netback from Final Product (NET)	Ціна продажу газу постачальником відображає вартість кінцевого продукту. Такий варіант можливий, коли газ використовується як сировина у хімічній промисловості та є основною змінною витрат під час виробництва кінцевого продукту.
Regulation: Cost of Service (RCS)	Ціна регулюється державним органом або профільним міністерством країни і встановлюється з урахуванням покриття «вартості послуг», отримання задовільної норми прибутку та відшкодування капіталовкладень.
Regulation: Social and Political (RSP)	Ціна встановлюється на нерегулярній основі, як правило, профільним міністерством (на політичних/соціальних засадах), з урахуванням покриття зростаючих витрат або збільшення доходу.
Regulation: Below Cost (RBC)	Встановлена ціна є нижчою за середню вартість видобутку і транспортування природного газу й виконує роль державної субсидії певним категоріям населення.
No Price (NP)	Газ, що видобувається, надається безкоштовно населенню або промисловим підприємствам як сировина.

Отже, лібералізація газового ринку є однією з основних тенденцій у європейській енергетиці. Вона зумовлена тим, що основою старої системи були великі вертикально інтегровані газові підприємства (монопольні постачальники), які здійснювали імпорт газу переважно за довгостроковими контрактами з нафтовою індексацією. Це не задовольняло вимоги споживачів, тому базовими складниками нової системи стали вільна конкуренція між постачальниками, виокремлення в окремий вид діяльності роботи газорозподільних компаній, біржове ціноутворення й відмова від довгострокових контрактів на користь спотових угод.

## **1.2. Сучасний процес та перспективи становлення нової моделі газового ринку в Україні**

Безперечно, ринок газу є стратегічно важливим для національної економіки та безпеки. Україна має вигідне географічне положення, володіє достатніми власними ресурсами природного газу. Потужності української газотранспортної системи спроможні забезпечити природним газом третину всього населення планети, а сукупна перекачувальна здатність (5237 МВт) співмірна з двома атомними електростанціями. Водночас вона є найбільш розгалуженою мережею в Європі, адже протяжність українських магістральних газопроводів становить 35,6 тис. км, що майже дорівнює довжині екватора Землі [52].

На внутрішній український ринок природний газ надходить від місцевих видобувних компаній або шляхом імпорту з європейських країн магістральними газопроводами. Його обсяги під час передачі-приймання між країнами та окремими регіонами фіксуються вимірювальними станціями.

Протягом року споживання природного газу є нерівномірним, тому для своєчасного задоволення потреб у ньому використовують резервний ресурс зі сховищ. Варто зазначити, що місткість українських підземних сховищ газу (ПСГ) становить 31 млрд. куб. м, що дорівнює потужності мереж ПСГ Німеччини та Франції разом [64].

Подача необхідного обсягу газу безпосередньо споживачу здійснюється через газорозподільні станції та газорозподільні мережі низького тиску.

Ринок збуту газу поділений на два сегменти:

1) постачання промисловим споживачам, де панує конкуренція між приватними гравцями (частка монополіста НАК «Нафтогаз України» становить лише 5%);

2) постачання для населення та підприємств теплокомуненерго, де значні частки займають, відповідно, державний монополіст НАК «Нафтогаз України» та

група «Регіональна газова компанія» (приватні постачальні компанії, юридично відокремлені від облгазів у 2015 році з прийняттям закону «Про ринок природного газу»). Через регульований характер цього сегменту ринку, побутові споживачі позбавлені реальної можливості вибору постачальника, а олігархічні інтереси зберігають значний вплив [21].

Будучи членом Енергетичного Співтовариства, Україна зобов'язалася імплементувати положення актів Третього енергетичного пакету ЄС, які передбачають запуск повноцінного внутрішнього ринку газу. Ця стратегічна ціль мала бути досягнута шляхом виконання задач зовнішнього та внутрішнього рівня.

Зовнішній аспект полягає у забезпеченні вільного перетоку газу між Україною та ЄС за рахунок перенесення точок приймання-передачі природного газу на східний кордон.

Внутрішній аспект містить такі складники:

- успішну імплементацию законодавства ЄС;
- єдину ринкову ціну;
- вільний та прозорий доступ до газової інфраструктури;
- нарощування вітчизняного газовидобутку;
- безпечне та безперебійне постачання;
- повноцінний захист прав споживачів;
- інституційну незалежність регуляторних органів [52].

Відповідно, ринок газу в Україні останнім часом зазнає регулярних змін, пов'язаних з його модернізацією та лібералізацією.

Основними регуляторами у газовій сфері України є такі інституції:

- 1) уряд та Міністерство енергетики та вугільної промисловості;
- 2) незалежний регулятор – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП);

3) Антимонопольний комітет України – орган, що забезпечує захист економічної конкуренції, зокрема, і на енергетичних ринках.

Законодавчою базою трансформаційних процесів стало прийняття у 2015 році Закону України «Про ринок природного газу» [2], а також спеціального законодавства: правил постачання природного газу [7], методик визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування [6], розподілу [5] тощо.

Основною тенденцією після прийняття закону стало посилення конкуренції, з'явилися нові постачальники та компанії - трейдери на ринку газу, структуру якого було змінено: відбулось відокремлення незалежного оператора газотранспортної системи України (ОГТСУ) з його асоційованим членством у ENTSO-G та відбулося юридичне розділення функцій постачання й розподілу природного газу й відповідно формування нової моделі газового ринку (рис. 1.4 та 1.5) [64].



Рис. 1.4. Схема функціонування ринку газу в Україні до реформування

Зміни у газовій сфері дозволили надати більше доступу до інфраструктури вітчизняним та європейським компаніям; забезпечили диверсифікацію постачання газу шляхом реалізації віртуального реверсу (умовний імпорт в Україну з європейських держав газу, який постачається транзитом з Росії через українську ГТС); сприяли запуску системи «митний склад», згідно з якою більшість



імпортованого газу надходить на зберігання в ПСГ (при цьому на 162% зріс показник закачування газу іноземними компаніями) [52].

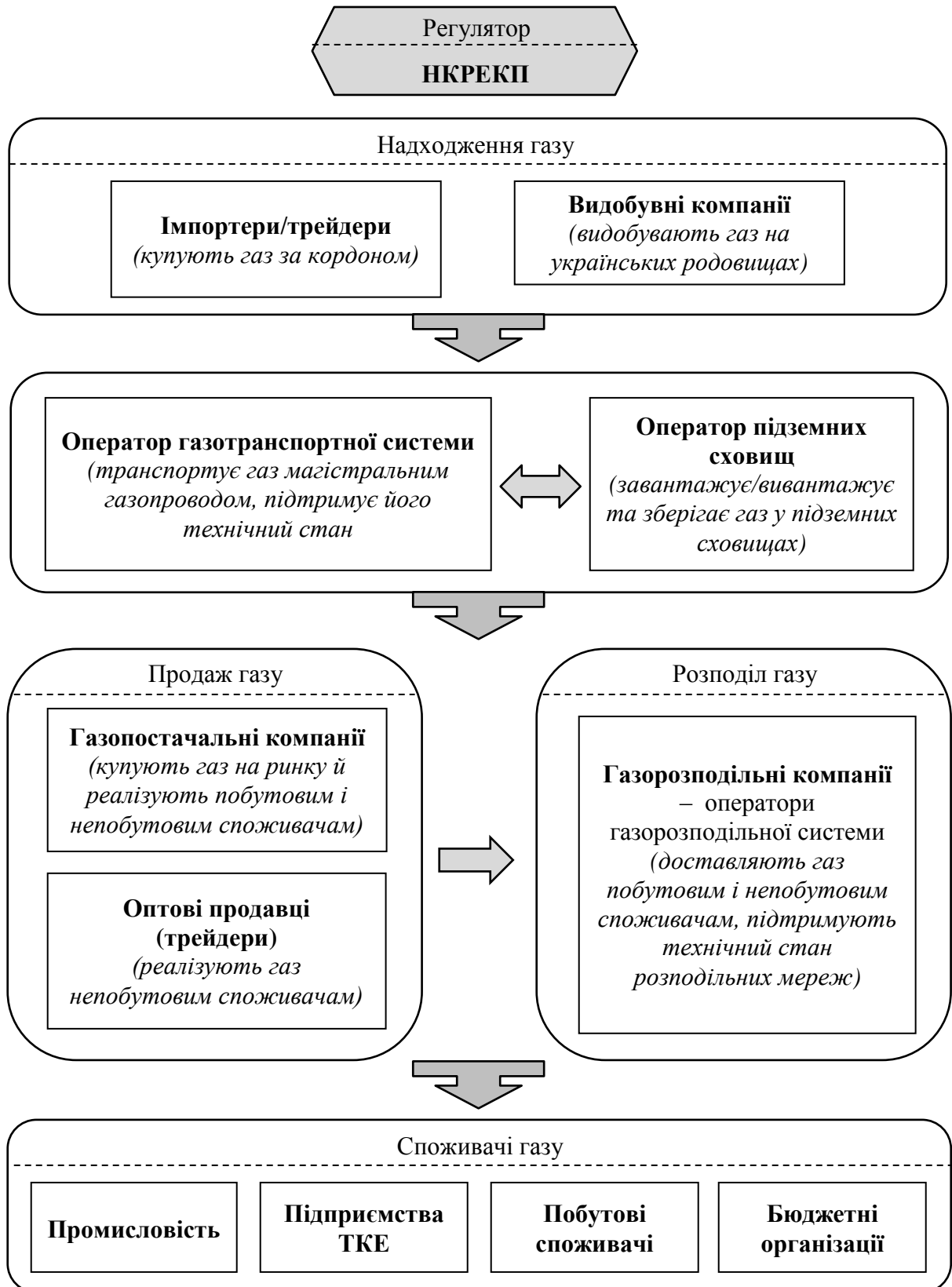


Рис. 1.5. Нова модель внутрішнього ринку газу в Україні

Звісно, однією з основних цілей реформування ринку газу в Україні є зменшення залежності від російського газу та відмова від не вигідної енергетичної співпраці з Росією загалом.

Частка чистого імпорту природного газу з РФ демонструвала спад ще протягом 2010-2015 рр. (рис. 1.6) через зниження попиту та початок впровадження політики диверсифікації, а вже в 2017 році 100% українського попиту на імпортований природний газ було забезпечено шляхом поставок з ЄС.

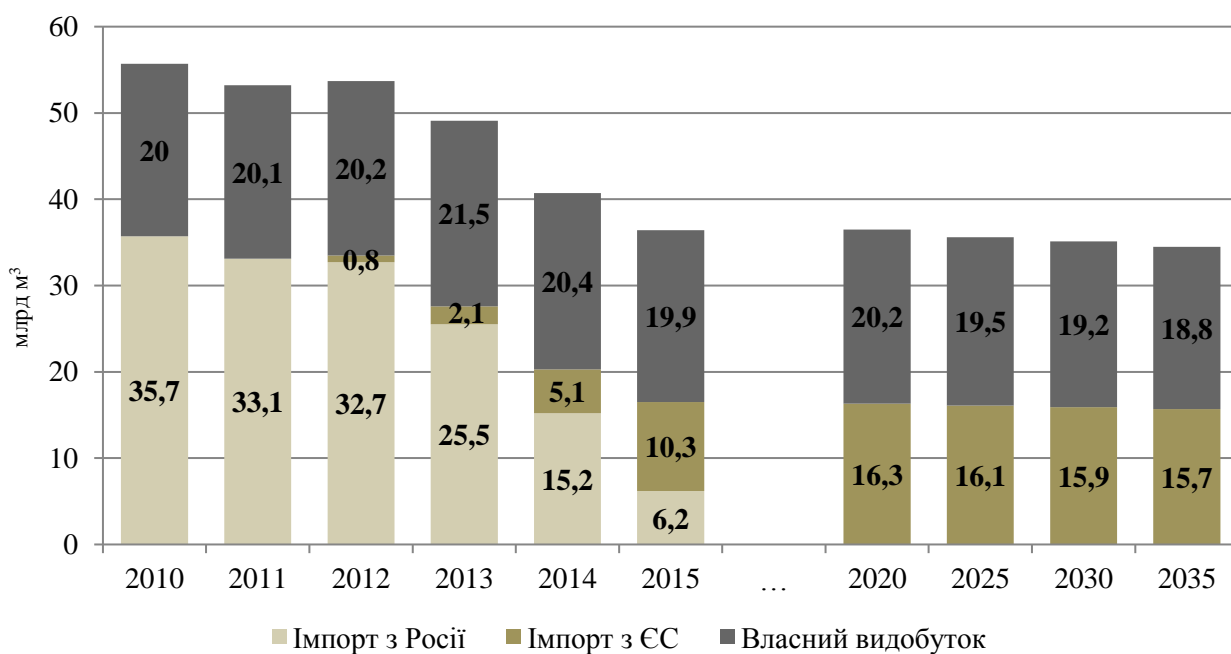


Рис. 1.6. Структура надходжень природного газу в Україну в 2010-2020 рр. з прогнозом до 2035 року [63]

Стрімкий розвиток у ЄС газових хабів створює додаткові можливості для українських компаній, а наявність потужної національної інфраструктури, враховуючи сховища газу поблизу кордону з ЄС, дозволяє Україні претендувати на створення власного хабу, який обслуговуватиме місцевих та іноземних споживачів.

Орієнтирами процесу організації газового хабу в Україні мають стати:

- повне дерегулювання ціни газу;

- перенесення точок приймання-передачі із західного на східний кордон;
- стандартизація правил торгівлі;
- забезпечення прозорості ціноутворення;
- встановлення цінних індексів (збільшення ліквідності торгової зони призведе до природного визначення цінних індексів);
- хеджування та організація ф'ючерсних торгів [52].

Тож, національний газовий хаб має перспективи стати багатфункціональним, тобто не лише фізичним (де відбувається фізична передача природного газу), а й водночас транзитним (де відбувається перепродаж та перевантаження газу з одного типу транспорту в інший) та бенчмаркерним (де розвинутий ринок фінансових послуг і довгострокове кредитування).

Після організації хабу, відповідно до європейської практики, доречно використовувати імпорнтний паритет для зменшення валютних і цінних ризиків, що дозволить збільшити ліквідність сформованого торговельного простору [23].

Відтак, створення українського хабу матиме чимало економічних і політичних переваг:

- трансформація моделі ціноутворення, формування справедливої ціни газу для усіх категорій споживачів;
- збереження завантаженості інфраструктури (обсягів товаротранспортної роботи);
- залучення інвестицій у газовидобуток, поява нових замовлень для підприємств суміжних галузей;
- підвищення ділової активності в цілому [44].

На рис. 1.7 подано результати математичного моделювання, яке передбачає, що за найкращим сценарієм український хаб почне функціонувати з 2025 року. Вони вказують на те, що вже у 2030 році ціна на природний газ в Україні буде відповідати

формулі «Котирування європейського хабу мінус транспортування» (на противагу чинній формулі «Хаб+»).

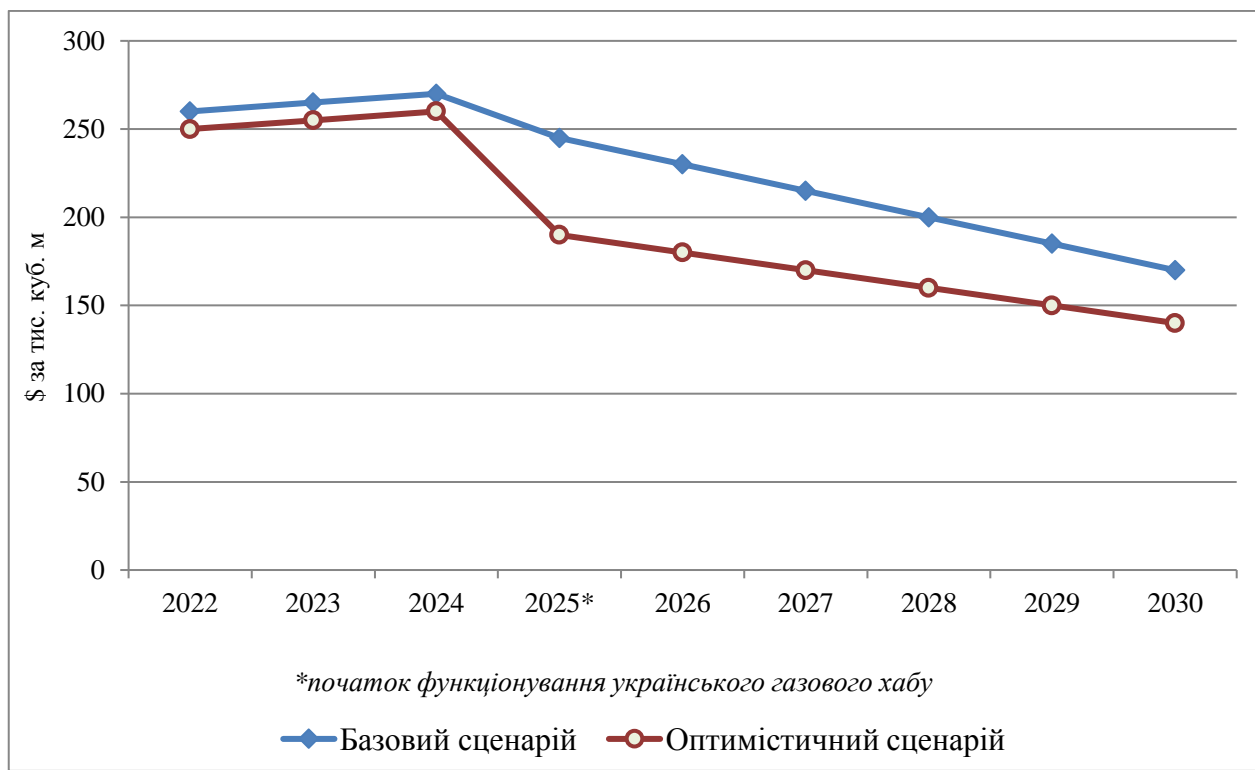


Рис. 1.7. Оптимістичний та базовий сценарії динаміки середньозваженої ціни газу в Україні, \$/тис. м<sup>3</sup> [52]

Отже, логічним завершенням повноцінного відкриття ринку природного газу має стати організація газового хабу, який відкриє можливості для України як в економічній, так і в політичній площині.

Окрім вищевказаних зрушень, зумовлених формуванням нової моделі газового ринку, відбулися також певні кроки зі спрощення надання дозволів на розвідування, розробку й експлуатацію родовищ природного газу [44].

Варто зазначити, що Полтавщина посідає перше місце за обсягом запасів газу в Україні та є одним з провідних газовидобувних регіонів України. Запаси природного газу в Полтавській області зосереджені в межах 64 родовищ (з 261 по Україні) [49].

У середньому близько 41% у загальному обсязі видобутку природного газу в Україні припадає на полтавський регіон (рис. 1.8).

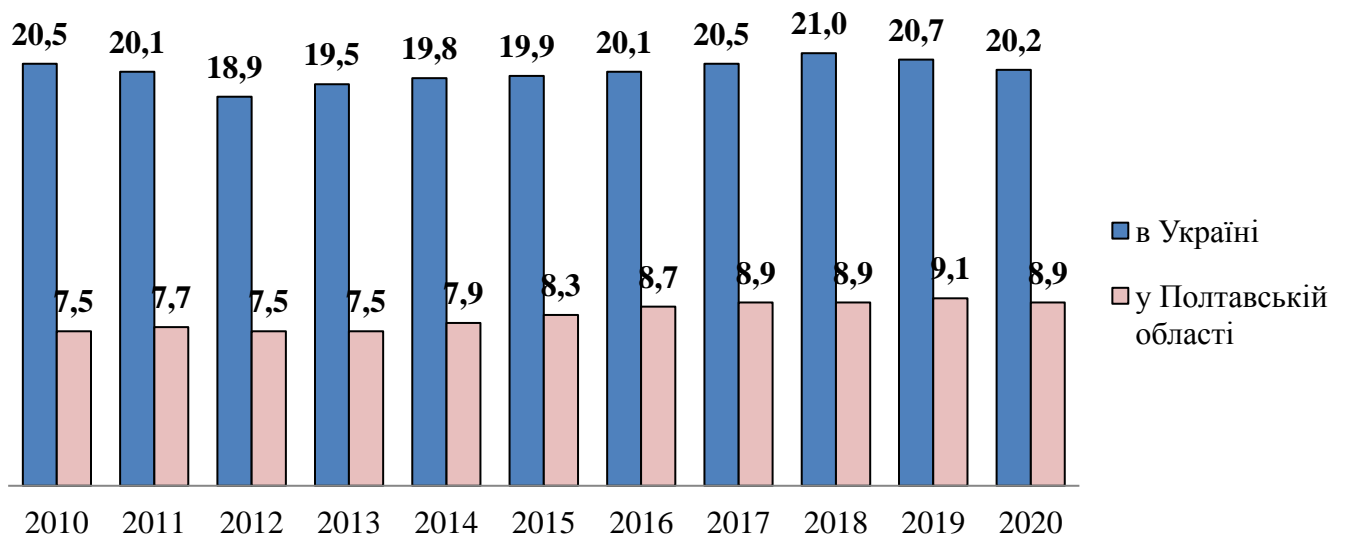


Рис. 1.8. Обсяги видобутку природного газу в Україні та в Полтавській області у 2010-2020 роках, млн м<sup>3</sup> [56; 57]

За останні роки значно збільшилася кількість підприємств області, що здійснюють діяльність з видобутку природного газу:

1) Газопромислове управління «Полтавагазвидобування», яке є філією дочірньої компанії «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України». Підприємство спеціалізується на видобутку природного газу та газового конденсату. ГПУ «Полтавагазвидобування» здійснює розробку 43-х родовищ у східній і центральній частинах України, а експлуатаційний фонд управління становить 789 свердловин. Також підприємство є членом Асоціації газовидобувних підприємств України, керується принципами Глобального договору ООН щодо сталого розвитку бізнесу, персоналу і суспільства, підтримує партнерські стосунки з територіальними громадами.

2) СП «Полтавська газонафтова компанія» – українсько-британський інвестиційний проект у нафтогазовій галузі України, який є лідером серед

недержавних нафтогазовидобувних підприємств. У своїй діяльності (пошуку, розвідці, видобутку та переробці нафти й газу) компанія дотримується міжнародних етичних стандартів.

3) ПрАТ «Нафтогазовидобування» – філія ДТЕК Нафтогаз – найбільша в Україні приватна газовидобувна компанія, що веде розвідку й видобуток природного газу та газового конденсату на Семиренківському і Мачухському родовищах. Підприємство експлуатує 29 свердловин глибиною понад 5,4 тис. м. Газ приводиться до стандартів якості на трьох установках підготовки газу – «Мачухи», «Семиренки» та «Олефірівка».

4) Нафтогазовидобувне управління «Полтаванафтогаз» є дочірнім підприємством одного з лідерів видобутку вуглеводнів в Україні – ПАТ «Укрнафта». володіє 85 спеціальними дозволами на видобування (промислому розробку родовищ) вуглеводнів. Баланс підприємства налічує 15 бурових установок.

5) ТОВ «Група компаній «Гео Альянс», яка є активним членом Асоціації газовидобувних підприємств України, почала здійснювати видобуток природного газу на території Полтавської області шляхом створення ПрАТ «Природні ресурси» та ТОВ «Східний геологічний союз», що входять до її складу. Чималих успіхів у бурінні газових свердловин компанія досягла завдяки використанню сучасних бурових верстатів та бурових розчинів на вуглеводневій основі.

6) ТОВ «Арабський Енергетичний Альянс UA» – це підприємство, що спрямовує інвестиції із Саудівської Аравії та має 100% іноземного капіталу. Основними видами діяльності є видобуток природного газу та газового конденсату, пошук та розробка нових родовищ нафти, газу та конденсату в Україні. На сьогодні компанія активно розробляє Білоусівсько-Чорнухинське та Північно-Яблунівське родовища на Полтавщині, тісно співпрацює з місцевими органами державної влади, національними та міжнародними нафтогазовими компаніями, а також інвестує у соціальні проекти для місцевого населення.

7) Представництво «Регал Петролеум Корпорейшн Лімітед» представляє інтереси публічної британської компанії Regal Petroleum та входить до групи компаній Smart Energy, що належить до однієї з найбільших промислово-інвестиційних груп України. Належить до десятка найбільших приватних газовидобувних компаній України. Видобуває природний газ, газовий конденсат та виробляє зріджений вуглеводневий газ – пропан-бутан автомобільний [49].

Тож, очевидно, що налагодження умов функціонування газового ринку спричинило приток інвестицій у сферу видобування газу. Відповідно до оцінок науковців, Україна має 276 млрд кубометрів підтверджених запасів газу (140 родовищ). Загальний потенціал родовищ утричі більший – 923 млрд м<sup>3</sup>. Однак, протягом останніх десятиліть спостерігалася тенденція до зниження обсягів видобутку власного газу.

За даними Enerdata, Україна посідає сьоме місце за обсягами споживання газу серед країн Європи (близько 30 млрд м<sup>3</sup> на рік) [46]. Наразі ж внутрішній видобуток ресурсу може забезпечити 2/3 цього обсягу. Тому подальша лібералізація умов видобутку газу буде вагомим кроком на шляху України до енергонезалежності.

Досі невирішеними залишаються два ключових питання імплементації нового законодавства:

- 1) впровадження добового балансування;
- 2) лібералізація сегменту роздрібного постачання газу побутовим споживачам (близько 60% ринку).

Процедура добового балансування газу не може коректно працювати через значні наявні обсяги небалансу, пов'язані з «несанкціонованим» відбором газу підприємствами ТКЕ, зумовленим відсутністю у них договорів з постачальником та непогашеними боргами.

Водночас, основною перепорою для лібералізації ринку роздрібного постачання побутовим споживачам (та забезпечення для них можливості вибору



постачальників) є надмірно зрегульований режим покладання спеціальних обов'язків (PCO) на учасників ринку газу з метою забезпечення суспільних потреб [52].

За нормами законодавства ЄС, режим PCO може бути застосовним для захисту вразливих споживачів, однак не має створювати перешкоди для конкуренції [51].

А в нинішньому вигляді національна система PCO обмежує права споживачів щодо вибору постачальника газу та якісних послуг через дискримінаційний характер покладання обов'язку постачання лише на визначені компанії, здебільшого пов'язані з групами-монополістами на оптовому й роздрібному ринках (НАК «Нафтогаз України» та ТОВ «Регіональна газова компанія» відповідно) [23].

Отже, попри численні проблеми, які досі переслідують газовий ринок в Україні, все ж держава йде шляхом реформ відповідно до європейської моделі ринку газу.

Враховуючи, що приведення в дію газопроводу «Північний потік-2» ставиться під сумнів, а проект «Південний потік» зупинено на невизначений термін, в найближчому майбутньому Україна так чи інакше залишиться основним транзитним маршрутом для російського газу на європейські ринки. Тому успішне співробітництво з Україною здатне значно підвищити рівень енергетичної безпеки ЄС та посприяти подальшому скороченню важелів впливу Росії на Центрально-Східну Європу, у тому числі на Україну [63].

Однак, за існування ймовірності втрати Україною стану провідного транзитера російського газу їй варто зосередитись на розвитку інфраструктури газового ринку та створенні власного хабу.

Останній представляє ключовий інтерес для України на міжнародній арені та потребує здійснення ряду радикальних перетворень, спрямованих на демонополізацію та переорієнтацію на внутрішній видобуток газу.

Поява хабу в Україні дозволить інтегрувати вітчизняну інфраструктуру в газовий ринок ЄС, відкрити додаткові формати економічної співпраці із Туреччиною

та Азербайджаном, і, як наслідок, створити альтернативу російському торговельному простору в чорноморському регіоні.

### 1.3. Особливості чинної системи ціноутворення на ринку природного газу

Ціна на газ складається з двох частин:

- 1) ціни газу від постачальника (містить тариф оператора ГТС та націнку);
- 2) тарифу на його доставку (розподіл) локальними газопроводами кінцевим споживачам.

Детальна структура ціни газу наведена на рис. 1.9.

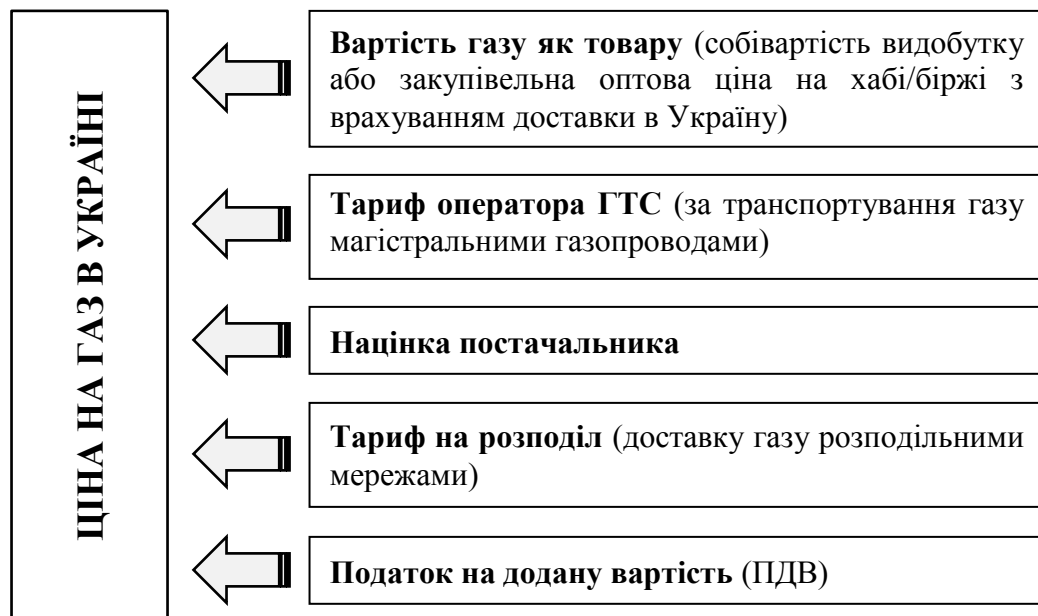


Рис. 1.9. Структура ціни газового ресурсу в Україні [54]

З моменту прийняття закону «Про ринок природного газу» було розділено функції постачання й розподілу газу. Мета реформи – створити передумови для рівної конкуренції енергопостачальників на українському ринку.

Зараз ціна постачання газу формується в конкурентних умовах, однак, донедавна в Україні діяло два типи цін на газ: для промисловості – ринкова, яка залежала від котирувань на європейських ринках і встановлювалася щомісяця, а для населення діяв механізм PSO, тобто регульована фіксована ціна.

З 1 серпня 2020 року було скасовано державне регулювання ціни на газ, тому і для промисловості, і для населення вони потенційно можуть зростати чи знижуватися залежно від кон'юнктури на європейському ринку та конкуренції на внутрішньому [52].

Відповідно до європейського досвіду, така конкуренція забезпечує споживачам більш справедливі ціни. Тож, продаж блакитного палива почали здійснювати спеціальні компанії-постачальники, а обласні та міські газові підприємства стали операторами газорозподільної системи (операторами ГРМ) [54].

Якщо ціна на газ є ринковою, то тарифи на його транспортування і розподіл – регульованими. Їх затверджує Національна комісія, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП).

Тариф на транспортування встановлюється для ТОВ «Оператор ГТС України» на п'ятирічний регуляторний період. Наразі він становить 101,93 грн за тис. м<sup>3</sup> за вхід до національної газотранспортної системи та вихід з неї. Тобто, кінцевий споживач сплачує 0,2 грн за транспортування кожного кубометра спожитого газу, і ця сума входить до складу ціни постачальника.

Тарифи на розподіл (доставку) надаються операторам газорозподільної системи. В Україні налічується 43 оператори ГРМ, кожен з яких обслуговує газові мережі на визначеній території і має свій окремий тариф [54].

Для прикладу на рис. 1.10 наведена актуальна структура середньозваженої вартості кубометра газу для населення.

Щодо ціни постачання газу, то починаючи із серпня 2020 року вона пропонується індивідуально кожним постачальником, а споживач має можливість обрати компанію з найбільш вигідною пропозицією. Газопостачальні підприємства сформували свої базові річні пропозиції (БРП), згідно з якими у більшості випадків ціна встановилася на рівні 7,99 грн/м<sup>3</sup> [62].

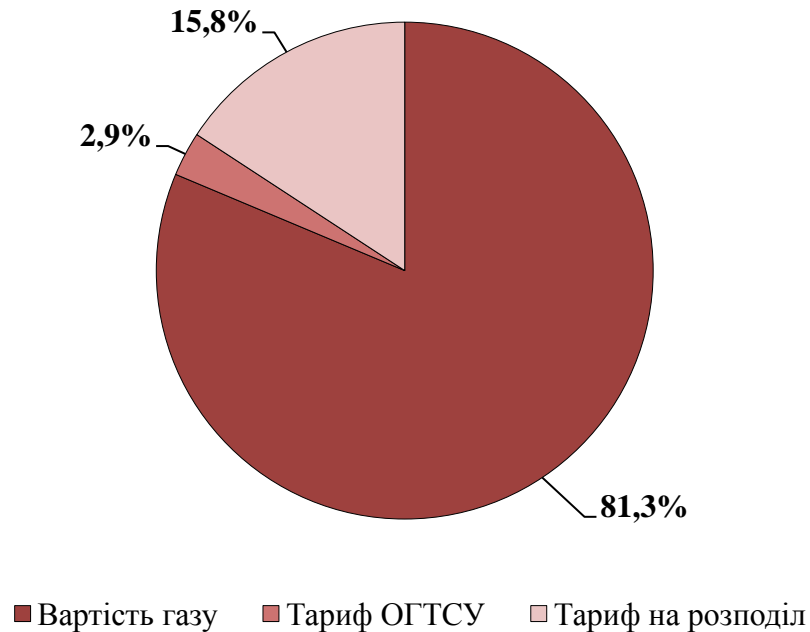


Рис. 1.10. Структура середньозваженої вартості 1 м<sup>3</sup> газу для побутового споживача у 1 кв. 2021 року [54]

Такі нововведення є лише невеликим кроком до лібералізації, який має декілька суперечливих аспектів:

1) Стабільна вартість блакитного палива протягом року зовсім не означає доступний тариф, а є лише формульним орієнтиром на ціну, що сформувалася на європейському хабі TTF, з урахуванням витрат на транспортування магістральними газопроводами та ПДВ.

Але таку пропозицію не можна вважати справедливою для українських споживачів, адже обсяг поставок газу з країн ЄС складає лише третину від загального споживання, тож і вплив цього фактору на кінцеву ринкову ціну газу в Україні не може бути більшим за 30%. Однак, орієнтиром вартості виявилися ціни на європейському хабі, хоча повинен бути індикатив для газу власного видобутку, який повністю покриває потреби населення та підприємств теплокомуненерго у блакитному паливі.

Тож, немає жодної методології розрахунку, яка б могла обґрунтувати саме такі річні пропозиції з огляду на ціну відпуску газовидобувних компаній.

2) Газопостачальні компанії наголошували, що річні тарифні плани – це спосіб забезпечити населенню страхування від сезонних коливань, що водночас зберігає конкуренцію на ринку. Проте, БРП були запропоновані, коли ціни на газ на європейських торговельних майданчиках були найбільш високими, хоча, наприклад, влітку 2020 року ціна, приведена до ТТФ, для українського ринку не перевищувала 3 грн/м<sup>3</sup>.

Тобто, справедливою мала б бути середньозважена річна ціна газу, приведена до ТТФ (яка не перевищила б 6 грн/м<sup>3</sup>). Тож, модель імпортного паритету себе не виправдала.

3) Між учасниками ринку та регуляторними органами немає конструктивного діалогу через небажання перших впроваджувати справжній ринок природного газу. Очевидною є його монополізація в сегменті постачання, який, згідно з новою моделлю, мав би бути конкурентним.

НАК «Нафтогаз України» за допомогою дочірніх підприємств контролює близько 70% усього видобутого газу та всі підземні сховища газу (ПСГ). За рахунок монопольного становища на оптовому ринку, державного статусу та підтримки міжнародних партнерів роль компанії у формуванні цін все одно залишається вирішальною, і НАК «Нафтогаз України» задля власної вигоди провадить політику стагнації видобутку газу.

4) Створюються корупційні ризики через можливе маніпулювання обсягами газу, що призначені для ПСО (фіксована ціна) і комерційних споживачів (ринкова ціна) [52].

#### **1.4. Методика планування та роль собівартості в механізмі тарифного регулювання газорозподільних підприємств**

У формуванні цін (тарифів) на розподіл газу можна спостерігати багато цікавих нюансів. Перш за все, варто зазначити, що тариф на розподіл залежить від обсягів загального споживання газу абонентами у попередньому році, а оплата ними послуг з доставки газу здійснюється рівними частинами протягом року.

Також, відповідно до практики країн ЄС, віднедавна споживачі оплачують доставку не за метричні обсяги, а за потужність підключення. Такий підхід пояснюється тим, що навіть у період, коли газ не споживається, оператори ГРМ зберігають його в газопроводі під тиском для подачі абоненту в будь-яку мить, здійснюючи при цьому відповідні виробничо-технологічні витрати [5].

При визначенні тарифу на розподіл застосовується поняття «газовий рік» (розпочинається з першої газової доби жовтня поточного календарного року і триває до першої газової доби жовтня наступного календарного року) [8].

На сьогодні вартість доставки газу сильно варіює залежно від регіону і становить від 31 копійки до 1,79 гривень (без ПДВ) за 1 м<sup>3</sup> газу, адже вона залежить технічних особливостей мережі та специфіки споживання. Тобто, чим більший обсяг споживання газу, тим менший тариф, – і навпаки, бо витрати на обслуговування газової мережі майже не залежать від обсягу газу, що транспортується.

Наприклад, найменший тариф (0,31 грн/м<sup>3</sup>) має АТ «Київгаз», який розподіляє значні обсяги газу на порівняно невеликій території, а найвищий тариф має невеликий оператор ГРМ АТ «Лубнигаз», де не спрацьовує ефект масштабу [54].

Цікаво те, що тим часом, коли ціна продажу газу в Україні зрівнялася з європейськими цінами, тарифи на розподіл залишаються найнижчими в Європі. Вони становлять всього від 5% до 15% від загальної вартості газу, а для європейців – від 20 до 50%. Є й такі країни, як Болгарія, де ціна розподілу вдвічі перевищує номінальну вартість газу.

На рис. 1.11 наведені середньозважені ціни (приведені до національної валюти) на газ та його розподіл в Україні та країнах ЄС.

Якщо звернути увагу на ринок електроенергії, то можна спостерігати абсолютно протилежну ситуацію: в Україні частка тарифу на розподіл в загальній вартості електроенергії становить 58%, що у 2 рази більше, ніж у середньому в Європі (рис. 1.12).

А якщо порівняти середні показники українських тарифів на розподіл електроенергії та розподіл газу з приведенням їх до системи кВт·год, то виявиться, що доставка електроенергії споживачу в 7,5 разів дорожча, ніж доставка газу.

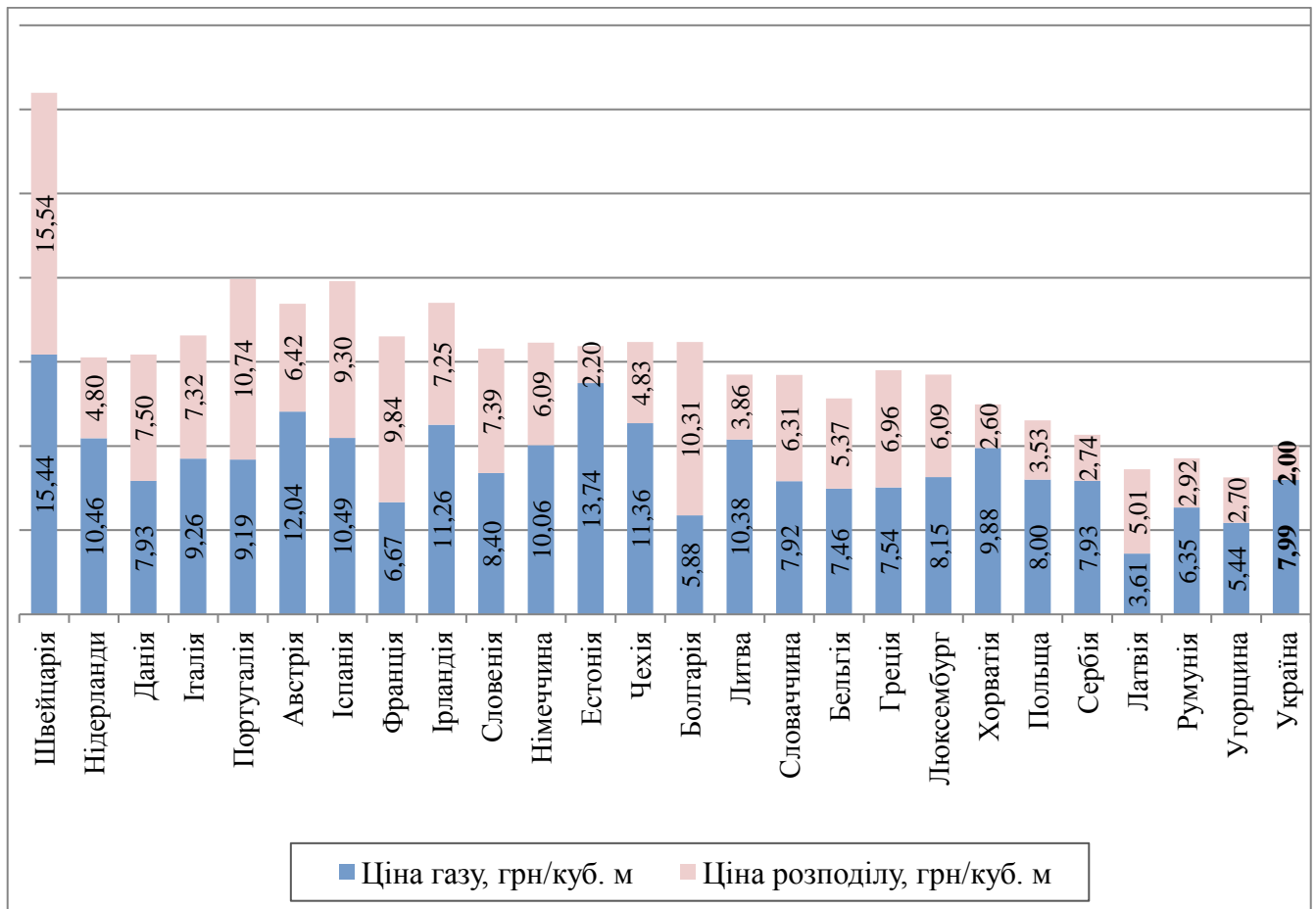


Рис. 1.11. Порівняння середньозважених цін на газ та його розподіл в Україні та країнах Європи у 1 кв. 2021 року [47]



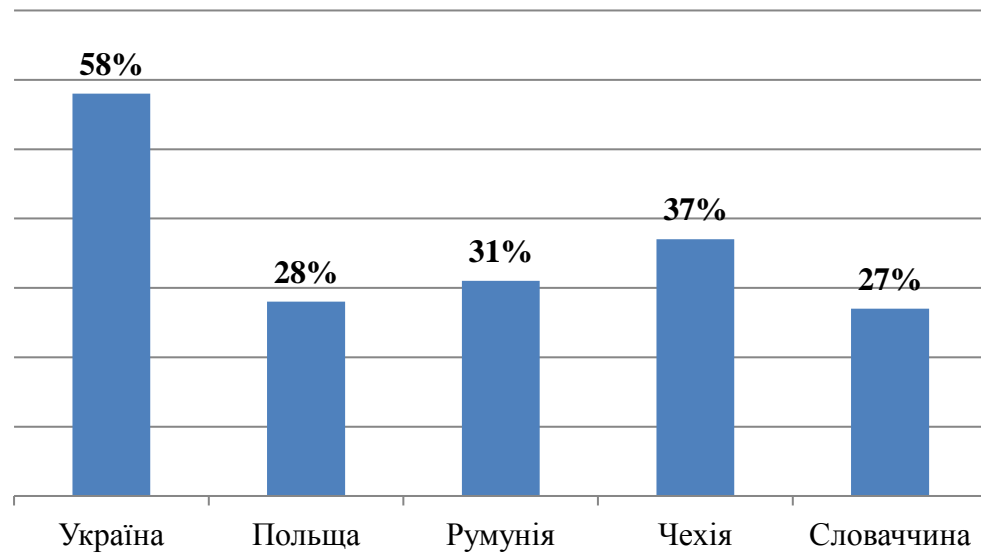


Рис. 1.12. Частка тарифу на розподіл (доставку) у структурі ціни на електроенергію в Україні та деяких країнах Європи [61]

Оскільки головне джерело інвестицій як у газову, так і в енергетичну інфраструктуру – це тарифи, то обленерго завдяки їх приросту стабільно нарощують свої інвестиції, і, як результат, покращують роботу електромереж. Газові мережі навпаки хронічно недоотримують 95% необхідних інвестицій.

Тож, спостерігається дещо дискримінаційний характер регулювання розподілу газу щодо розподілу електроенергії з боку Національного Регулятора (НКРЕКП).

Причиною є те, що на відміну від концепції тарифоутворення на ринку електроенергії, яка базується на стимулюючому RAB-регулюванні і передбачає встановлення граничної рентабельності (норми прибутку) до вартості активів підприємства, для тарифного регулювання газорозподільних компаній використовується метод «Витрати плюс» [37]. Згідно з ним, базою, до якої застосовується норма прибутку, є не вартість активів або сума інвестованого капіталу, а собівартість продукції (послуг). Пряму й безпосередню залежність тарифу на послуги з розподілу природного газу від їх собівартості демонструє формула (1.1):

$$T_{\text{розп}} = \frac{ТВ}{W_{\text{розп}}} = \frac{Соб + Пр}{W_{\text{розп}}} = \frac{Соб + Н_p \cdot Соб}{W_{\text{розп}}}, \quad (1.1)$$

де  $T_{\text{розп}}$  – тариф на послуги з розподілу природного газу;

$ТВ$  – тарифна виручка;

$W_{\text{розп}}$  – потужність розподілу;

$Соб$  – собівартість послуг з розподілу газу;

$Пр$  – прибуток;

$Н_p$  – норма рентабельності (регулюється НКРЕКП) [5].

При цьому й витратна частина, закладена в тарифи, підлягає регулюванню на основі встановлених нормативів або методик розрахунку окремих статей витрат. Це створює додаткові ризики в діяльності газорозподільних підприємств.

Відповідно до Методики визначення та розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу, планування собівартості здійснюється у розрахунку на рік, виходячи з обґрунтованих потреб суб'єкта господарювання з розподілу природного газу у планованому періоді, з урахуванням:

- 1) державних і галузевих нормативів використання палива, електроенергії, матеріалів, норм та розцінок з оплати праці, норм амортизації;
- 2) витрат на управління та обслуговування газорозподільних систем за основними напрямками:
  - експлуатація газорозподільних систем;
  - облік природного газу в газорозподільній системі;
  - повірка та ремонт приладів обліку;
- 3) ставок податків і зборів (обов'язкових платежів);
- 4) прогнозного індексу цін виробників промислової продукції і споживчих цін у планованому періоді;
- 5) звітних даних газорозподільного підприємства за попередні три роки;

б) необхідних обсягів робіт при обслуговуванні, утриманні та експлуатації газорозподільних систем, що знаходяться на балансі підприємства [5].

Витрати, об'єктивне нормування яких неможливе, плануються з урахуванням фактичних витрат за попередній період та прогнозу індексів цін виробників промислової продукції. Найважливіші статті витрат, на основі яких здійснюється тарифне регулювання, зазначені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2

## Склад собівартості послуг з розподілу природного газу [35]

Елемент	Методика планування (за наявності)
I. Виробнича собівартість	
у т.ч.	
1) прямі матеріальні витрати:	
– витрати, пов'язані з використанням палива, електроенергії;	Величина визначається з урахуванням динаміки використання паливно-енергетичних ресурсів у попередніх періодах та їх прогнозованих змін.
– витрати природного газу на власні потреби та втрати природного газу в мережах (ВТВ)	Плануються з урахуванням даних моніторингу та аналізу тенденцій зміни ціни природного газу на нерегульованому сегменті оптового ринку природного газу та розмірів ВТВ, встановлених НКРЕКП, а також нормативів втрат газу на основі оцінки технічного стану газопроводів.
– витрати, пов'язані з використанням сировини, основних і допоміжних матеріалів, запасних частин, купованих комплектувальних виробів, напівфабрикатів та інших матеріальних ресурсів, необхідних для забезпечення основного технологічного процесу	Визначаються з урахуванням динаміки використання відповідних ресурсів у попередніх періодах та їх прогнозованих змін, за винятком зворотних відходів та матеріалів, переданих для переробки.
2) прямі витрати на оплату праці	Визначаються з урахуванням розміру середньої заробітної плати одного штатного працівника, зайнятого у промисловості України, а також штатної чисельності працівників та тарифно-кваліфікаційного складу робітників підприємства.
3) амортизація виробничих основних засобів та нематеріальних активів, безпосередньо пов'язаних з розподілом природного газу	Нарахування планованої амортизації основних засобів здійснюється із застосуванням прямолінійного методу; амортизація адміністративних та загальновиробничих активів розподіляється з використанням бази розподілу (годин праці, заробітної плати, обсягу діяльності, прямих витрат тощо).



## Продовження табл. 1.2

4) інші прямі витрати	
– єдиний внесок на загальнообов’язкове державне соціальне страхування працівників, які безпосередньо пов’язані з наданням послуг розподілу природного газу	Визначаються в обсязі, встановленому законодавством, з урахуванням планованих витрат на оплату праці.
– витрати на послуги сторонніх організацій, пов’язані із забезпеченням належного стану обладнання	—
– витрати на оплату робіт із сертифікації продукції	—
II. Адміністративні витрати	Розподіляються з використанням бази розподілу (годин праці, заробітної плати, обсягу діяльності, прямих витрат тощо). Темпи зростання складових адміністративних витрат не мають перевищувати визначених рівня інфляції та/або прогнозованого рівня росту мінімальної заробітної плати.
III. Витрати на збут	
IV. Інші операційні витрати	
– витрати, пов’язані з експлуатацією газорозподільних систем, власником яких є держава	—
– витрати на встановлення, повірку та ремонт приладів обліку газу (лічильників)	Встановлюються відповідно до проектів приєднань до ГРМ та нормативу НКРЕКП (3% від наявної кількості абонентів)
IV. Фінансові витрати	Включаються до розрахунку повної собівартості лише за кредитними договорами, погодженими НКРЕКП.

Важливо звернути увагу на виробничо-технологічні витрати газу (ВТВ). Для того, щоб газ рухався по газопроводах до споживачів, оператори ГРМ постійно створюють і підтримують у мережах необхідний тиск. Для цього необхідний технологічний газ, який закуповується за ринковою ціною. Його вартість є одним з найбільших складників у структурі собівартості і основним джерелом збитків газорозподільних компаній, адже з 2014 року методика їх розрахунку не переглядалася, і НКРЕКП систематично закладала в тариф витрати на технологічний газ в заниженому обсязі, а фактичні витрати були значно більшими [43].

Як наслідок, оператори ГРМ з року в рік накопичували борги, не в змозі сплатити «Укртрансгазу» за частину використаного технологічного газу. За період 2014-2020 рр. їх сума сягнула 20 млрд грн. Це свою чергу призводить до того, що споживач не може розраховувати на покращення сервісу й газорозподільної системи загалом [61].

Підсумовуючи, потрібно зазначити, що парадигма функціонування ринку газу в Україні не є успішною ні для постачальників газу, ні для газорозподільних підприємств. Для повноцінного впровадження його нової моделі в Україні доцільно звернути увагу на такі аспекти:

- доступ газопостачальних компаній до ресурсу власного видобутку має відбуватися за біржовим принципом і без компаній-посередників;
- для страхування споживачів від сезонних і ринкових коливань доцільно використовувати величезні українські підземні газові сховища (ПСГ) і зробити їх вагомим фактором у встановленні доступних цін, а не здійснювати прив'язку до європейського газового хабу.
- необхідно переглянути нормативи та методики розрахунку деяких статей витрат у складі собівартості послуг з розподілу газу й привести тарифи на його доставку до економічно обґрунтованого рівня, а також доцільно обрати іншу модель тарифоутворення, яка є більш прийнятною для газового ринку європейського зразка.

## РОЗДІЛ 2

### АНАЛІЗ ФІНАНСОВО-ГОСПОДАРСЬКОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

#### АТ «ПОЛТАВАГАЗ»

##### 2.1. Загальна характеристика підприємства

АТ «Оператор газорозподільної системи «Полтавагаз» (далі – АТ «Полтавагаз») – це підприємство, яке діє на підставі ліцензії та здійснює розподіл природного газу за регульованим тарифом газорозподільною мережею, яка перебуває у його власності, а також виконує функції оперативно-технологічного управління нею [3].

Відповідно до визначення у Типовому договорі розподілу природного газу, послуга з розподілу природного газу – це послуга оператора ГРМ, яка надається споживачу та включає в себе забезпечення цілодобового доступу споживача до газорозподільної системи і розподіл (переміщення) належного споживачу (його постачальнику) природного газу газорозподільною системою з метою його фізичної доставки до межі балансової належності об'єкта споживача [8].

АТ «Полтавагаз» веде діяльність на території м. Полтава та більшості міст і районів Полтавської області (крім міст Кременчук, Лубни, Горішні Плавні; Лубенського, Пирятинського, Оржицького, Гребінківського, Гадяцького, Семенівського та Кременчуцького районів).

Розподіл природного газу здійснюється для таких категорій споживачів:

- промислові та комунально-побутові підприємства;
- населення;
- релігійні організації;
- бюджетні установи;
- підприємства комунальної теплоенергетики [59].

Варто зазначити, що у зв'язку з прийняттям у 2015 році Закону України «Про ринок природного газу», колишнє ПАТ «Полтавагаз» забезпечило відокремлення та незалежність газопостачання шляхом створення ТОВ «Полтавагаз збут», яке в установленому законом порядку отримало ліцензію на цей вид діяльності, а безпосередньо «Полтавагаз» перепрофілювався на оператора ГРМ. Тож, у сфері надання послуг з розподілу природного газу компанія підпадає під категорію підприємств, які є природними монополістами.

Нині підприємство є розвиненим виробничо-технологічним комплексом із капітальними виробничими базами, оснащеними машинами, механізмами та новітнім устаткуванням.

Основні види діяльності компанії відповідно до КВЕД наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Основні види діяльності АТ «Полтавагаз» відповідно до КВЕД [3]

Код за КВЕД	Найменування
35.22	Розподілення газоподібного палива через місцеві (локальні) трубопроводи
43.22	Монтаж водопровідних мереж, систем опалення та кондиціонування
42.21	Будівництво трубопроводів

Окрім цього, АТ «Полтавагаз» пропонує на ринку такі послуги:

- проведення технічного обслуговування та ремонту газорозподільних мереж і споруд на них, а також газового обладнання;
- своєчасну локалізацію та усунення аварійних ситуацій;
- здійснення технічного нагляду за монтажем газорозподільних мереж та газового обладнання відповідно до нормативних документів та правил безпеки в газовому господарстві (у тому числі на контрактній основі);



- видачу технічних умов організаціям та приватним особам на газифікацію промислових та житлових об'єктів;
- оформлення й надання технічних умов на реконструкцію;
- приєднання до газорозподільної мережі та здійснення пуску газу в газопровід;
- виконання робіт з ремонту газового обладнання, усунення витоків газу, перестановки, підключення та відключення газових приладів;
- монтаж, демонтаж, ремонт, повірку промислових, будинкових і побутових лічильників;
- погодження проектної документації й подальший контроль за якістю зварювальних та ізоляційних робіт;
- монтаж засобів захисту підземних газорозподільних мереж від корозії та їх своєчасний ремонт;
- перевірку фізико-хімічних та якісних газових показників;
- встановлення комерційних вузлів обліку природного газу;
- встановлення на засоби вимірювальної техніки систем дистанційної передачі даних;
- надання послуг лабораторії: рентгенографування, випробовування засобів захисту, атестації зварювальників, повірки приладів газового контролю та трасопошукових приладів, вимірювання та апробація в електроустановках, вимірювання опор, заземлюваних пристроїв блискавкозахисту, визначення електричного опору ґрунтів [59].

Товариство наразі обслуговує 20 411,7 км газопроводів, з них 12 754,8 км – розподільних. Налічується 353 336 побутових споживачів, у помешканнях яких ресурсами підприємства встановлено 322 690 приладів обліку газу.

Основне придбання активів здійснюється шляхом будівництва нових газопроводів та споруд на них в рамках надання послуги з приєднання до ГРМ.

Стейкхолдери підприємства на ринку природного газу:

- оператори суміжних газорозподільних систем;
- газодобувні підприємства та виробники інших видів газу з альтернативних джерел, які підключені (або планують приєднатися) до ГРМ;
- споживачі, які підключені до ГРМ;
- постачальники природного газу, які планують чи здійснюють постачання природного газу споживачам, підключеним до газорозподільної системи оператора ГРМ;
- замовники на приєднання власних об'єктів до ГРМ.

Загалом, господарська діяльність ведеться відповідно до стратегії розвитку товариства з урахуванням вимог Кодексу газорозподільних систем України [4] та інших нормативних документів.

Стратегічним напрямком діяльності визначено забезпечення безперебійного та безаварійного розподілу природного газу, досягнення лідируючого становища на ринку надання послуг, збільшення прибутку з інших (неліцензованих) видів діяльності, підвищення фінансової стабільності підприємства та рівня добробуту кожного його працівника.

Відповідно, були встановлені цілі діяльності АТ «Полтавагаз» на поточний період:

- 1) безпечний розподіл природного газу в зоні діяльності товариства;
- 2) зменшення виробничо-технологічних витрат та втрат природного газу;
- 3) максимальне задоволення вимог та очікувань споживачів, зокрема шляхом забезпечення своєчасності та повноти розрахунків за отримані послуги відповідно до обсягу річної замовленої потужності;
- 4) підготовка й виконання робіт з реалізації заходів Плану розвитку газорозподільної системи на 2020-2029 рр.;

5) створення безпечних умов праці, стимулювання й мотивація персоналу до зростання її продуктивності;

6) економія та оптимізація витрат, збільшення доходів з інших видів діяльності [59].

## 2.2. Організаційно-управлінська структура

До структури АТ «Полтавагаз», окрім головного управління, належать 8 невідокремлених структурних підрозділів – управлінь експлуатації газорозподільної системи (УЕГС), які не мають статусу юридичної особи та розташовані в адміністративних районах у зоні, що обслуговується товариством:

- 1) Полтавське УЕГС (зона обслуговування: м. Полтава та Полтавський район);
  - 2) Глобинське УЕГС (зона обслуговування: Глобинський, Решетилівський та Великобагачанський райони);
  - 3) Диканське УЕГС (зона обслуговування: Диканський, Шишацький та Зіньківський райони);
  - 4) Карлівське УЕГС (зона обслуговування: Карлівський та Машівський райони);
  - 5) Кобеляцьке УЕГС (зона обслуговування: Кобеляцький, Козельщинський та Новосанжарський райони);
  - 6) Лохвицьке УЕГС (зона обслуговування: Лохвицький та Чорнухинський райони);
  - 7) Миргородське УЕГС (зона обслуговування: Миргородський та Хорольський райони);
  - 8) Чутівське УЕГС (зона обслуговування: Чутівський та Котелевський райони).
- Підприємству підпорядковується також ряд виробничих служб і діляниць:
- служба експлуатації підземних газопроводів;
  - діляниця з ремонту підземних газопроводів;
  - діляниця з комплексного приладового обстеження підземних газових мереж;
  - служба обліку розподілу природного газу та обслуговування споживачів м. Полтави та Полтавського р-ну;
  - діляниця з обслуговування побутових споживачів;
  - діляниця з обслуговування суб'єктів господарювання;

- служба експлуатації внутрішньобудинкових газових мереж та обладнання;
- аварійно-диспетчерська служба;
- служба з газифікації та монтажу газового обладнання;
- ремонтно-механічна майстерня;
- служба «Єдине вікно»;
- група технічного нагляду за проектуванням та монтажем елементів ГРМ.

Детальна організаційна структура підприємства та функціональні зв'язки між його підрозділами наведені в додатку А.

Найвища ланка в структурі управління представлена кількома органами (табл. 2.2).

Таблиця 2.2

## Органи управління АТ «Полтавагаз»

Орган управління	Структура	Основні функції
Загальні збори акціонерів	Усі фізичні та юридичні особи – власники акцій підприємства, які обліковуються в депозитарній системі.	Затвердження річного звіту, розподіл прибутку й збитків, розгляд висновків зовнішнього аудиту, звітів Ревізійної комісії та ін.
Наглядова рада	Складається з 5 осіб (Голови та членів Наглядової ради).	Затвердження внутрішніх Положень, якими регулюється діяльність підприємства, прийняття рішення про скликання Загальних зборів, емісію цінних паперів (крім акцій), обрання та припинення повноважень Голови та членів Правління.
Правління	Складається з 9 осіб (Голови, Першого заступника та членів Правління), які не можуть бути членами Наглядової ради чи Ревізійної комісії	Є колегіальним виконавчим органом, який здійснює управління поточною діяльністю підприємства та організовує виконання рішень Загальних зборів і Наглядової ради.
Ревізійна комісія	Складається з 3 осіб (Голови та членів Ревізійної комісії).	Перевірка фінансово-господарської діяльності, контроль за дотриманням законодавства та забезпеченням фінансової безпеки й стабільності.

### 2.3. Аналіз інформаційного, технічного й програмного забезпечення

У всіх структурних підрозділах АТ «Полтавагаз» рівень інтенсивності використання інформаційних технологій і техніки досить високий відповідно до специфіки діяльності підприємства.

Найважливішими в аспекті інформаційного забезпечення є структурні підрозділи, що формують горизонтальні інформаційні потоки, зміст і структура яких залежить від організаційних і технологічних особливостей.

Схема руху інформаційних потоків між ключовими відділами АТ «Полтавагаз» наведена на рис. 2.1.

У зв'язку з розосередженістю інформації між функціональними підрозділами й службами та складністю інформаційних потоків виникає необхідність визначення основних недоліків при забезпеченні апарату управління підприємством релевантною інформацією. До них можна віднести:

- наявність значної кількості первинних і вторинних документів, що часто містять однакову інформацію й утворюють однакові інформаційні потоки між різними підрозділами управління;
- надходження інформації у функціональні органи управління в різні, зазвичай неузгоджені інтервали часу;
- наявність «дублюючих» документів;
- надмірну завантаженість структурних підрозділів вхідними інформаційними потоками;

Інформація на підприємстві зберігається як на цифрових, так і на паперових носіях. Однак, із впровадженням системи електронного документообігу первинні документи здебільшого почали оформлювати відразу в електронному вигляді шляхом введення в комп'ютер або за допомогою інших засобів (планшетів, сканерів, систем штрихового кодування, датчиків, лічильників тощо).

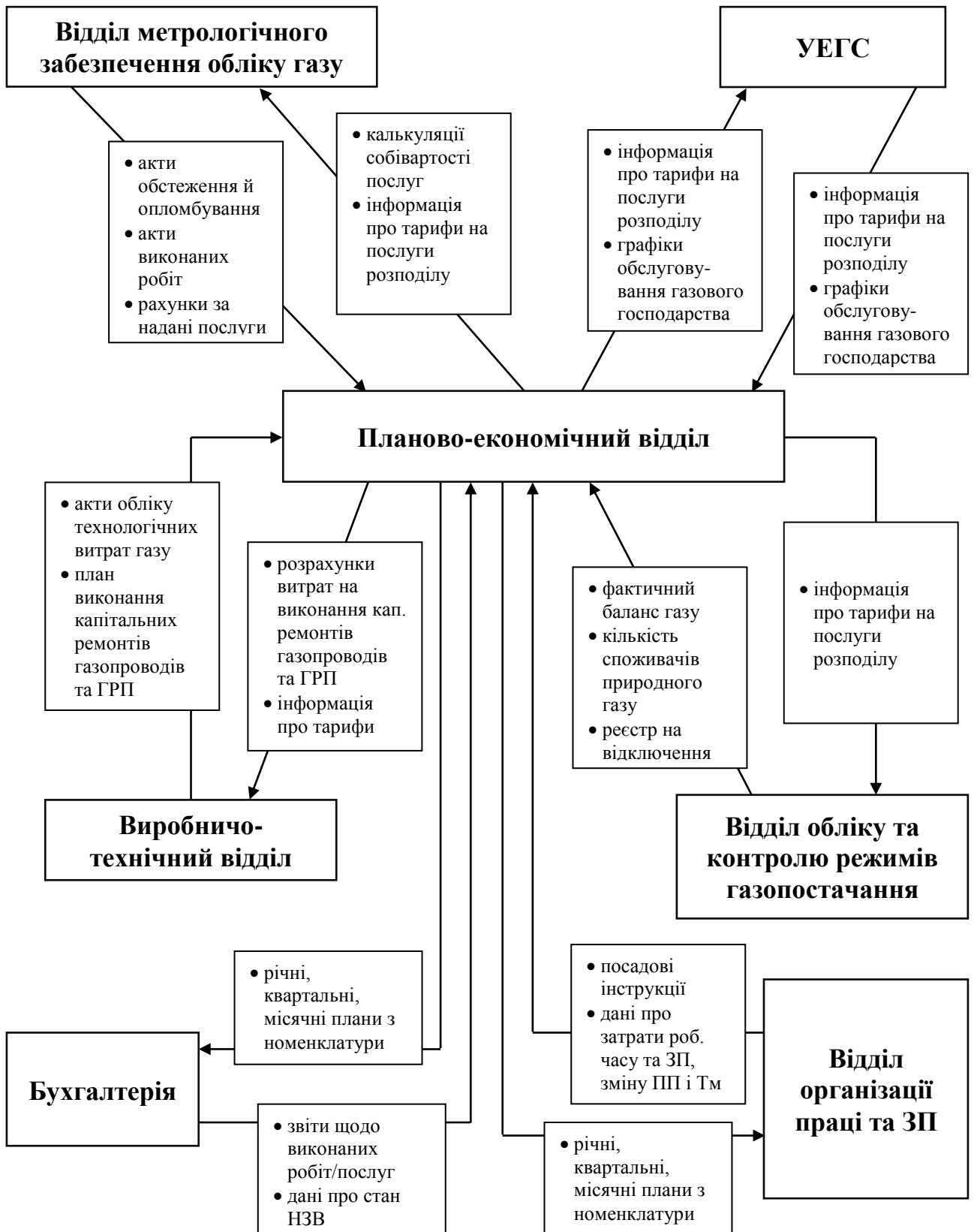


Рис. 2.1. Інформаційні потоки між ключовими структурними підрозділами  
головного управління АТ «Полтавагаз»

На спеціально створений відділ комп'ютерних технологій покладені обов'язки забезпечення безперебійного доступу усіх підрозділів до мережевих технологій підприємства.

Усі комп'ютери підприємства об'єднані корпоративною мережею, використовуються мережеві адаптери (маршрутизатори).

Для забезпечення постійного зв'язку між відділами головного управління та районними структурними підрозділами активно використовується SIP-телефонія – об'єднання офісів в єдину телефонну мережу з безкоштовними розмовами всередині, багатоканальністю та можливістю встановити один телефонний номер на кілька пристроїв.

Усі робочі місця оснащені відповідними технічними засобами для забезпечення комфортних умов праці. Окрім комп'ютерів, активно використовуються принтери, факси, БФП тощо.

Основними компонентами системного програмного забезпечення є операційні системи й сервісні програми – драйвери, утиліти, програми управління мережами тощо.

На всіх комп'ютерах встановлена операційна система Windows 7 Ultimate (6.1.7601) з OEM-ліцензіями. Ця версія відрізняється функціями, які є досить зручними для використання на великих підприємствах зі значною кількістю інформаційних потоків:

- корпоративний пошук (засіб, який допомагає знаходити файли на будь-яких комп'ютерах, у мережах і серверах Microsoft Office SharePoint);
- DirectAccess (можливість підключення до корпоративних ресурсів для віддалених користувачів без створення віртуальної приватної мережі VPN);
- BranchCache (прискорене відкриття файлів і веб-сторінок у віддалених офісах);



- BitLocker (захист даних на знімних пристроях);
- IT-управління (удосконалені функції допомагають зменшити кількість системних запитів для користувачів і підвищити гнучкість для IT-адміністраторів);
- AppLocker (проста установка заборон на запуск додатків і можливість підвищити безпеку);
- Device Stage (єдина точка доступу до всіх підключених бездротових пристроїв, в якій користувачі можуть переглядати стан пристроїв і виконувати типові завдання).

Для зручного виконання поставлених завдань на будь-який ПК встановлений певний набір програм загального призначення:

- Програмний пакет Microsoft Office;
- WinRar – файловий архіватор для Windows з високим ступенем стиснення, що містить також великий спектр вбудованих додаткових функцій, зокрема таких, як захист архівованих даних.
- Eset Nod32 – антивірусний пакет, що забезпечує захист від різного типу загроз.
- Google Chrome – безкоштовний веб-переглядач з відкритим кодом.
- Adobe Acrobat Reader – програма для перегляду та взаємодії з документами формату PDF на будь-яких пристроях.
- Adobe Flash Player – ПЗ, що дає можливість використовувати контент, створений на платформі Adobe Flash.

В АТ «Полтавагаз» використовується чимало прикладних програмних засобів, призначених для автоматизації різних сегментів діяльності підприємства:

1) «BAS Документообіг КОРП» вирішує широкий спектр завдань з автоматизації обліку документів, взаємодії співробітників, контролю та аналізу виконавської дисципліни. Програма підтримує багатокористувацьку роботу в

локальній мережі або через Інтернет та відповідає всім законодавчим і нормативним вимогам, що регламентують порядок роботи з документами.

«BAS Документообіг КОРП» дозволяє працювати з документами будь-яких типів та здійснювати різні види операцій з ними (рис. 2.2).

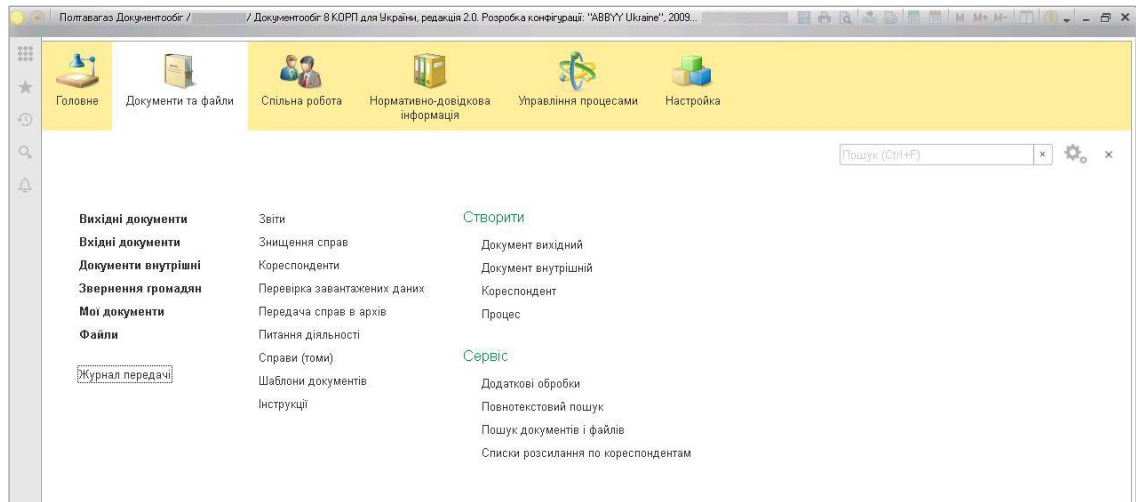


Рис. 2.2. Вікно операцій з документами «BAS Документообіг КОРП»

У конфігурації програми внутрішні документи і файли зберігаються в структурі папок з урахуванням прав доступу. Додатково до цього всі дані конфігурації «BAS Документообіг КОРП» обмежуються правами доступу залежно від видів документів, грифів доступу до документів тощо.

Програма дає змогу автоматично завантажувати файли з вказаного каталогу в локальній мережі. Завантажені файли автоматично розпізнаються, індексуються і можуть бути негайно залучені в документообіг.

2) Програмний продукт «НКС: Білінг» здійснює облік обсягу спожитих абонентами послуг з розподілу природного газу, розрахунок і списання грошових коштів відповідно до тарифів АТ «Полтавагаз». Білінгова підсистема побудована на основі інтегрованої бази контрагентів і договорів, враховує номенклатуру і потужність газового обладнання, аналізує наявність лімітів на газ, формує акти

згідно з показами лічильників, коректорів або проводить розрахунок за нормою з урахуванням графіків роботи, автоматично створює рахунки на оплату на підставі умов договорів і контролює стан взаєморозрахунків (рис. 2.3).

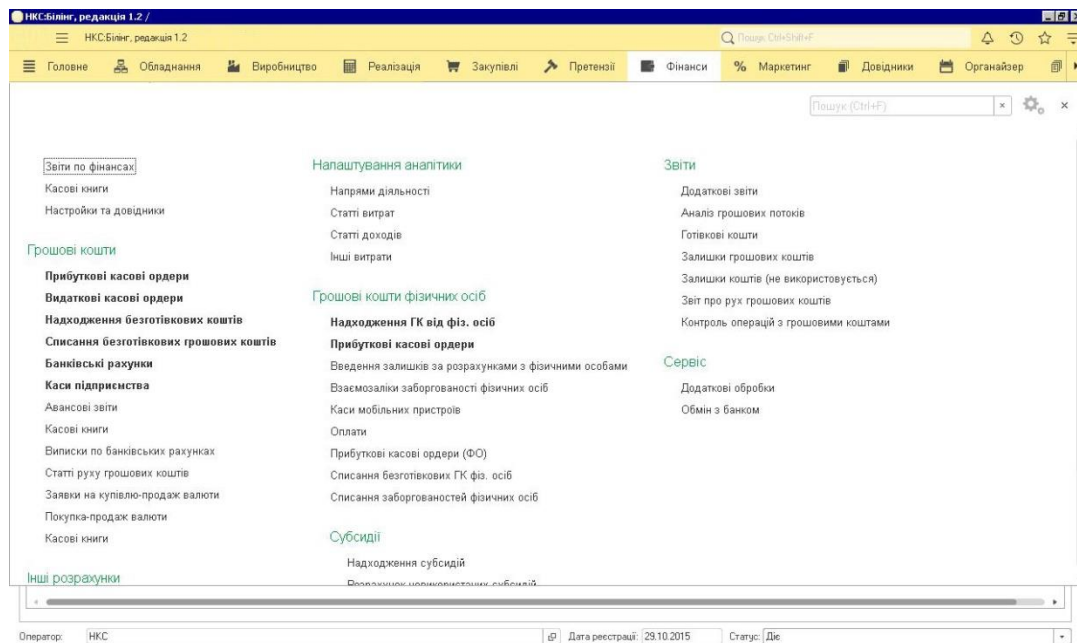


Рис. 2.3. Операції з фінансами в «НКС: Білінг»

3) Програмний додаток «GECS» призначений для дистанційного опитування електронних приладів на вузлах обліку газу споживачів з використанням модемів та каналів зв'язку GSM та GPRS (рис. 2.4).



Рис. 2.4. Процес дистанційного отримання інформації з приладів обліку газу у програмному додатку «GECS»

4) «Управління промисловим підприємством для України» («УПП», конфігурація «Управління підприємством ГАЗО-, ТЕПЛО- і ВОДОпостачання») – комплексний програмний пакет, що створює єдиний інформаційний простір для відображення фінансово-господарської діяльності підприємства.

Серед можливостей – управління даними про виробу, ціноутворення, управління взаєморозрахунками, запасами, обладнанням, закупівлями, замовленнями, розрахунками з підзвітними особами, грошовими коштами; а також бюджетування, бухгалтерський облік, податковий облік, розрахунок зарплати, управління персоналом, регламентована звітність тощо.

5) «Virtix24» – єдиний робочий простір підприємства, що об'єднує переваги класичних робочих інструментів і соціального формату комунікацій. Доцільно звернути увагу на швидкість обігу інформації, яку забезпечує система «Virtix24» у таких ключових аспектах:

– «корпоративно-соціальна мережа»: формат комунікацій у системі нагадує соціальну мережу, адже тут створені відповідні групи, де швидко і легко можна

спілкуватися з колегами, вирішуючи робочі питання. Також є можливість проводити відеоконференції.

- онлайн-документи з можливістю спільного редагування;
- планування завдань, проектів та зборів;
- Бітрікс24.Пошта: кожен співробітник має поштові скриньки з доменом @poltavagaz.com.ua без обмежень за обсягом сховища, з антивірусом та антиспамом.
- мобільність: спільна робота не обмежується рамками офісу – всі інструменти доступні на мобільних телефонах та інших пристроях.

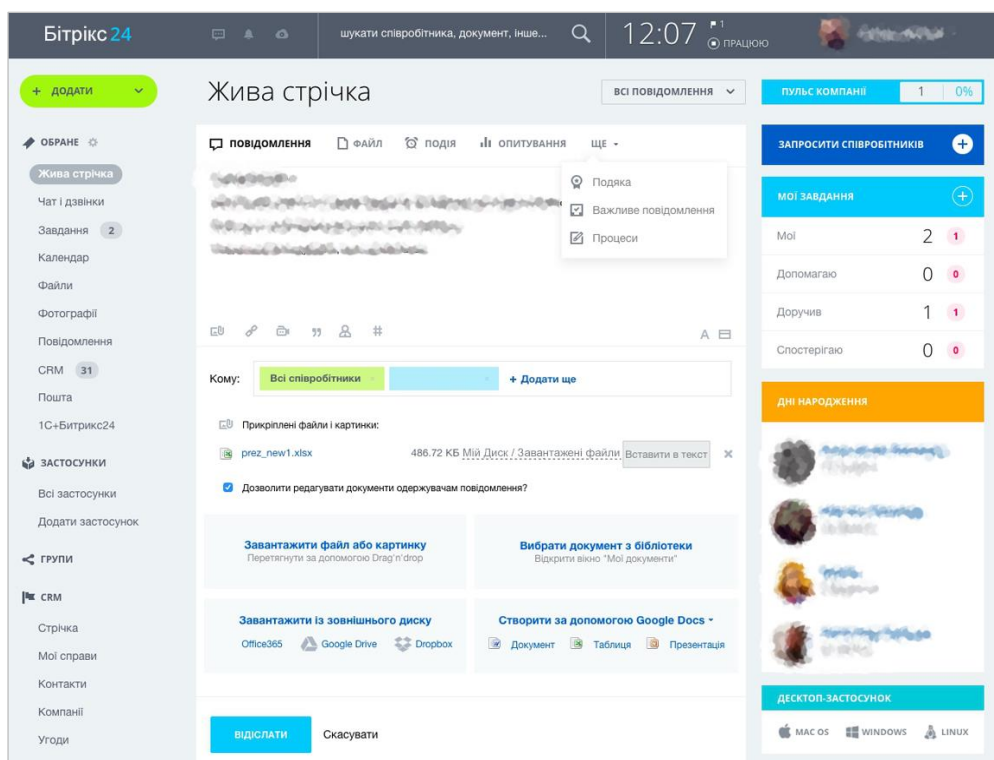


Рис. 2.5. Вікно застосунку «Bitrix24»

Підсумовуючи, варто наголосити, що наразі у сфері інформаційного забезпечення в АТ «Полтавагаз» основним і найбільш складним процесом є перехід до системи електронного документообігу. У таблиці 2.3 проаналізовано основні проблеми, що виникають у процесі впровадження системи, а також запропоновано певні шляхи для їх подолання.

Таблиця 2.3

## Проблеми переходу до системи електронного документообігу

Тип	Опис	Шляхи вирішення
Правильність ведення електронного документообігу відповідно до специфіки діяльності підприємства	Перехід до електронного документообігу без врахування особливостей обліку підприємства та особливостей комп'ютерних технологій призводить до постійних збоїв у роботі бухгалтерської системи.	Проведення детального аналізу існуючого документообігу й розробка проекту впровадження електронного документообігу, який врахував би особливості обліку підприємства та структуру бухгалтерської комп'ютерної системи, яку планується впровадити на підприємстві.

Продовження табл. 2.3

Оптичне введення документів з паперового носія та обробка отриманої інформації в графічному вигляді	Автоматизоване переведення паперових первинних документів можливе лише за допомогою сканувального обладнання. І хоча процес сканування є досить швидким, проте подальше розпізнавання електронного графічного файлу в дані, придатні для обробки комп'ютерною програмою, займає досить багато часу та потребує значних затрат праці.	Розробка оптимальних уніфікованих форм документів, що були б придатні для швидкої обробки після сканування; розміщення в документах необхідних реквізитів, що потрібні для подальшого використання в електронному вигляді; заповнення документів друкованими літерами з метою швидкого їх розпізнавання програмою.
Відповідність реквізитів електронного документа прийнятим стандартам	У законодавстві зазначено, що юридичну силу електронний документ може мати лише за наявності обов'язкових реквізитів. Проте законодавчо затверджений перелік таких реквізитів відсутній.	Крім стандартних реквізитів необхідно також використовувати електронний підпис та позначки про зміну чи доповнення документа.
Контроль за правами доступу	Користувачі системи можуть мати доступ до інформації, на користування якої вони не мають права.	Необхідно розмежовувати доступ до інформації для відповідних користувачів за рахунок використання різних засобів захисту.
Захист електронного документа і його реквізитів	При зберіганні електронного документа можливе його псування чи видозміна.	Використання апаратних і розробка нових програмних засобів захисту.

Система дистанційного отримання показників з приладів обліку теж має певні недоліки: використання стандартів зв'язку GSM потребує значних затрат на оплату послуг мобільного зв'язку, маючи при цьому низьку швидкість передачі даних та

здійснюючи надмірне навантаження на систему у години найбільш активного опитування приладів на вузлах обліку газу.

Вирішити проблему можна шляхом повного переходу на застосування модемів із підтримкою GPRS-каналів.

## 2.4. Аналіз фінансово-економічних показників діяльності підприємства

Для більш повного і ґрунтовного дослідження поточного стану АТ «Полтавагаз» варто здійснити аналіз основних фінансово-економічних показників його діяльності. Це дасть змогу більш детально виявити проблеми ефективності ведення господарських процесів та резерви покращення фінансового стану підприємства в даний період.

Розрахунки здійснюються на основі бухгалтерської інформації про результати діяльності АТ «Полтавагаз» за 2018-2020 рр. поданої в додатку Б:

- форми №1 – «Баланс» (Звіт про фінансовий стан);
- форми №2 – «Звіт про фінансові результати»;
- форми №3 – «Звіт про рух грошових коштів» (за прямим методом);
- форми №4 – «Звіт про власний капітал».

1) У табл. 2.4 розглядається динаміка капіталу та ресурсів підприємства у досліджуваному періоді:

Таблиця 2.4

### Динаміка капіталу та ресурсів АТ «Полтавагаз» у 2018-2020 рр.

№ з/п	Показники	Рік			Відхилення				Джерело/ формула розрахунку
		2018	2019	2020	2020/2019 рр.		2020/2018 рр.		
					Абсолютне	Темп приросту, %	Абсолютне	Темп приросту, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Середня вартість сукупного капіталу, тис. грн	431 476,0	485 009,5	562 482,0	77 472,5	16,0	131 006,0	30,4	Ф.1, 0,5 · (ряд. 1300 гр.3 + ряд. 1300 гр.4)
2	Середня вартість власного капіталу, тис. грн	110 935,5	46 606,5	42 661,5	-3 945,0	-8,5	-68 274,0	-61,5	Ф.1, 0,5 · (ряд. 1495 гр.3 + ряд. 1495 гр.4)



## Продовження табл. 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Середньорічна вартість основних засобів, тис. грн	558 199,0	594 378,0	639 982,5	45 604,5	7,7	81 783,5	14,7	Ф.1, 0,5 · (ряд. 1011 гр.3 + ряд. 1011 гр.4)
4	Середні залишки оборотних засобів, тис. грн	75 083,5	111 673,0	150 488,0	38 815,0	34,8	75 404,5	100,4	Ф.1, 0,5 · (ряд. 1195 гр.3 + ряд. 1195 гр.4)
5	Середньооблікова чисельність працівників, осіб	1 880	1 847	1 860	13,0	0,7	-20,0	-1,1	Оперативні дані

Середня вартість сукупного капіталу протягом досліджуваного періоду зростає: у 2020 році вона становила 562 482,0 тис. грн, що на 16,0% та 30,4% більше, ніж у 2019 та 2018 роках відповідно.

Однак, при цьому середня вартість власного капіталу зазнала значних негативних змін, загалом зменшившись за досліджувані роки на 61,5%. Динаміка капіталу підприємства представлена на рис. 2.6.

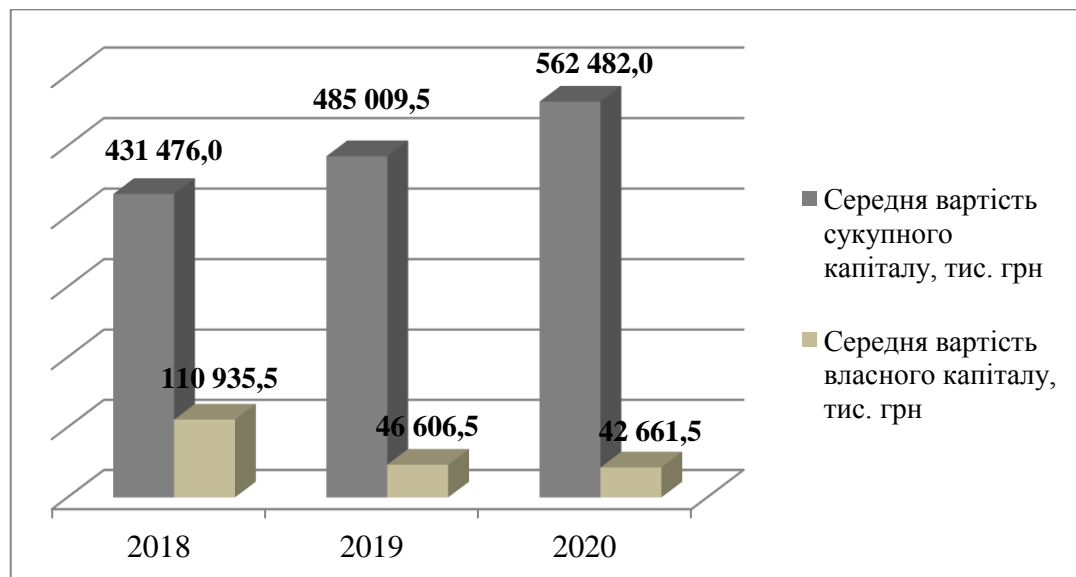


Рис. 2.6. Динаміка капіталу АТ «Полтавагаз» у 2018-2020 рр.

Очевидно, що збільшення вартості сукупного й одночасно різке зменшення власного капіталу свідчить про негативні зміни у балансі компанії за рахунок збільшення її зобов'язань, що є перепорою для економічного зростання.

Середньорічна вартість основних засобів у 2020 році становила 639 982,5 тис. грн, маючи тенденцію до незначного зростання на 7,7% порівняно з 2019 та 14,7% порівняно з 2018 роками.

Середні залишки оборотних засобів протягом 2020 року зросли до 150 488,0 тис. грн, що на 34,8% більше, ніж в попередньому році, та вдвічі більше за їхню вартість у 2018 році. Таке значне зростання може свідчити про утворення більш мобільної структури активів.

У чисельності працівників за досліджуваний період суттєвих змін не відбулося, загалом вона знизилася на 1,1%.

2) На основі даних таблиці 2.5 можна провести оцінку основних економічних та фінансових результатів діяльності підприємства у 2018-2020 рр.

Таблиця 2.5

## Основні економічні та фінансові результати діяльності

## АТ «Полтавагаз» у 2018-2020 рр.

№ з/п	Показники	Рік			Відхилення				Джерело/формула розрахунку
		2018	2019	2020	2020/2019 рр.		2020/2018 рр.		
					Абсолютне	Темп приросту, %	Абсолютне	Темп приросту, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Чистий дохід від реалізації продукції, тис. грн	523 643,0	425 774,0	621 979,0	196 205,0	46,1	98 336,0	18,8	Ф.2, ряд. 2000, гр.3
2	Собівартість реалізованої продукції, тис. грн	584 646,0	528 537,0	578 474,0	49 937,0	9,4	-6 172,0	-1,1	Ф.2, ряд. 2050, гр.3
3	Валовий прибуток (збиток), тис. грн	-61 003,0	-102 763,0	43 505,0	146 268,0	142,3	104 508,0	171,3	Ф.2, ряд. 2090 (2095), гр.3

## Продовження табл. 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Прибуток (збиток) від операційної діяльності, тис. грн	-74 345,0	-100 294,0	11 890,0	112 184,0	111,9	86 235,0	116,0	Ф.2, ряд. 2190 (2195), гр.3
5	Прибуток (збиток) від звичайної діяльності до оподаткування, тис. грн	-75 808,0	-102 894,0	41 013,0	143 907,0	139,9	116 821,0	154,1	Ф.2, ряд. 2290 (2295), гр.3
6	Чистий прибуток (збиток), тис. грн	-75 825,0	-103 511,0	41 013,0	144 524,0	139,6	116 838,0	154,1	Ф.2, ряд. 2350 (2355), гр.3
7	Продуктивність праці, тис. грн/особу	278,5	230,5	334,4	103,9	45,1	55,9	20,1	Чистий дохід/сер. обл. Ч <sub>прац</sub>

З рис. 2.7, на якому зображена динаміка найважливіших фінансових результатів, очевидно, що 2020 рік став переломним та успішним для підприємства, адже в його фінансовому стані відбулися кардинальні зміни.

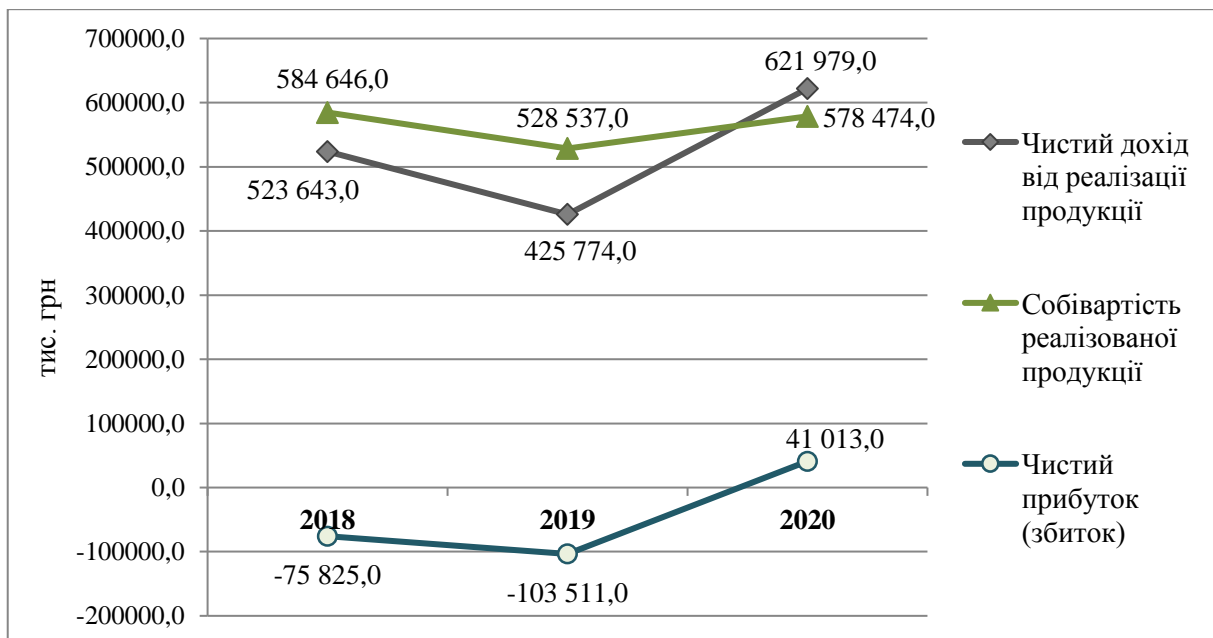


Рис. 2.7. Динаміка основних фінансових результатів діяльності АТ «Полтавагаз» у 2018-2020 рр.

Чистий дохід від реалізації продукції (робіт, послуг) зріс на 46,1% порівняно з 2019 роком, а його загальне зростання за досліджуваний період становило 18,8%.

Значних змін у собівартості реалізованої продукції (робіт, послуг) не відбулося (загалом знизилася на 1,1%), проте варто зазначити, що в попередні роки її значення перевищували значення чистого доходу, через що підприємство мало валові збитки у 2018 та 2019 роках у розмірі 61 003,0 тис. грн та 102 763,0 тис. грн відповідно.

Однак, вже в 2020 році у зв'язку зі значним зростанням чистого доходу можна спостерігати наявність валового прибутку, який становить 43 505,0 тис. грн.

Продуктивність праці у 2020 році становила 334,4 тис. грн/особу, що на 45,1% більше, ніж у 2019, та на 20,1% більше порівняно з 2018 роком.

Загалом темп приросту чистого фінансового результату АТ «Полтавагаз» у 2020 році порівняно з 2019 роком становив 139,6%, а відносно 2018 року – 154,1%.

Тож, на противагу збитковості у попередні роки в 2020 році діяльність підприємства стала прибутковою переважно за рахунок зміни фінансового результату від операційної діяльності (зріс на 116%). Тобто, можна зробити висновок, що такі позитивні зрушення пов'язані зі зростанням тарифу на послуги розподілу природного газу в 2020 році.

3) У таблиці 2.6 визначено показники рентабельності підприємства.

Варто зазначити, що в даному випадку досліджувані коефіцієнти є лише орієнтовними інтегральними показниками, які в загальному вигляді відображають ефективність роботи підприємства.

Оскільки у 2018-2019 рр. діяльність підприємства була збитковою, то значення отриманих коефіцієнтів для цих років можна вважати показниками збитковості.

Індикаторами для оцінки було обрано певні нормативні значення коефіцієнтів, які відповідають нормі рентабельності, закладеній у структуру планованої тарифної виручки.

Таблиця 2.6

Аналіз показників рентабельності (збитковості) АТ «Полтавагаз»  
у 2018-2020 рр.

№ з/п	Показники	Рік			Відхилення				Норм. значення	Джерело/ формула розрахунку
		2018	2019	2020	2020/2019 рр.		2020/2018 рр.			
					Абсолютне	Темп приросту, %	Абсолютне	Темп приросту, %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Коефіцієнт рентабельності (збитковості) активів	-0,18	-0,21	0,07	0,29	134,2	0,25	141,5	≥ 0,14	Чистий прибуток/ сукупний капітал
2	Коефіцієнт рентабельності (збитковості) власного капіталу	-0,68	-2,22	0,96	3,18	143,3	1,64	240,7	≥ 0,2	Чистий прибуток/ власний капітал
3	Коефіцієнт рентабельності діяльності підприємства	-0,14	-0,24	0,07	0,31	127,1	0,21	145,5	зрост.	Чистий прибуток/ чистий дохід
4	Коефіцієнт рентабельності продукції (робіт, послуг)	-0,10	-0,19	0,08	0,27	138,7	0,18	172,1	≥ 0,098	Валовий прибуток/ собіварт.

У 2018-2019 рр. ситуація була найбільш несприятливою для власного капіталу, що, ймовірно, негативно позначилося на акціях підприємства.

У 2020 році можна спостерігати різке зростання рентабельності власного капіталу на 143,3% порівняно з 2019 роком та на 240,7% за досліджуваний період загалом, однак, не можна дати цьому явищу однозначну оцінку, оскільки воно відбулося переважно за рахунок значного зменшення вартості власного капіталу за досліджуваний період.

Хоч у 2020 році показники рентабельності й досягли додатних значень, однак, все ще залишаються на низькому рівні й не відповідають орієнтовним нормативним значенням.

4) Аналіз платоспроможності підприємства здійснюється на основі показників ліквідності (табл. 2.7).

Таблиця 2.7

## Показники платоспроможності АТ «Полтавагаз» у 2018-2020 рр.

№ з/п	Показники	Рік			Відхилення				Норм. значення	Джерело/ формула розрахунку
		2018	2019	2020	2020/2019 рр.		2020/2018 рр.			
					Абсолютне	Темп приросту, %	Абсолютне	Темп приросту, %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Коефіцієнт загальної (поточної) ліквідності	0,34	0,32	0,33	0,01	3,1	-0,01	-2,9	> 2	Об. активи / Пот. зобов'яз.
2	Коефіцієнт швидкої ліквідності	0,23	0,26	0,28	0,02	7,7	0,05	21,7	0,6 < ... < 1	(Об. активи – Запаси) / Пот. зобов'язання
3	Коефіцієнт абсолютної (термінової) ліквідності	0,08	0,10	0,13	0,03	30,0	0,05	62,5	0,2 < ... < 0,35	(Гроші + Пот. фін. інвест.) / Пот. зобов'яз.

Протягом 2018-2020 рр. відбувалося значне зростання коефіцієнта абсолютної ліквідності. У 2020 році він становив 0,13, що на 30,0% більше, ніж у 2019, та на 62,5% більше, ніж у 2018 році, що вказує на посилення здатності підприємства терміново покривати боргові зобов'язання за власні кошти.

Також позитивну динаміку мав коефіцієнт швидкої ліквідності, який за досліджуваний період зріс на 21,7%. Це означає, що у компанії стало більше можливостей погасити свої зобов'язання, якщо виникне нагальна потреба.

Проте, жоден з коефіцієнтів не досягнув меж нормативних значень, що свідчить про нестачу поточних активів, неефективне управління дебіторською заборгованістю та неспроможність погасити свої короткострокові зобов'язання.

5) Показники ділової активності підприємства наведені в табл. 2.8

Таблиця 2.8

## Аналіз показників ділової активності АТ «Полтавагаз» у 2018-2020 рр.

№ з/п	Показники	Рік			Відхилення				Норм. значення	Джерело/ формула розрахунку
		2018	2019	2020	2020/2019 рр.		2020/2018 рр.			
					Абсолютне	Темп приросту, %	Абсолютне	Темп приросту, %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Коефіцієнт оборотності капіталу, об.	1,21	0,88	1,11	0,23	26,1	-0,10	-8,3	зрост	Чистий дохід/сер. варт. сукуп. капіталу
2	Середній період обороту капіталу, днів	297	409	324	-85,00	-20,8	27	9,1	зменш	360/ коефіцієнт оборотності капіталу
3	Коефіцієнт оборотності власного капіталу, об.	4,72	9,14	14,58	5,44	59,5	9,86	208,9	зрост	Чистий дохід/сер. варт. власн. капіталу
4	Середній період обороту власного капіталу, днів	76	39	24	-15,00	-38,5	-52	-68,4	зменш	360/ коефіцієнт обор. власн. капіталу
5	Фондовіддача, грн/грн	0,94	0,72	0,97	0,25	34,7	0,03	3,2	зрост	Чистий дохід/сер. річн. варт. ОЗ
6	Коефіцієнт зносу основних засобів на кінець року	0,4203	0,4269	0,4291	0,00	0,5	0,01	2,1	< 0,5	Ф.1, ряд.1012 гр.4 / ряд. 1011 гр. 4
7	Коефіцієнт оборотності оборотних засобів, об.	6,97	3,81	4,13	0,32	8,4	-2,84	-40,7	зрост	Чистий дохід/сер. зал. обор. засобів
8	Середній період обороту оборотних засобів, днів	52	94	87	-7,00	-7,4	35	67,3	зменш	360/ коефіцієнт оборотності об. засобів
9	Коефіцієнт оборотності дебіторської заборгованості, об.	23,39	13,62	12,58	-1,04	-7,6	-10,81	-46,2	зрост	Чистий дохід/сер. сума дебіт. заборг.
10	Середній період обороту дебіторської заборгованості, днів	15	26	28	2,00	7,7	13	86,7	зменш	360/ коефіцієнт оборотності дебіт. заборг.
11	Коефіцієнт оборотності кредиторської заборгованості, об.	2,91	1,4	1,51	0,11	7,9	-1,40	-48,1	зрост	Чистий дохід/сер. сума дебіт. заборг.
12	Середній період обороту кредиторської заборгованості, днів	123	257	238	-19,00	-7,4	115,00	93,5	зменш	360/ коефіцієнт оборотності дебіт. заборг.

Аналізуючи показники ділової активності АТ «Полтавагаз», можна помітити, що у 2019 році відбулося значне її погіршення, а в 2020 році ситуація дещо покращилася. Однак, протягом досліджуваного періоду майже всі показники демонструють незадовільні значення.

Позитивну динаміку мають показники використання основних засобів. Фондовіддача у 2020 році зросла на 34,7% порівняно з 2019 роком та на 3,2% загалом за досліджуваний період. Коефіцієнт зносу основних засобів вагомих змін не мав та не перевищив граничне значення, що загалом можна оцінити позитивно.

Коефіцієнт оборотності капіталу у 2020 році збільшився на 26,1%, що також свідчить про позитивні зміни в ефективності використання всіх наявних ресурсів на підприємстві порівняно з 2019 роком, але відносно 2018 року він зменшився на 8,6%.

Коефіцієнт оборотності оборотних засобів за весь період зменшився на 40,7%, що негативно впливає на прибутковість діяльності й ліквідність підприємства в цілому.

Коефіцієнти оборотності дебіторської та кредиторської заборгованості мали тенденцію до зменшення у 2018-2020 рр., що також є негативним фактором.

Середній період обороту дебіторської заборгованості у 2020 році становив 28 днів, тобто у середньому кожні 28 днів підприємство отримує кошти за розрахунками зі споживачами послуг. А от середній термін погашення кредиторської заборгованості значно вищий – 238 днів. Стійкість фінансового становища залежить від співвідношення коефіцієнтів оборотності дебіторської та кредиторської заборгованості.

Тож, можна зробити висновок, що компанія має низьку ефективність використання ресурсів та залучає значно більше коштів від кредиторів, ніж надає дебіторам, що є ознакою кризи ліквідності та свідчить про складнощі з погашенням кредитних зобов'язань.



б) Для визначення типу фінансової стійкості підприємства розрахуємо показники фінансової стійкості та порівняємо їх з нормативними значеннями (табл. 2.9).

Таблиця 2.9

## Аналіз показників фінансової стійкості АТ «Полтавагаз» у 2018-2020 рр.

№ з/п	Показники	Рік			Відхилення				Норм. значення	Джерело/ формула розрахунку
		2018	2019	2020	2020/2019 рр.		2020/2018 рр.			
					Абсолютне	Темп приросту, %	Абсолютне	Темп приросту, %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Коефіцієнт автономії (фінансової незалежності)	0,26	0,10	0,08	-0,02	-20,0	-0,18	-69,2	> 0,5	Власний капітал / Сукупний капітал
2	Коефіцієнт фінансування (співвідношення власного і позикового капіталу)	0,35	0,11	0,08	-0,02	-22,8	-0,26	-76,3	> 1	Власний капітал / Зобов'язання
3	Коефіцієнт фінансового ризику (фінансової залежності)	2,89	9,41	12,18	2,78	29,5	9,30	321,7	< 1	Зобов'язання / Власний капітал
4	Коефіцієнт фінансової стабільності	0,48	0,27	0,19	-0,08	-29,6	-0,29	-60,4	0,7-0,9	Власний капітал + Довгострокові зобов'язання / Сукуп. капітал

Аналізуючи отримані коефіцієнти, можна зробити висновок, що протягом досліджуваного періоду значно посилилася залежність АТ «Полтавагаз» від залучених ресурсів, адже відбулося значне зменшення вартості власного капіталу у 2019 та 2020 роках.

Коефіцієнт фінансової стабільності, який визначає частку тих джерел фінансування, які підприємство може використовувати тривалий час (більше року) показав, що у 2020 році на 1 грн сукупного капіталу припадає лише 0,19 грн таких джерел, що на 29,6% менше, ніж у 2019 році, та на 60,4% менше, ніж у 2018.

Коефіцієнт фінансового ризику демонструє, що у 2020 році на 1 грн власного капіталу припадає 12,18 грн позикових коштів. Цей показник мав найбільшу негативну динаміку, адже за весь досліджуваний період він зріс на 321,7%.

Визначимо також узагальнюючі показники фінансової стійкості (табл. 2.10), використавши для їх аналізу такі нормативи:

- якщо  $E_1, E_2, E_3 > 0$ , то підприємство має абсолютну фінансову стійкість;
- якщо  $E_1 < 0$ , а  $E_2, E_3 > 0$ , то підприємство має нормальну фінансову стійкість;
- якщо  $E_1, E_2 < 0$ , а  $E_3 > 0$ , то підприємство має нестійкий фінансовий стан;
- якщо  $E_1, E_2, E_3 < 0$ , то підприємство має кризовий стан фінансової стійкості.

Табл. 2.10

Узагальнюючі показники фінансової стійкості АТ «Полтавагаз»  
у 2018-2020 рр.

#	Показники	На кінець 2018 року	На кінець 2019 року	На кінець 2020 року	Джерело/ формула розрахунку
H <sub>1</sub>	Наявність власних оборотних коштів для формування запасів	-291 602,0	-207 858,0	-376 807,0	Вл. капітал – Необ. активи
H <sub>2</sub>	Наявність власних оборотних та довгострокових позикових коштів для формування запасів	-176 113,0	-149 636,0	-301 500,0	H <sub>1</sub> + Довгострок. зобов'язання
H <sub>3</sub>	Наявність власних оборотних, довгострокових і короткострокових позикових коштів для формування запасів	-176 113,0	-149 636,0	-301 500,0	H <sub>2</sub> + Короткостр. кредити банк. + Доходи майб. періодів
H <sub>4</sub>	Запаси	21 103,0	22 371,0	28 216,0	Запаси
E <sub>1</sub>	Надлишок (+) нестача (-) власних оборотних коштів для формування запасів	-312 705,0	-230 229,0	-405 023,0	H <sub>1</sub> – H <sub>4</sub>
E <sub>2</sub>	Надлишок (+) нестача (-) власних обігових та довгострокових позикових коштів для формування запасів	-197 216,0	-172 007,0	-329 716,0	H <sub>2</sub> – H <sub>4</sub>
E <sub>3</sub>	Надлишок (+) нестача (-) власних обігових, довгострокових і короткострокових позикових	-197 216,0	-172 007,0	-329 716,0	H <sub>3</sub> – H <sub>4</sub>

	коштів для формування запасів				
--	-------------------------------	--	--	--	--

Очевидно, що підприємству критично не вистачає власних коштів, тому стан його фінансової стійкості можна охарактеризувати як кризовий.

Загалом, аналіз основних результатів та інших показників діяльності показав, що наразі фінансовий стан АТ «Полтавагаз» досить суперечливий. З одного боку, воно має значну позитивну динаміку чистого доходу та чистого прибутку у 2020 році, адже з категорії компаній зі збитковою діяльністю товариство перейшло в категорію прибуткових, що, безперечно, вже є успіхом для підприємства критичної інфраструктури.

Однак, рентабельність діяльності компанії все ще залишається на низькому рівні, а її платоспроможність, ділова активність та фінансова стійкість є незадовільними.

Оскільки основним джерелом доходів підприємств-операторів газорозподільної системи є тарифна виручка, то, безперечно, для покращення фінансового стану перш за все потрібно переглянути питання щодо економічної обґрунтованості чинного тарифу. Також доцільно налагодити ефективність управління дебіторською й кредиторською заборгованістю та приділити увагу формуванню власного оборотного капіталу.

## РОЗДІЛ 3

### ЕКОНОМІКО-МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СОБІВАРТОСТІ ПРОДУКЦІЇ АТ «ПОЛТАВАГАЗ»

#### **3.1. Аналіз та прогнозування собівартості продукції за допомогою адаптивного моделювання**

В умовах, коли дохідна частина підприємства майже повністю підлягає контролю й залежить від встановленого тарифу, доцільно й стратегічно важливо проводити аналіз динаміки, здійснювати прогнозування й шукати шляхи оптимізації його витратної частини, передусім собівартості послуг з розподілу природного газу.

В основу переважної більшості екстраполяційних методів прогнозування покладено виділення тренду, тобто опис тенденції, яка спостерігається протягом досліджуваного періоду. Тож, перш ніж здійснювати прогнозування собівартості, необхідно підтвердити чи спростувати гіпотезу про наявність тенденції [13].

Для соціально-економічних явищ характерні три типи тенденцій:

- тенденція середнього рівня (аналітична), що задається математичною функцією та може бути відображена графічно;
- тенденція дисперсії, яка характеризує зміну відхилення теоретичних значень, отриманих за рівнянням тренду, від емпіричних даних;
- тенденція автокореляції, що показує характер зміни кореляційного зв'язку між послідовними рівнями часового ряду [15].

Відповідно до них використаємо три методи виявлення тенденції.

1) Метод перевірки різниць середніх рівнів передбачає поділ досліджуваного ряду на дві частини з приблизно однаковою кількістю спостережень і розрахунок для кожної з них середнього значення та дисперсії.

Гіпотезу про однорідність дисперсії обох частин перевіримо за допомогою критерію Фішера:

$$F = \begin{cases} \frac{\sigma_1^2}{\sigma_2^2}, \text{ якщо } \sigma_1^2 > \sigma_2^2; \\ \frac{\sigma_2^2}{\sigma_1^2}, \text{ якщо } \sigma_1^2 < \sigma_2^2. \end{cases} \quad (3.1)$$

Якщо значення  $F$  виявиться більшим за табличне (критичне) значення  $F_{\text{крит}}$ , то приймається гіпотеза про однорідність, якщо меншим або рівним йому, то метод не може дати відповідь на питання про наявність чи відсутність тенденції.

Остаточне підтвердження присутності тренду можна отримати, розрахувавши значення критерію Ст'юдента за формулою (3.7) та порівнявши його з табличним значенням.

$$t = \frac{|\bar{Y}_1 - \bar{Y}_2|}{\sigma \sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2}}} \quad (3.2)$$

де  $\bar{Y}_1, \bar{Y}_2$  – середні значення частин ряду;

$n_1, n_2$  – кількість спостережень в кожній з частин;

$\sigma$  – середньоквадратичне відхилення різниці середніх, яке обчислюється за формулою:

$$\sigma = \sqrt{\frac{(n_1 - 1)\sigma_1^2 + (n_2 - 1)\sigma_2^2}{n_1 + n_2 - 2}}. \quad (3.3)$$

Якщо розрахункове значення  $t$  більше за табличне, це свідчить про наявність тренду, в протилежному випадку – про відсутність [17].

Для здійснення обчислень скористаємося табличним редактором MS Excel та відобразимо результати перевірки на рис. 3.1.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Метод перевірки різниць середніх рівнів									
2	Роки	Рівні, t	Фактичні дані	$(Y_1 - \bar{Y}_1)^2$	$(Y_2 - \bar{Y}_2)^2$	середнє значення, $\bar{Y}_1$	дисперсія, $\sigma_1^2$	середнє значення, $\bar{Y}_2$	дисперсія, $\sigma_2^2$	
3	2013	1	263 553,0	3 365 659 095,1	2 531 599 225,0	321 567,3	5 815 784 271,7	547 114,0	1 317 201 194,5	
4	2014	2	256 923,2	4 178 859 361,8	1 408 651 024,0					
5	2015	3	348 398,0	719 886 420,6	345 104 929,0			$\bar{Y}_1 - \bar{Y}_2$	$F_{розр}$	$F_{табл}$
6	2016	4	417 395,0	9 182 947 937,6	983 449 600,0			-225 546,7	4,415	9,277
7	2017	5	496 799,0	17 447 352 815,1	5 268 804 778,0					
8	2018	6	584 646,0					Середньоквадр. відхилення різниць середніх, $\sigma$		59 720,1
9	2019	7	528 537,0							
10	2020	8	578 474,0			Умови: $F_{розр} < F_{табл}$				
11						$t_{розр} > t_{табл}$			$t_{розр}$	$t_{табл}$
12								5,341	2,447	

Рис. 3.1. Розрахунки за методом перевірки різниць середніх рівнів у MS Excel

Бачимо, що  $F_{розр} = 4,415 < F_{табл} = 9,277$ , і  $t_{розр} = 5,341 > t_{табл} = 2,447$ . Отже, всі умови виконуються, тому гіпотеза про наявність тренду приймається.

2) Метод Фостера-Стюарта дає можливість перевірити часовий ряд на наявність тренду дисперсії. Для цього необхідно порівняти кожний рівень ряду з попередніми й сформувані такі послідовності  $K_t$  і  $L_t$ :

$$K_t = \begin{cases} 1, \text{ якщо } Y_t \text{ більше за всі попередні рівні;} \\ 0, \text{ у протилежному випадку.} \end{cases} \quad (3.4)$$

$$L_t = \begin{cases} 1, \text{ якщо } Y_t \text{ менше за всі попередні рівні;} \\ 0, \text{ у протилежному випадку.} \end{cases}$$

Потім визначаються величини  $s$  та  $d$  як суми утворених рядів. Вони характеризують зміни середньої та дисперсії ряду відповідно і є випадковими з математичним сподіванням  $\mu$  для  $s$  та  $0$  для  $d$ .

За допомогою критерію Ст'юдента необхідно перевірити гіпотези про випадкове відхилення  $s$  від  $\mu$  та  $d$  від нуля:

$$t_s = \frac{|s - \mu|}{\sigma_s}; \quad \sigma_s = \sqrt{2 \ln n - 3,4253}; \quad (3.5)$$

$$t_s = \frac{|d - 0|}{\sigma_d}; \sigma_d = \sqrt{2 \ln n - 0,8456}, \quad (3.6)$$

де  $\mu$  – математичне сподівання  $s$  для випадкового ряду;

$\sigma_s, \sigma_d$  – середньоквадратичні відхилення величин  $s$  і  $d$  для випадкового ряду.

Отримані значення порівнюються з табличним значенням критерію Ст'юдента. Якщо останнє більше за розрахункове значення, то відповідний тренд (середнього рівня або дисперсії) присутній [17].

Результати розрахунків за методом Фостера-Стюарта зображені на рис. 3.2.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Метод Фостера-Стюарта										
2	Роки	Рівні, $t$	Фактичні дані, $Y_t$	$K_t$	$L_t$	$K_t + L_t$	$K_t - L_t$		Математичне сподівання, $\mu$	Середньокв. відхилення, $\sigma_s$	Середньокв. відхилення, $\sigma_d$
3	2013	1	263 553,0						3,547	1,195	1,888
4	2014	2	256 923,2	0	1	1	-1				
5	2015	3	348 398,0	1	0	1	1		$t_s$	$t_d$	$t_{табл}$
6	2016	4	417 395,0	1	0	1	1		0,379	0,530	2,571
7	2017	5	496 799,0	1	0	1	1				
8	2018	6	584 646,0	1	0	1	1		Умови:	$t_s > t_{табл}$	
9	2019	7	528 537,0	0	0	0	0			$t_d > t_{табл}$	
10	2020	8	578 474,0	0	0	0	0				
11				4	1						
12				s	d						

Рис. 3.2. Перевірка наявності тенденції за методом Фостера-Стюарта в MS Excel

Очевидно, що наявні і тренд середнього рівня, і тренд дисперсії, адже  $t_{табл} = 2,571 > t_d = 0,530 > t_s = 0,379$ .

3) Щоб перевірити наявність тенденції за методом рангової кореляції, обчислимо коефіцієнт рангової кореляції:

$$r = 1 - \frac{4Q}{n(n-1)}, \quad (3.7)$$

де  $Q$  – кількість пар рівнів вихідного ряду, у яких  $Y_t > Y_{t+1}$ .

Значення  $r$ , близьке до  $-1$ , свідчить про наявність від'ємного тренду, а близьке до  $1$  – про наявність додатного. Якщо ж  $r$  наближене до  $0$ , то тенденція у часовому ряді відсутня [17].

Проведемо відповідні розрахунки в MS Excel (рис. 3.3):

	A	B	C	D	E
1	Метод рангової кореляції				
2	<b>Роки</b>	<b>Рівні, t</b>	<b>Фактичні дані, <math>Y_t</math></b>	<b><math>Y_t &gt; Y_{t+1}</math></b>	<b>Коефіцієнт рангової кореляції, r</b>
3	2013	1	263 553,0	1	0,857
4	2014	2	256 923,2	0	
5	2015	3	348 398,0	0	Умова:
6	2016	4	417 395,0	0	$r \rightarrow 1$
7	2017	5	496 799,0	0	
8	2018	6	584 646,0	1	
9	2019	7	528 537,0	0	
10	2020	8	578 474,0	0	
11			<b>Q =</b>	<b>2</b>	

Рис. 3.3. Розрахунки за методом рангової кореляції в MS Excel

Коефіцієнт рангової кореляції  $r$  наближений до  $1$ , тому робимо висновок про наявність додатної тенденції автокореляції.

Отже, у вихідному часовому ряді спостерігаються усі види тенденцій, притаманні соціально-економічним явищам: середнього рівня, дисперсії, а також додатний тренд автокореляції.

Оскільки гіпотеза про наявність тенденції підтверджена, можемо здійснити прогнозування собівартості за допомогою моделей з одним фактором «час».

Як було зазначено раніше, показники діяльності АТ «Полтавагаз» мають значну залежність від змін нормативно-правового поля, а тому через невизначеність щодо майбутніх напрямків законодавчих змін доцільно застосувати саме адаптивні



моделі, які відрізняються здатністю самонавчатися й швидко пристосовувати свої параметри й структуру до зміни умов. Якщо надходять нові дані, значення прогнозу змінюється, адаптуючись до нової інформації, і водночас стає більш чутливим до неї [26]. У нашому випадку потреба до високої чутливості прогнозів є очевидною, адже собівартість змінюється здебільшого під впливом чинників, що не залежать від підприємства.

Тож, для прогнозування обираємо лінійні адаптивні моделі Брауна та Хольта, які враховують трендову складову без сезонності [15].

Адаптивна модель Брауна з використанням функції першого порядку дає змогу відобразити лінійну тенденцію та розвиток випадкового процесу, представленого мінливою параболічною тенденцією. Вона містить також коефіцієнт дисконтування даних  $\beta$ , який доцільно обирати з інтервалу  $[0,1; 0,3]$ .

Для здійснення прогнозу собівартості на 2021 рік виконаємо таку послідовність дій у MS Excel (рис. 3.4):

1) На основі вихідних даних шукаємо початкові значення параметрів  $A$  та  $B$  для лінійної залежності за допомогою функції «ЛИНЕЙН» із такими аргументами:

- відомі значення  $y$  – вихідні значення ряду динаміки;
- відомі значення  $x$  – значення  $t$ ;
- константа = 1;
- статистика = 1.

2) Визначаємо теоретичне значення за допомогою лінійної функції (3.8), а також визначаємо похибку прогнозування як різницю між фактичним і теоретичним значенням поточного рівня.

$$Y_{\text{теор}} = At + B. \quad (3.8)$$

3) Відповідно до отриманої похибки та з врахуванням обраного коефіцієнта дисконтування  $\beta$  змінюємо значення параметрів  $A$  та  $B$  на наступному рівні:

$$\begin{aligned} A_{t+1} &= A_t + \beta^2(Y_t - Y_{\text{теор}}); \\ B_{t+1} &= B_t + A_t + \beta^2(Y_t - Y_{\text{теор}}); \end{aligned} \quad (3.9)$$

4) Розраховуємо теоретичні значення ряду та похибку прогнозування, після чого повертаємося до п.3.

5) Для знаходження прогнозу на 2021 рік (9 рівень) використаємо параметри  $A$  та  $B$  попереднього рівня.

6) Розраховуємо похибку отриманого прогнозу за формулою:

$$\sigma_{Y_{\text{теор}}+L} = \sigma_Y \frac{\beta}{(2 - \beta)^5} \sqrt{1 - 4(1 - \beta) + 5(1 - \beta)^2 + 2\beta(4 - 3\beta)n + 2\beta^2L^2}, \quad (3.10)$$

де  $L$  – число рівнів упередження;

$n$  – число рівнів фактичних даних;

$\sigma_Y$  – середньоквадратична похибка, яка обчислюється за формулою:

$$\sigma_Y = \sqrt{\frac{\sum(Y_t - Y_{\text{теор}})^2}{n - m}}, \quad (3.11)$$

де  $m$  – кількість параметрів рівняння тренду.

7) На основі похибки обчислюємо відсоткове значення точності прогнозу.

8) Визначаємо коефіцієнти кореляції, детермінації, а також фактичні значення критеріїв Фішера та Ст'юдента і порівнюємо їх з розрахунковими для базової перевірки моделі на адекватність і відповідність фактичним даним.

9) Будуємо відповідні графіки фактичних і теоретичних даних (рис. 3.5).

Адаптивна модель Брауна												
Роки	Рівні, t	Фактичні дані, Y <sub>t</sub>	A	B	Теоретичні значення, Y <sub>теор</sub>	Похибка моделі, Y <sub>t</sub> - Y <sub>теор</sub>	Відхилення похибки	(Y <sub>t</sub> - Y <sub>теор</sub> ) <sup>2</sup>	(Y <sub>t</sub> - Y <sub>t</sub> ) <sup>2</sup>	(Y <sub>теор</sub> - Y <sub>t</sub> ) <sup>2</sup>	β	
2013	1	263 553,0	51 793,6	201 269,4	253 063,0	10 490,0	0,002	110 040 427,8	29 168 421 526,0	32 861 592 196,1	0,21	
2014	2	256 923,2	52 256,2	253 525,6	358 038,1	-101 114,8	0,155	10 224 212 494,2	31 476 950 594,3	5 822 086 648,5		
2015	3	348 398,0	47 797,1	301 322,7	444 713,8	-96 315,8	0,076	9 276 742 782,5	7 386 139 156,2	107 603 250,9	ЛИНЕЙН	
2016	4	417 395,0	43 549,5	344 872,2	519 070,3	-101 675,3	0,059	10 337 873 108,1	287 155 067,2	7 179 118 921,2	A	B
2017	5	496 799,0	39 065,7	383 937,8	579 266,1	-82 467,1	0,028	6 800 824 011,2	3 901 045 435,9	21 003 388 455,5	51793,62	201269,37
2018	6	584 646,0	35 428,9	419 366,7	631 939,8	-47 293,8	0,007	2 236 705 179,9	22 591 698 121,2	39 045 430 868,0	6840,14	34541,035
2019	7	528 537,0	33 343,2	452 709,9	686 112,3	-157 575,3	0,089	24 829 964 168,3	8 872 952 279,7	63 388 945 968,5	0,91	44329,201
2020	8	578 474,0	26 394,1	479 104,0	690 257,0	-111 783,0	0,037	12 495 446 696,7	20 774 422 469,6	65 493 195 414,5	57,34	6
2021	9				716 651,2			76 311 808 868,7	124 458 784 650,0	234 901 361 723,2	1,13E+11	1,179E+10
					Середньоквадратична похибка	112 776,9	Похибка прогнозу	4 533,1	Точність прогнозу	94,3%		
Перевірка на адекватність:					R	0,622	F <sub>розр</sub>	6,761	t <sub>розр</sub>	2,600		
					R <sup>2</sup>	0,530	F <sub>кр</sub>	5,987	t <sub>кр</sub>	2,447		

Рис. 3.4. Прогнозування собівартості продукції АТ «Полтавагаз» на 2021 рік за допомогою адаптивної моделі Брауна в MS Excel

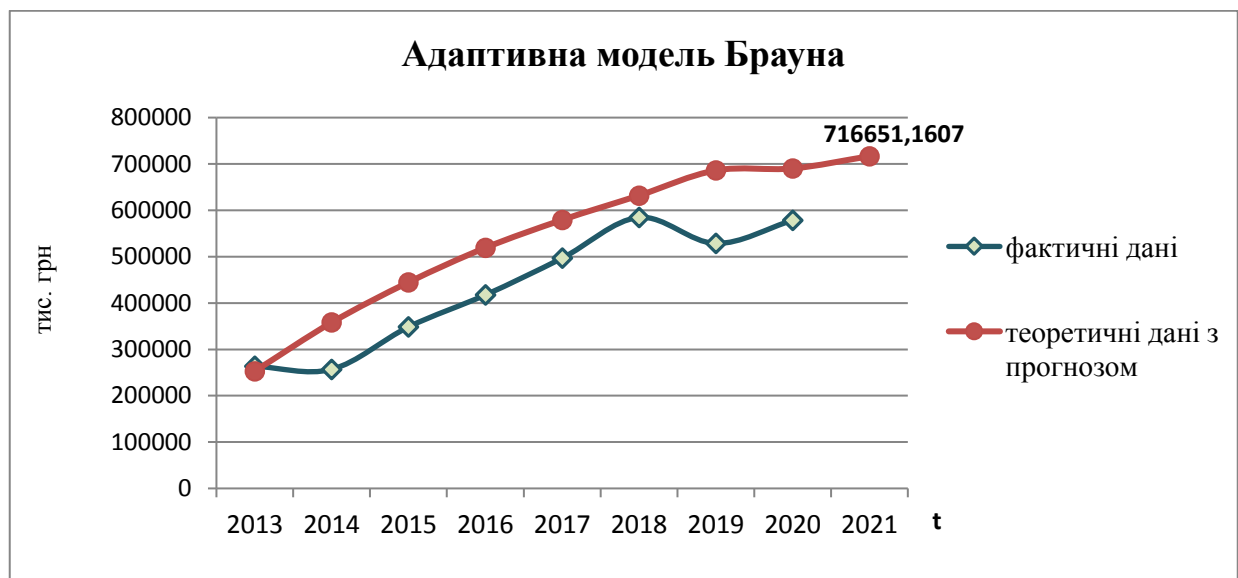


Рис. 3.5. Графіки фактичних і теоретичних даних з прогнозом при використанні адаптивної моделі Брауна

Розрахункові значення критеріїв Фішера та Ст'юдента перевищують відповідні їм табличні значення, що за результатами базової перевірки свідчить про

адекватність моделі відносно статистичних даних, а прогнозне значення собівартості на 2021 рік за моделлю Брауна становить 716 651,2 тис. грн.

Адаптивна модель Хольта є модифікацією моделі Брауна, адже вона передбачає виділення тренду. Застосовують її зазвичай тоді, коли спостерігається тенденція до зростання чи спадання досліджуваного ряду. Щоб управляти рівнем та нахилом у моделі, використовуються відповідні коефіцієнти згладжування для вихідного ряду та тренду ( $\alpha$  і  $\beta$ ) [26].

Для здійснення прогнозу собівартості на 2021 рік за цією моделлю виконаємо таку послідовність дій у MS Excel (рис. 3.6):

1) Перетворимо вихідний ряд, здійснивши експоненційне згладжування за формулою:

$$L_t = \alpha Y_t + (1 - \alpha) \cdot (L_{t-1} + T_{t-1}), \quad (3.12)$$

де  $L_t$  – згладжене значення поточного рівня;

$\alpha$  – коефіцієнт згладжування ряду;

$Y_t$  – фактичне значення поточного рівня;

$L_{t-1}$  – згладжене значення попереднього рівня;

$T_{t-1}$  – значення тренду попереднього рівня.

Коефіцієнт  $\alpha$  знаходиться в межах [0; 1] та обирається самостійно. Для першого рівня згладжене значення дорівнює фактичному.

2) Знаходимо значення тренду:

$$T_t = \beta(L_t + L_{t-1}) + (1 - \beta)T_{t-1}, \quad (3.13)$$

де  $T_t$  – значення тренду для поточного рівня;

$\beta$  – коефіцієнт згладжування тренду;

Коефіцієнт  $\beta$  також обирається з діапазону [0; 1]. Для першого рівня значення тренду дорівнює 0.

3) Розраховуємо теоретичні значення та здійснюємо прогноз, додаючи до згладженого значення останнього рівня відповідне йому значення тренду.

4) Визначаємо похибку моделі як різницю між фактичними та теоретичними даними та обчислюємо відхилення похибки.

5) Розраховуємо точність прогнозу, віднявши від одиниці середню величину відхилень похибок та корегуємо значення коефіцієнтів  $\alpha$  і  $\beta$  таким чином, щоб точність прогнозу була якомога ближчою до 100%.

6) Обчислюємо коефіцієнти кореляції, детермінації, фактичні значення критеріїв Фішера та Ст'юдента і порівнюємо їх з розрахунковими для базової перевірки моделі на адекватність і відповідність статистичним даним.

б) Будуємо графіки фактичних і теоретичних даних (рис. 3.7).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Адаптивна модель Хольта							$\alpha$	$\beta$	Точність прогнозу	
2								0,3	1,0	96,1%	
3	Роки	Рівні, t	Фактичні дані, $Y_t$	Згладжений ряд, $L_t$	Значення тренду, $T_t$	Теоретичні значення, $Y_{теор}$	Похибка моделі, $Y_t - Y_{теор}$	Відхилення похибки	$(Y_t - Y_{теор})^2$	$(Y_t - Y_t)^2$	$(Y_{теор} - Y_t)^2$
4	2013	1	263 553,0	263 553,0	0,0	263 553,0	-	-	0,0	29 168 421 526,0	29 168 421 526,0
5	2014	2	256 923,2	261 895,6	-1 574,6	263 553,0	-6 629,8	0,001	43 954 206,6	31 476 950 594,3	29 168 421 526,0
6	2015	3	348 398,0	282 340,2	19 343,7	260 321,0	88 077,0	0,064	7 757 562 504,9	7 386 139 156,2	30 282 847 762,9
7	2016	4	417 395,0	330 611,7	46 825,1	301 683,9	115 711,1	0,077	13 389 047 687,0	287 155 067,2	17 597 800 840,6
8	2017	5	496 799,0	407 277,4	75 173,6	377 436,8	119 362,2	0,058	14 247 334 199,4	3 901 045 435,9	3 238 047 908,3
9	2018	6	584 646,0	507 999,7	99 444,9	482 451,0	102 195,0	0,031	10 443 825 043,2	22 591 698 121,2	2 314 602 435,6
10	2019	7	528 537,0	587 717,7	80 704,4	607 444,7	-78 907,7	0,022	6 226 418 603,5	8 872 952 279,7	29 964 997 697,2
11	2020	8	578 474,0	645 935,1	59 341,7	668 422,1	-89 948,1	0,024	8 090 662 412,7	20 774 422 469,6	54 794 129 525,1
12	2021	9				<b>705 276,8</b>			<b>60 198 804 657,4</b>	<b>124 458 784 650,0</b>	<b>196 529 269 221,6</b>
13											
14											
15	Перевірка на адекватність:				R	0,719	$F_{розр}$	10,361	$t_{розр}$	3,219	
16					$R^2$	0,633	$F_{ар}$	5,987	$t_{ар}$	2,447	

Рис. 3.6. Прогнозування собівартості продукції АТ «Полтавагаз» на 2021 рік за допомогою адаптивної моделі Хольта в MS Excel

Розрахункові значення критеріїв Фішера та Ст'юдента перевищують табличні, тому за результатами базової перевірки модель можна вважати адекватною. Прогнозне значення собівартості на 2021 рік за моделлю Хольта становить 705 276,8 тис. грн.

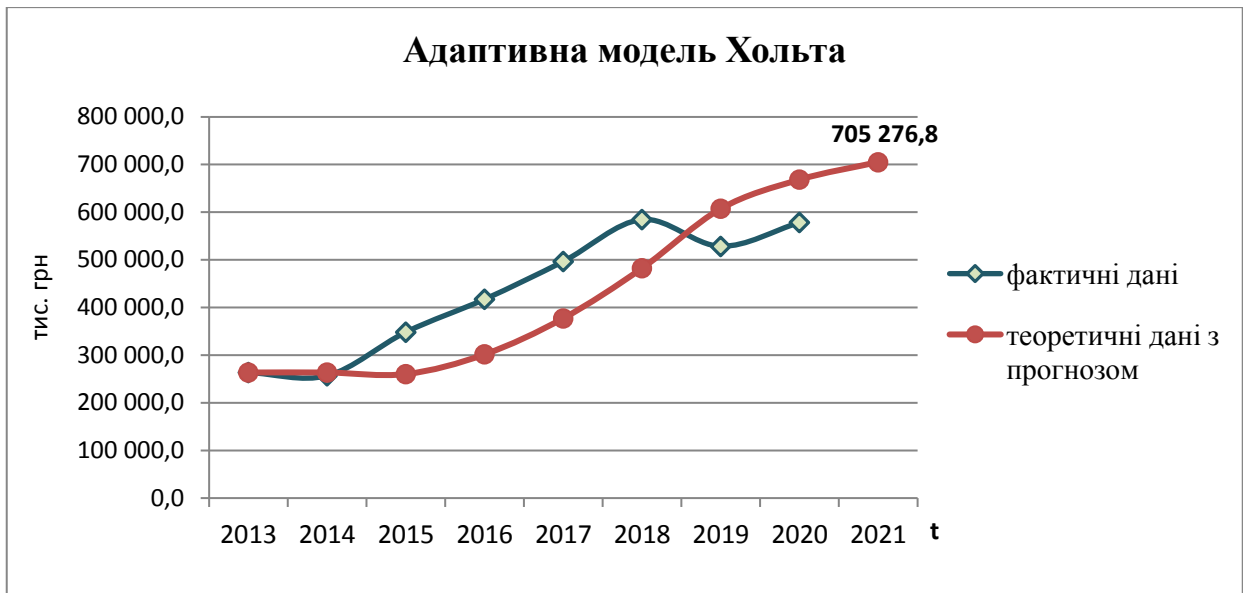


Рис. 3.7. Графіки фактичних і теоретичних даних з прогнозом при використанні адаптивної моделі Хольта

Для додаткової оцінки адекватності прогнозів за моделями Брауна та Хольта виконаємо перевірку за рядом критеріїв [16]:

- критерій серій для визначення випадковості відхилень від тренду (рис. 3.8):
- критерій піків для перевірки рівності математичного сподівання нулю (рис. 3.9);
- R/S-критерій для перевірки відповідності розподілу залишків нормальному закону (рис. 3.10);
- критерій Дарбіна-Уотсона для перевірки незалежності значень залишкової компоненти, тобто відсутності для них явища автокореляції (рис. 3.11).

За остаточними результатами перевірок, зведеними в таблиці 3.1, зробимо висновок про те, яку з моделей більш доцільно обрати для прогнозування собівартості послуг з розподілу природного газу для АТ «Полтавагаз».

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Критерій серій для адаптивної моделі Брауна						Критерій серій для адаптивної моделі Хольта						
2	Рівні, t	Залишкова компонента, $Y_t - Y_{теор}$	Упорядкована залишкова компонента, $\varepsilon_t$	$\varepsilon_t > \varepsilon_m$	Довжина найдовшої серії, k	Число серій, v		Рівні, t	Залишкова компонента, $Y_t - Y_{теор}$	Упорядкована залишкова компонента, $\varepsilon_t$	$\varepsilon_t > \varepsilon_m$	Довжина найдовшої серії, k	Число серій, v
3	1	10 490,0	-108 640,1	1	7	2		1	0,0	-97 923,7	0	4	3
4	2	-101 114,8	-102 559,3	0				2	-6 629,8	-6 629,8	0		
5	3	-96 315,8	-79 638,6	0	Умови адекватності			3	88 077,0	0,0	1	Умови адекватності	
6	4	-101 675,3	-61 819,0	0	$k_{max}$	$v_{min}$		4	115 711,1	10 311,3	1	$k_{max}$	$v_{min}$
7	5	-82 467,1	-31 635,7	0	6	1		5	119 362,2	56 449,2	1	6	1
8	6	-47 293,8	-21 712,6	0	не виконується	виконується		6	102 195,0	59 010,0	1	виконується	виконується
9	7	-157 575,3	10 490,0	0				7	-78 907,7	62 829,9	0		
10	8	-111 783,0	18 261,0	0				8	-89 948,1	92 005,2	0		
11			Медіана, $\varepsilon_m$							Медіана, $\varepsilon_m$			
12			-46 727,4							33 380,3			

Рис. 3.8. Перевірка прогнозів на адекватність за допомогою критерію серій

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Критерій піків для адаптивної моделі Брауна						Критерій піків для адаптивної моделі Хольта						
2	Рівні, t	Залишкова компонента, $e_t$	Пікові точки	Число пікових точок, p	Умова адекватності, $R_{min}$	виконується		Рівні, t	Залишкова компонента, $e_t$	Пікові точки	Число пікових точок, p	Умова адекватності, $R_{min}$	виконується
3	1	10 490,0	0	5	1	виконується		1	0,0	0	3	1	виконується
4	2	-101 114,8	1	Математичне сподівання пікових точок, $\bar{p}$				2	-6 629,8	1	Математичне сподівання пікових точок, $\bar{p}$		
5	3	-96 315,8	1	4,0				3	88 077,0	0	4,0		
6	4	-101 675,3	1	Дисперсія пікових точок, $\sigma^2$				4	115 711,1	0	Дисперсія пікових точок, $\sigma^2$		
7	5	-82 467,1	0	1,1				5	119 362,2	1	1,1		
8	6	-47 293,8	1					6	102 195,0	0			
9	7	-157 575,3	1					7	-78 907,7	0			
10	8	-111 783,0	0					8	-89 948,1	1			
11													

Рис. 3.9. Перевірка прогнозів на адекватність за допомогою критерію піків

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	R/S-критерій для адаптивної моделі Брауна					R/S-критерій для адаптивної моделі Хольта					
2	Рівні, t	Залишкова компонента, $e_t$	Розмах варіації, $R = e_{max} - e_{min}$	Умови адекватності			Рівні, t	Залишкова компонента, $e_t$	Розмах варіації, $R = e_{max} - e_{min}$	Умови адекватності	
3	1	10 490,0	168 065,28	min R/S	max R/s		1	0,0	209 310,31	min R/S	max R/s
4	2	-101 114,8	Стандартне відхилення, S	2,57	3,52		2	-6 629,8	Стандартне відхилення, S	2,57	3,52
5	3	-96 315,8		виконується	виконується		3	88 077,0		виконується	виконується
6	4	-101 675,3	49554,21	$t < t_{табл}$			4	115 711,1	86515,95	$t < t_{табл}$	
7	5	-82 467,1	R/S	t	$t_{табл}$		5	119 362,2	R/S	t	$t_{табл}$
8	6	-47 293,8	3,39	4,907	2,365		6	102 195,0	2,62	1,021	2,365
9	7	-157 575,3		не виконується			7	-78 907,7		виконується	
10	8	-111 783,0					8	-89 948,1			
11											

Рис. 3.10. Перевірка прогнозів на адекватність за допомогою R/S-критерію

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Критерій Дарбіна-Уотсона для адаптивної моделі Брауна							
2	Рівні, t	Залишкова компонента, $e_t$	$(e_t - e_{t-1})^2$	$e_t^2$	d-критерій	$d_1$	$d_2$	
3	1	10 490,0	-	-	1,13	0,97	1,30	
4	2	-102 559,3	12 780 153 007,0	10 518 414 773,6				
5	3	-79 638,6	525 359 070,1	6 342 308 282,9	Умова адекватності:	$d > d_2$		не виконується
6	4	-61 819,0	317 538 584,9	3 821 588 530,8	Умова неадекватності:	$d < d_1$		не виконується
7	5	-21 712,6	1 608 527 052,8	471 434 897,6				
8	6	18 261,0	1 597 881 878,4	333 462 773,2				
9	7	-108 640,1	16 103 870 639,7	11 802 663 472,9				
10	8	-31 635,7	5 929 669 124,9	1 000 818 716,9				
11			38 862 999 357,7	34 290 691 447,9				
12								
13	Критерій Дарбіна-Уотсона для адаптивної моделі Хольта							
14	Рівні, t	Залишкова компонента, $e_t$	$(e_t - e_{t-1})^2$	$e_t^2$	d-критерій	$d_1$	$d_2$	
15	1	0,0	-	-	1,60	0,97	1,30	
16	2	-6 629,8	43 954 206,6	43 954 206,6				
17	3	88 077,0	8 969 382 294,6	7 757 562 504,9	Умова адекватності:	$d > d_2$		виконується
18	4	115 711,1	763 639 425,8	13 389 047 687,0	Умова неадекватності:	$d < d_1$		не виконується
19	5	119 362,2	13 330 859,5	14 247 334 199,4				
20	6	102 195,0	294 711 492,1	10 443 825 043,2				
21	7	-78 907,7	32 798 185 430,1	6 226 418 603,5				
22	8	-89 948,1	121 891 554,8	8 090 662 412,7				
23			43 005 095 263,6	60 198 804 657,4				

Рис. 3.11. Перевірка прогнозів на адекватність за допомогою критерію Дарбіна-Уотсона

Таблиця 3.1

Результати перевірки адаптивних моделей Брауна та Хольта на адекватність

Критерій	Умова		Адаптивна модель Брауна	Адаптивна модель Хольта
Серій	випадковість залишків	довжина серії $k_{\max} = 6$ число серій $v_{\min} = 1$	не виконується $k = 7$ $v = 2$	виконується $k = 4$ $v = 3$
Піків	випадковість залишків	число пікових точок $p_{\min} = 1$	виконується $p = 5$	виконується $p = 3$
R/S	відповідність розподілу залишків нормальному закону	$2,57 < R/S < 3,52$ $t < t_{\text{табл}} = 2,37$	не виконується $R/S = 3,39$ $t = 4,91$	виконується $R/S = 2,62$ $t = 1,02$
Дарбіна-Уотсона	відсутність автокореляції залишків	$d > d_2 = 1,30$	не виконується $d = 1,13$	виконується $d = 1,60$
Точність прогнозу	—> 100%		94,3%	96,1%



Отже, за результатами перевірок визначаємо, що адаптивна модель Брауна в даному випадку не відповідає вимогам адекватності згідно з критерієм серій, R/S-критерієм та критерієм Дарбіна-Уотсона, а модель Хольта є цілком адекватною за всіма критеріями, тому її можна використовувати для прогнозування досліджуваного показника.

Однак, порівнюючи значення собівартості послуг з розподілу природного газу АТ «Полтавагаз», передбачене на основі адаптивної моделі Хольта (705 276, 8 тис. грн), із плановим значенням (806 638,1 тис. грн), яке затверджене Регулятором (НКРЕКП) на 2021 рік (додаток В), спостерігаємо чималу розбіжність.

Це пояснюється специфікою монопольного становища підприємства і тим, що останнім часом воно функціонує в умовах нестабільного нормативно-правового поля, як зазначалося раніше, і, відповідно, вплив суб'єктивних чинників на його діяльність є суттєвою. Ті складники собівартості, які підлягають регулюванню, можуть різко зростати через встановлення нових нормативів або методик розрахунку, що і відбулося на початку 2021 року.

Тож, можемо зробити висновок, що для передбачення майбутніх значень собівартості послуг АТ «Полтавагаз» фактор часу, попри наявність тенденції, не є визначальним.

У найближчій перспективі для отримання прогнозів, максимально наближених до реальних умов, варто будувати моделі на основі більшої кількості факторів, що впливають на собівартість, адже вони дадуть змогу врахувати і планові розрахункові значення впливових факторів, і водночас попередню динаміку розвитку досліджуваного явища.

А застосування адаптивних моделей, зокрема моделі Хольта, буде доцільним тоді, коли, по-перше, буде наявна більша кількість спостережень, а по-друге, коли завершиться перехідний етап у створенні нової моделі газового ринку, нормативно-правове середовище стане менш мінливим і, відповідно, вплив суб'єктивного чинника зменшиться.

### 3.2. Побудова багатofакторної економетричної моделі собівартості на основі покрокової регресії

Одним із дієвих інструментів оцінки взаємозв'язку собівартості з показниками витрат ресурсів є розробка багатofакторної моделі собівартості з використанням кореляційно-регресійного аналізу, який дає змогу дослідити закономірності функціонування й тенденції розвитку досліджуваної результативної ознаки та забезпечує визначення впливу показників, для яких неможливо побудувати детерміновану факторну модель, тобто дозволяє перейти до стохастичної залежності, яка є більш прийнятною для реальних економічних умов [32].

Кореляційно-регресійний аналіз потребує виконання певних умов:

- для побудови рівняння регресії необхідна однорідна сукупність об'єктів. У даному випадку – просторово-часова (річна інформація про досліджувані показники);
- потрібно мати достатній обсяг спостережень: за оцінками експертів їхня кількість принаймні повинна перевищувати число незалежних змінних – предикторів) [20].

Загалом, такий підхід передбачає визначення аналітичної форми зв'язку між результативним і факторними показниками, а також встановлення рівня щільності зв'язку між ними. Рівняння регресії має вигляд:

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n), \quad (3.14)$$

де  $y$  – залежна змінна (результативна ознака);

$x_i$  – незалежна змінна.

У практиці статистичного моделювання економічних показників перевага надається лінійним моделям або тим, які можна привести до лінійного вигляду шляхом перетворення змінних. Такий підхід до вибору типу функції має певну умовність, адже він передбачає однаковий характер усіх змінних. Водночас,

використання нелінійних функцій неминує призводити до збільшення числа параметрів, знижує точність кількісних характеристик зв'язку та ускладнює їх інтерпретацію [19].

За допомогою множинної лінійної регресії можемо проаналізувати собівартість послуги з розподілу природного газу на основі її залежності від таких факторів:

- ВТВ (вартість газу, витраченого на технологічні потреби, та вартість нормативних втрат у газорозподільній мережі);
- витрат на оплату праці;
- витрат на встановлення, повірку та ремонт лічильників.
- витрат на оплату оператору ГТС за обсяг потужності на точках входу/виходу в газорозподільну мережу;
- інших витрат.

Для покрокової регресії використаємо значення собівартості та відповідних статей витрат (табл. 3.2) з річної статистичної звітності підприємства за 2013-2020 рр. (додаток Б).

Таблиця 3.2

## Початкові дані

Рік	Собівартість послуг з розподілу природного газу, тис. грн	ВТВ та втрати газу в мережах тис. грн	Витрати на оплату праці, тис. грн	Витрати на встановлення, повірку та ремонт лічильників, тис. грн	Витрати на оплату оператору ГТС, тис. грн	Інші витрати, тис. грн
	Y	X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	X <sub>3</sub>	X <sub>4</sub>	X <sub>5</sub>
2013	263 553,0	102 390,3	75 639,7	14 732,6	39 884,4	16 640,7
2014	256 923,2	115 358,5	65 284,2	10 354,0	42 682,6	19 362,5
2015	348 398,0	183 222,5	74 173,9	16 932,1	67 792,3	20 318,3
2016	417 395,0	200 474,8	107 854,8	24 501,1	72 175,7	25 728,1
2017	496 799,0	148 145,5	149 233,1	32 142,9	54 813,8	32 831,3
2018	584 646,0	246 194,4	140 782,8	38 805,2	81 091,9	30 972,2
2019	528 537,0	161 732,3	159 459,6	38 096,5	61 841,0	35 081,1

2020	578 474,0	199 573,5	216 349,3	27 188,3	73 842,2	49 596,8
------	-----------	-----------	-----------	----------	----------	----------

Динаміка показників, що розглядаються, наведена на рис. 3.12.

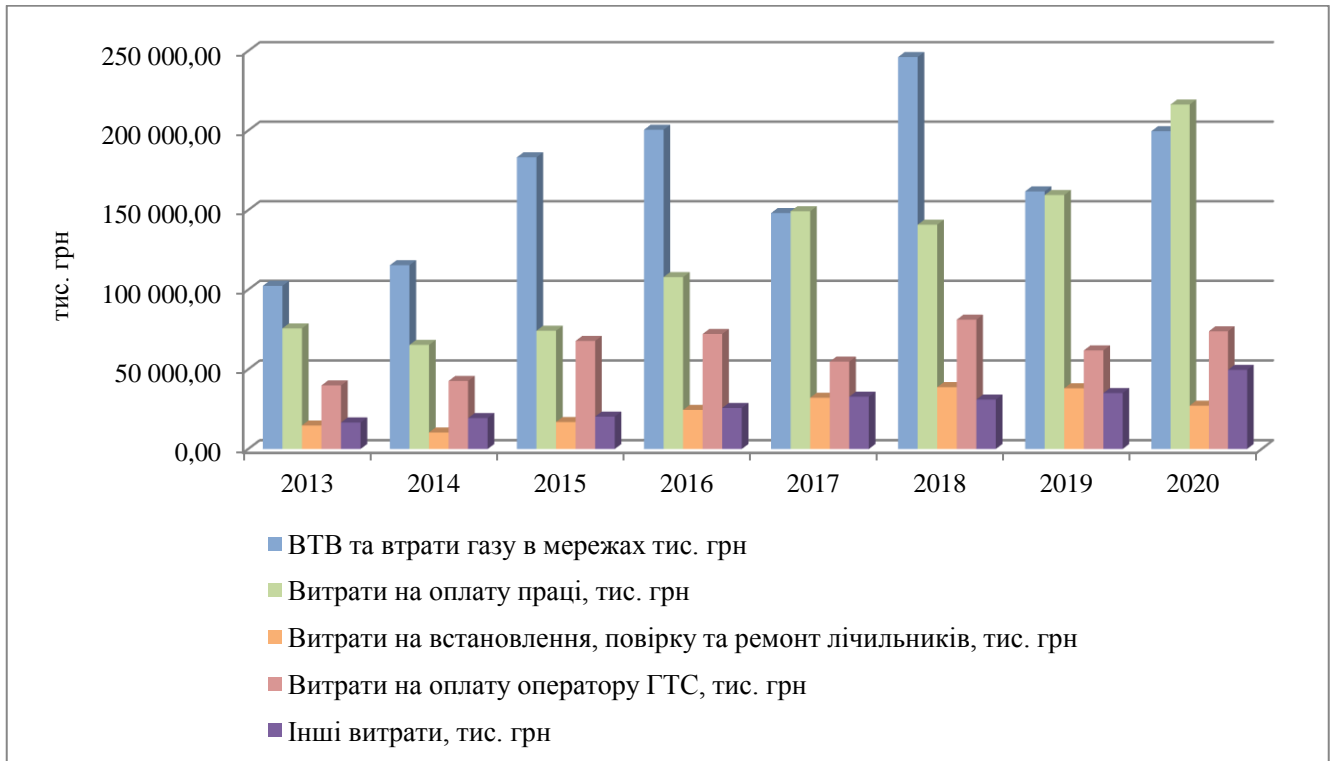


Рис. 3.12. Динаміка початкових даних, що використовуються для моделювання

Припустимо, що між досліджуваним показником та обраними факторами існує лінійна залежність, яка описується рівнянням:

$$Y = a_0 + a_1X_1 + a_2X_2 + a_3X_3 + a_4X_4 + a_5X_5, \quad (3.15)$$

де  $a_0$  – вільний член рівняння;

$a_1, a_2, a_3, a_4, a_5$  – розрахункові коефіцієнти рівняння.

Для побудови моделі використаємо табличний процесор MS Excel. Перш за все, факторні ознаки необхідно перевірити на мультиколінеарність, тобто на наявність лінійної залежності або сильної кореляції між їх парами, що провокує зниження точності й значущості оцінок параметрів. Якщо такі пари існують, то один із факторів у парі необхідно виключити з моделі [14].

Для виявлення мультиколінеарності застосуємо алгоритм Фаррара-Глобера, який передбачає покрокове визначення трьох критеріїв: за критерієм  $\chi^2$  перевіряється весь масив факторів. Якщо мультиколінеарність виявлена, то за F-критерієм перевіряється незалежність кожного фактора від інших, а за t-критерієм критерієм Ст'юдента проводиться перевірка кожної пари незалежних змінних [12].

Для реалізації алгоритму виконаємо такі дії:

1) Стандартизуємо незалежні змінні, додавши матрицю  $X^*$ , елементи якої визначаються за формулами:

$$x_{ij}^* = \frac{x_{ij} - \bar{X}_j}{\sigma_{X_j} \sqrt{n}}, \quad (3.16)$$

де  $n$  – число спостережень;

$\bar{X}_j$  – середнє арифметичне значень  $j$ -ї змінної;

$\sigma_{X_j}$  – середньоквадратичне відхилення значень  $j$ -ї змінної.

2) Побудуємо кореляційну матрицю стандартизованих факторів, використовуючи формулу:

$$R^* = (X^*)^T X^*, \quad (3.17)$$

де  $X^*$  – матриця стандартизованих змінних;

$(X^*)^T$  – матриця, транспонована до матриці  $X^*$ .

Обчислюємо визначник матриці  $\det[Kor]$  за допомогою функції МОПРЕД.

3) Визначаємо розрахункове значення критерію  $\chi^2$ :

$$\chi_{роз}^2 = \left[ n - 1 - \frac{1}{6}(2m + 5) \right] \ln(\det [Kor]), \quad (3.18)$$

Табличне значення цього критерію розраховуємо за допомогою функції ХИ2ОБР при рівні значущості 0,05 і ступенях вільності  $k = 10$ .

Порівнюємо отримані значення: якщо розрахункове за модулем більше, ніж табличне, то між змінними наявна мультиколінеарність.

За результатами розрахунків (рис. 3.13) виявлено, що розрахункове значення  $\chi^2$  становить -43,316, яке за модулем перевищує табличне (18,307). Тож, робимо висновок, що мультиколінеарність присутня.

4) Знайдемо значення F-критерію Фішера для кожного фактора за формулою:

$$F_k = (z_{kk} - 1) \cdot \frac{n - m}{m - 1} \quad (3.19)$$

де  $z_{kk}$  – діагональний елемент матриці  $Z$ , яка є оберненою до кореляційної матриці  $R^*$ .

Табличне значення F визначаємо, враховуючи рівень значущості 0,05 і ступені вільності  $V_1 = n - m = 8 - 5 = 3$  та  $V_2 = m - 1 = 3 - 1 = 2$ . Воно становить 6,59.

З результатів розрахунків на рис. 3.13 бачимо, що для змінних  $X_1$ ,  $X_2$ ,  $X_4$  та  $X_5$  розрахункове значення F-критерію більше за табличне, тому вони мають залежність з іншими змінними.

5) Будуємо матрицю частинних коефіцієнтів кореляції, елементи якої визначаються за формулою:

$$q_{ij} = \frac{-z_{ij}}{\sqrt{z_{ii}z_{jj}}}, \quad (3.20)$$

де  $z_{ij}$  – елемент оберненої матриці  $Z$   $i$ -го рядка та  $j$ -го стовпчика;

$z_{ii}$ ,  $z_{jj}$  – діагональні елементи матриці  $Z$ .

6) Будуємо матрицю  $T$ , елементами якої є значення  $t$ -критерію Ст'юдента для кожної пари змінних. Вони обчислюються за формулою:

$$t_{ij} = \frac{q_{ij}\sqrt{n - m - 1}}{\sqrt{1 - q_{ij}^2}} \quad (3.21)$$

Визначаємо табличне значення t-критерію, що відповідає ймовірності 0,95 та кількості ступенів свободи  $n - m - 1 = 8 - 5 - 1 = 2$ . Воно дорівнює 4,30. Порівняємо отримані розрахункові значення з табличним і визначаємо, що  $t_{14} = 6,25 > t_{\text{табл}} = 4,30$ , і  $t_{25} = 8,37 > t_{\text{табл}} = 4,30$ . Це свідчить про те, що між факторами  $X_1$  та  $X_4$ , а також між  $X_2$  та  $X_5$  існує мультиколінеарність. Тому вилучимо з моделі фактори  $X_4$  та  $X_5$  і надалі враховуватимемо залежність собівартості від перших трьох змінних.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	$X_0$	$X_1$	$X_2$	$X_3$	$X_4$	$X_5$	Y	$X_1^2$	$X_2^2$	$X_3^2$	$X_4^2$	$X_5^2$	$Y_{\text{теор}}$	$Y - Y_{\text{теор}}$	$(Y - Y_{\text{теор}})^2$
2	1	102 390,3	75 639,7	14 732,6	39 884,4	16 640,7	263 533,0	-0,5335	-0,3458	-0,3747	-0,5548	-0,4275	273 326,9	-9 773,9	95 530 066,3
3	1	115 358,5	65 284,2	10 354,0	42 682,6	19 362,5	256 923,2	-0,4306	-0,4205	-0,5292	-0,4839	-0,3319	248 273,6	8 649,6	74 816 257,5
4	1	183 222,5	74 173,9	16 932,1	67 792,3	20 318,3	348 398,0	0,1078	-0,3564	-0,2970	0,1528	-0,2984	341 779,6	6 618,4	43 803 164,8
5	1	200 474,8	107 854,8	24 501,1	72 175,7	25 728,1	417 395,0	0,2447	-0,1135	-0,0298	0,2640	-0,1084	433 471,2	-16 076,2	258 444 467,0
6	1	148 145,5	149 233,1	32 142,9	54 813,8	32 831,3	496 799,0	-0,1705	0,1849	0,2400	-0,1763	0,1410	483 940,6	12 858,4	165 337 666,0
7	1	246 194,4	140 782,8	38 805,2	81 091,9	30 972,2	584 646,0	0,6074	0,1239	0,4753	0,4901	0,0737	578 779,0	5 867,0	34 421 871,7
8	1	161 733,3	159 459,6	38 096,5	61 841,0	35 081,1	528 537,0	-0,0627	0,2586	0,4502	0,0019	0,2200	536 174,9	-7 637,9	58 337 533,0
9	1	199 573,5	216 349,3	27 188,3	73 842,2	49 596,8	578 474,0	0,2375	0,6688	0,0651	0,3062	0,7296	578 979,4	-505,4	255 391,4
10	1	289 959,9	316 125,0	45 180,5									867 248,8		
11	n	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$	$\Sigma$
12	8	1 337 091,8	988 777,4	202 752,7	494 124,0	230 531,0	3 474 725,2	-5,66E-16	0,00E+00	1,51E-15	-5,00E-16	1,22E-15	3,47E+06	-6,32E-09	730 946 417,7
13	$\bar{y}_n$	$\bar{X}_1$	$\bar{X}_2$	$\bar{X}_3$	$\bar{X}_4$	$\bar{X}_5$		$\sigma_{X1}$	$\sigma_{X2}$	$\sigma_{X3}$	$\sigma_{X4}$	$\sigma_{X5}$			
14	2,83	169 636,5	123 397,2	25 344,1	61 765,5	28 816,4		44 560,9	49 031,1	10 013,9	13 943,3	10 069,9			
15															
16	$(X')^T$ (для 5 факторів)							Кореляційна матриця $R^*=(X')^T X'$					$\det [R^*]$		
17	-0,5335	-0,4306	0,1078	0,2447	-0,1705	0,6074	-0,0627	0,2375	1	0,4858	0,6235	0,9858	0,4938	0,00007	
18	-0,3458	-0,4205	-0,3564	-0,1135	0,1849	0,1239	0,2586	0,6688	0,4858	1	0,7246	0,5443	0,9863		
19	-0,3747	-0,5292	-0,2970	-0,0298	0,2400	0,4753	0,4502	0,0651	0,6235	0,7246	1	0,6221	0,6440		
20	-0,5548	-0,4839	0,1528	0,2640	-0,1763	0,4901	0,0019	0,3062	0,9858	0,5443	0,6221	1	0,5597		
21	-0,4275	-0,3319	-0,2984	-0,1084	0,1410	0,0737	0,2200	0,7296	0,4938	0,9863	0,6440	0,5597	1		
22															
23															
24	$Z'=(R')^{-1}$					Q (частинні коефіцієнти кореляції)					Критерій $\chi^2$				
25	48,1889	0,0352	-3,4987	-48,4466	5,5375	-1	-0,0005	0,2041	0,9754	-0,0844	$\chi^2_{\text{теор}}$	$\chi^2_{\text{табл}}$			
26	0,0352	104,8472	-19,9276	8,7260	-95,4809	-0,0005	-1	0,7880	-0,1191	0,9860	-43,316	18,307			
27	-3,4987	-19,9276	6,1001	1,0677	16,8566	0,2041	0,7880	-1	-0,0604	-0,7217	$\chi^2_{\text{теор}} > \chi^2_{\text{табл}}$				
28	-48,4466	8,7260	1,0677	51,1928	-14,0230	0,9754	-0,1191	-0,0604	-1	0,2072	Є мультиколінеарність				
29	5,537511464	-95,480879	16,85662	-14,02302	89,433278	-0,0844	0,9860	-0,7217	0,2072	-1					
30															
31	T (t-статистика)					$t_{\text{табл}}$	Критерій Фішера								
32	-	0,00	0,29	6,26	-0,12	4,30	$F_{\text{таб}}$	35,39							
33	0,00	-	1,81	-0,17	8,37		$F_{\text{таб}}$	77,89							
34	0,29	1,81	-	-0,09	-1,47		$F_{\text{таб}}$	3,83							
35	6,26	-0,17	-0,09	-	0,30		$F_{\text{таб}}$	37,64							
36	-0,12	8,37	-1,47	0,30	-		$F_{\text{таб}}$	66,32							
37							$F_{\text{таб}}$	6,59							

Рис. 3.13. Побудова моделі багатofакторної лінійної регресійної моделі собівартості продукції АТ «Полтавагаз»

Тож, залежність набула вигляду:

$$Y = a_0 + a_1 X_1 + a_2 X_2 + a_3 X_3, \quad (3.22)$$

Знайдемо оцінки параметрів регресії за таким алгоритмом (рис. 3.14):

1) Будуємо кореляційну матрицю за формулою:



$$R = X^T X, \quad (3.23)$$

де  $X^T$  – матриця, транспонована до матриці значень змінних  $X$ .

2) Будуємо матрицю  $Z$ , яка є оберненою до матриці  $R$ .

3) Визначаємо добуток матриць  $X^T$  та  $Y$  та добуток матриць  $Z$  і  $X^T Y$ . У результаті отримуємо матрицю оцінок параметрів  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  та  $a_3$  і таку регресійну модель функціональної залежності собівартості від визначених незалежних змінних:

$$Y = 32\,082,86 + 0,73X_1 + 1,22X_2 + 5,00X_3 \quad (3.24)$$

4) Виконуємо контрольну перевірку масиву з трьох факторів  $X_1$ ,  $X_2$  та  $X_3$  на мультиколінеарність за критерієм  $\chi^2$ . Отримуємо розрахункове значення  $-6,41$ , що за модулем не перевищує табличне  $-7,81$ . Отже, у моделі мультиколінеарність між незалежними змінними відсутня.

5) Визначаємо теоретичні значення собівартості відповідно до обраної залежності. Для прогнозу на 2021 рік використаємо прогнозні значення предикторів (ВТВ та втрат газу в мережах, витрат на оплату праці та витрат на встановлення, повірку й ремонт лічильників), які були передбачені НКРЕКП й зазначені в структурі тарифу на послуги з розподілу природного газу для АТ «Полтавагаз» на 2021 рік (додаток В). Отримуємо прогнозне значення собівартості, яке дорівнює 857 248,8 тис. грн.

5) Перевіряємо правильність визначених оцінок параметрів та знаходимо додаткову регресійну статистику, використовуючи функцію ЛИНЕЙН. Оскільки  $F_{\text{розрах}} = 225,69 > F_{\text{табл}} = 19,30$ , то з надійністю 95% можна вважати, що модель є адекватною відносно наявних статистичних даних.

Перевіримо значущість параметрів регресії за допомогою t-критерію Ст'юдента, табличне критичне значення якого  $t_{\text{табл}} = 2,78$ , а розрахункове для кожного параметра обчислюється за формулою:

$$t_{ip} = \frac{|a_i|}{\sigma_i} \quad (3.25)$$

де  $a_i$  – оцінка  $i$ -го параметра множинної лінійної регресії,;

$\sigma_i$  – середньоквадратичне відхилення оцінки  $i$ -го параметра.

– для змінної  $X_1$   $|t_{розр}| = 5,33 > t_{крит} = 2,78$ ;

– для змінної  $X_2$   $|t_{розр}| = 8,63 > t_{крит} = 2,78$ ;

– для змінної  $X_3$   $|t_{розр}| = 6,44 > t_{крит} = 2,78$ ;

Отже, для всіх предикторів фактичні значення  $t$ -критерію перевищують табличне значення, що дозволяє з ймовірністю 95% прийняти гіпотезу про їхню значущість та наявність лінійного впливу на результативний показник.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
39	$X^T$									$R = X^T X$			
40	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0		8,0	1357091,8	988777,4	202752,7
41	102390,3	115358,5	183222,5	200474,8	148145,5	246194,4	161732,3	199573,5		1357091,8	246097677524,8	176223859893,4	36620039737,1
42	75639,7	65284,2	74173,9	107854,8	149233,1	140782,8	159459,6	216349,3		988777,4	176223859893,4	141442514864,1	27905714828,6
43	14732,6	10354,0	16932,1	24501,1	32142,9	38805,2	38096,5	27188,3		202752,7	36620039737,1	27905714828,6	5940811267,0
44													
45													
46	$Z = R^{-1}$				$X^T Y$				Оцінки параметрів				
47	2,025292	-0,000010	-0,000003	0,000007	3474725,20				$a_0$	32082,86			
48	-0,000010	1,03E-10	-6,73E-12	-2,63E-10	622599770325,10				$a_1$	0,73			
49	-0,000003	-6,73E-12	1,10E-10	-3,71E-10	473447887394,84				$a_2$	1,22			
50	0,000007	-2,63E-10	-3,71E-10	3,29E-09	97187750161,90				$a_3$	5,00			
51													
52													
53	$(X^*)^T$ (для 3 факторів)									$R^* = (X^*)^T X^*$			$\det [R^*]$
54	-0,5335	-0,4306	0,1078	0,2447	-0,1705	0,6074	-0,0627	0,2375		1	0,4858	0,6235	0,2892
55	-0,3458	-0,4205	-0,3564	-0,1135	0,1849	0,1239	0,2586	0,6688		0,4858	1	0,7246	
56	-0,3747	-0,5292	-0,2970	-0,0298	0,2400	0,4753	0,4502	0,0651		0,6235	0,7246	1	
57													
58	ЛІНЕЙН				t-критерій Стюдента				Критерій Фішера		Критерій $\chi^2$		
60	$a_3$	$a_2$	$a_1$	$a_0$	$t_{a1}$	5,33	$F_{розр}$	225,69	$\chi^2_{розр}$	$\chi^2_{табл}$			
61	5,00	1,22	0,73	32082,86	$t_{a2}$	8,63	$F_{табл}$	19,30	-6,41	7,81			
62	0,78	0,14	0,14	19237,85	$t_{a3}$	6,44	$F_{розр} > F_{табл}$		$ \chi^2_{розр}  < \chi^2_{табл}$				
63	0,99	13518,01	#Н/Д	#Н/Д	$t_{табл}$	2,78	$R^2$		Мультиколінеарність відсутня				
64	225,69	4,00	#Н/Д	#Н/Д	$t_{розр} > t_{табл}$				0,994				
65	1,24E+11	730946417,73	#Н/Д	#Н/Д									

Рис. 3.14. Оцінка параметрів регресійної моделі та перевірка її на адекватність

Аби впевнитися, що модель побудована правильно, проведемо більш детальний кореляційно-регресійний аналіз за допомогою програмного засобу STATISTICA 13, розробленого компанією StatSoft та призначеного для всестороннього статистичного аналізу.

Результати кореляційного аналізу наведені на рис. 3.15.

Variable	Correlations			
	X1	X2	X3	Y
X1	1,000000	0,485792	0,623498	0,745758
X2	0,485792	1,000000	0,724564	0,898963
X3	0,623498	0,724564	1,000000	0,913111
Y	0,745758	0,898963	0,913111	1,000000

Рис. 3.15. Кореляційна матриця

Оцінку щільності зв'язку між досліджуваними ознаками здійсимо за допомогою шкали Чеддока (табл. 3.3).

Таблиця 3.3

Шкала Чеддока для якісної оцінки тісноти кореляційного зв'язку [14]

Кількісна міра кореляції	0,1 – 0,3	0,3 – 0,5	0,5 – 0,7	0,7 – 0,9	0,9 – 0,1
Характер зв'язку	слабкий	помірний	помітний	тісний	дуже тісний

З результатів кореляційного аналізу очевидно, що між собівартістю послуги з розподілу газу та виробничо-технологічними витратами й нормативними втратами газу, а також між собівартістю та витратами на оплату праці спостерігається тісний і прямий зв'язок, а між собівартістю та витратами на встановлення, повірку й ремонт лічильників – дуже тісний і прямий (табл. 3.4).

Таблиця 3.4

Характеристика тісноти зв'язку між собівартістю й факторними ознаками

Показник	ВТВ природного газу	Витрати на оплату праці	Витрати на встановлення, повірку та ремонт лічильників
Собівартість послуги розподілу природного газу	тісний	тісний	дуже тісний

Результати регресійного аналізу зображені на рис. 3.16.

Regression Summary for Dependent Variable: Y (PC)						
R= ,99705918 R2= ,99412700 Adjusted R2= ,98972225						
F(3,4)=225,69 p<,00006 Std.Error of estimate: 13518,						
N=8	b*	Std.Err. of b*	b	Std.Err. of b	t(4)	p-value
<b>Intercept</b>			32082,86	19237,853	1,667695	0,170703
X1	0,261873	0,049109	0,73	0,137	5,332516	0,005955
X2	0,480929	0,055708	1,22	0,142	8,633027	0,000990
X3	0,401370	0,062281	5,00	0,776	6,444488	0,002983

Рис. 3.16. Підсумкова статистика для покрокової регресії

З рис. 3.16 очевидно, що оцінки параметрів регресії (b) та значення t-критерію для кожної з них дорівнюють тим, які були обчислені за допомогою засобів MS Excel. Також бачимо, що для всіх факторних ознак р-значення (p-value) не перевищує 0,05, що підтверджує значущість їхнього впливу на собівартість.

Стандартизовані регресійні коефіцієнти (b\*) вказують на внесок кожної залежної змінної у величину результативної. У даному випадку найбільш вагомий внесок здійснюють витрати на оплату праці (0,48).

Підсумкова статистика моделі наведена на рис. 3.17.

Statistic	Summary Statistics; DV: Y
	Value
<b>Multiple R</b>	0,997059176
Multiple R2	0,994127
Adjusted R2	0,98972225
F(3,4)	225,694317
p	0,0000645459877
Std.Err. of Estimate	13518,0104

Рис. 3.17. Підсумкова статистика моделі

Коефіцієнт множинної кореляції (Multiple R) = 0,997, що є значенням, дуже близьким до 1, а тому він свідчить про правильно побудовану модель відповідно до вибірових даних і підтверджує тісноту зв'язку між результативним показником і набором факторних.

Скоректований коефіцієнт детермінації (Adjusted R<sup>2</sup>) = 0,9897. Це вказує на те, що собівартість на 98,97% залежить від обраних факторних показників і лише на 1,03% від інших факторів, які не були включені в регресійну модель.

Стандартна похибка дорівнює 13 518,0. Це означає, що модель в середньому може помилитися на 13 518,0 тис. грн при оцінюванні собівартості.

На основі коефіцієнтів (оцінок параметрів регресії) визначаємо, що існують такі залежності:

- при збільшенні ВТВ на одиницю відбудеться зростання собівартості розподілу газу на 0,73 од.;
- при збільшенні витрат на оплату праці на одиницю собівартість зросте на 1,22 од.;
- при збільшенні витрат на встановлення, повірку й ремонт лічильників на одиницю відбудеться зростання собівартості на 5 од.

Для додаткової оцінки впливу факторних ознак на результативну розрахуємо коефіцієнти еластичності на основі визначених коефіцієнтів регресії та розрахованих середніх значень показників (Means на рис. 3.18).

Variable	Means and Standard Deviations		
	Means	Std.Dev.	N
X1	169636,5	47637,6	8
X2	123597,2	52416,5	8
X3	25344,1	10705,3	8
Y	434340,7	133341,0	8

Рис. 3.18. Середні значення та стандартні похибки досліджуваних показників



Коефіцієнти еластичності розраховуються за формулою:

$$E(X_i) = a_i \frac{\bar{X}_i}{\bar{Y}}, \quad (3.26)$$

де  $a_i$  – коефіцієнт регресії при  $i$ -му факторі;

$\bar{X}_i, \bar{Y}$  – середні значення факторної та результативної ознак.

Отримуємо такі значення:

$$E(X_1) = 0,73 \cdot \frac{169\,636,5}{434\,340,7} = 0,29.$$

$$E(X_2) = 1,22 \cdot \frac{123\,597,2}{434\,340,7} = 0,35.$$

$$E(X_3) = 5,00 \cdot \frac{25\,344,1}{434\,340,7} = 0,29.$$

Отже, зі зміною ВТВ газу або витрат на встановлення, повірку та ремонт лічильників на 1% собівартість розподілу відповідно зросте або зменшиться на 0,29%, а при зміні витрат на оплату праці на 1% – зросте/зменшиться на 0,35% відповідно. Тож, найбільший вплив на результативний показник здійснює фактор  $X_2$ .

Для достовірності аналізу необхідно також перевірити відповідність розподілу залишків нормальному закону.

Залишки – це різниці між спостережуваними значеннями та теоретичними значеннями досліджуваної величини, розрахованими за допомогою моделі [15]. Проаналізуємо їх розподіл за допомогою гістограми залишків (рис. 3.19) та нормального ймовірнісного графіка залишків (рис. 3.20).

Можна спостерігати, що частотна гістограма є відносно симетричною, а фактичні значення залишків не мають значних відхилень від залишків, передбачених моделлю, а також немає помітного тренду в характері їх розподілу.

Робимо висновок, що розподіл залишків відповідає нормальному закону, а тому модель можна використати для прогнозування результативного показника.

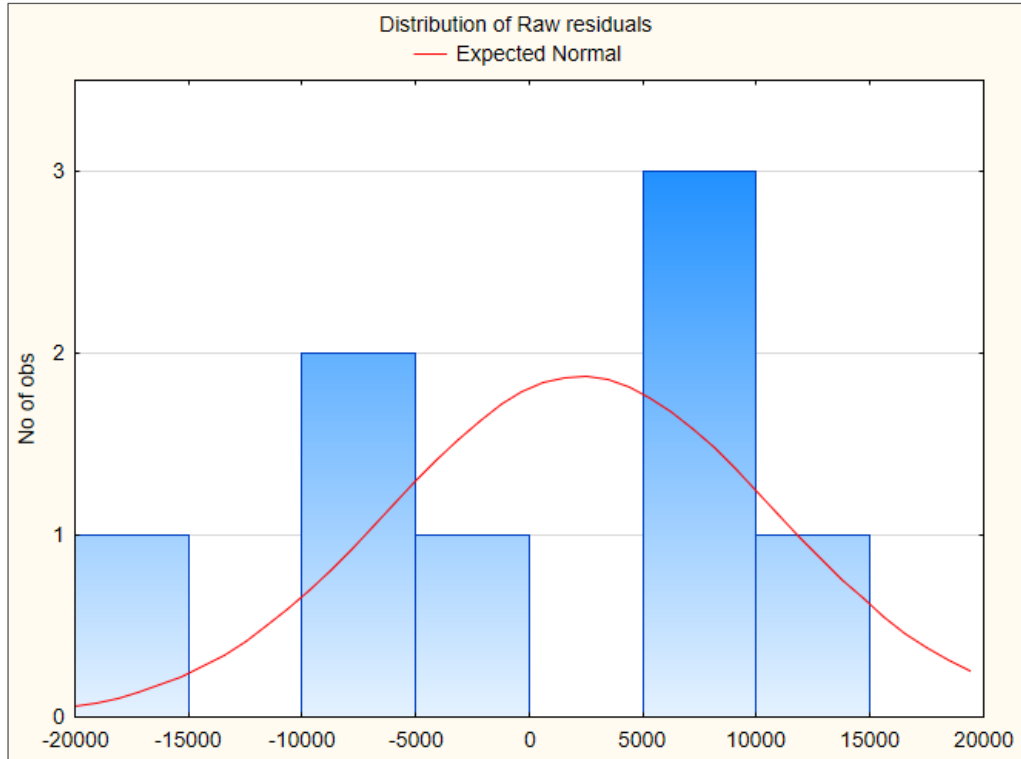


Рис. 3.19. Гістограма залишків

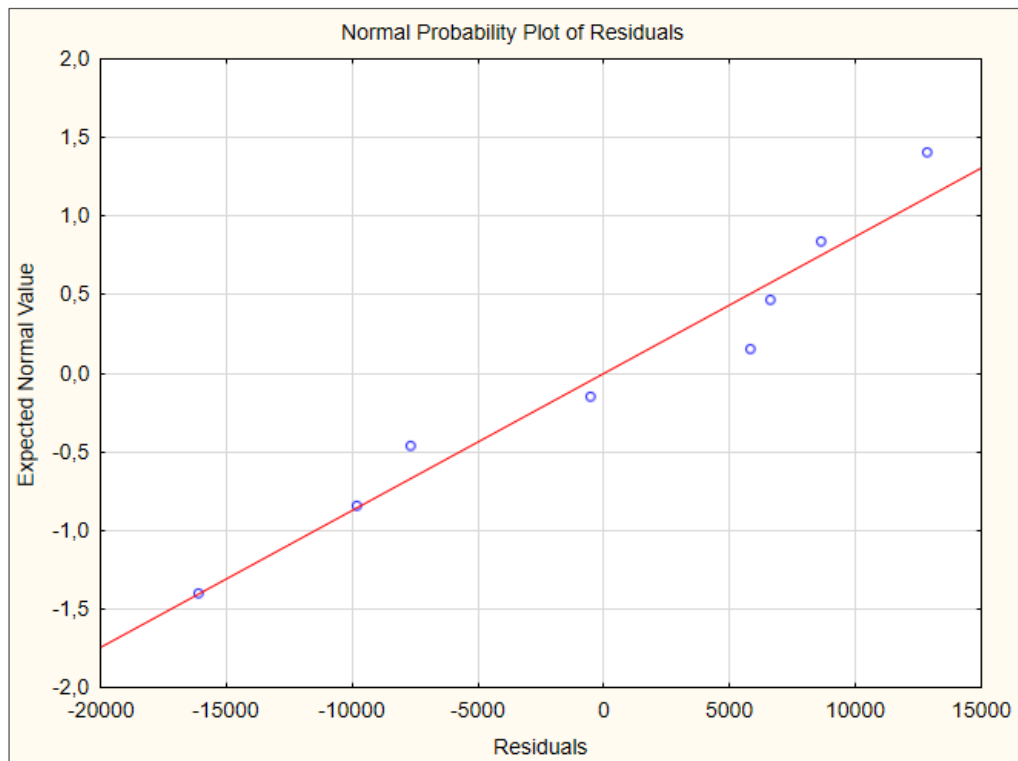




Рис. 3.20. Нормальний ймовірнісний графік розподілу залишків

Для отримання прогнозного значення собівартості на 2021 рік застосуємо функцію «Predict dependent variable» (рис. 3.21 та 3.22).

Рис. 3.21. Введення прогнозних значень предикторів

Variable	Predicting Values variable: Y		
	b-Weight	Value	b-Weight * Value
X1	0,733000	289959,9	212540,6
X2	1,223423	316125,0	386754,7
X3	4,999296	45180,5	225870,7
Intercept			32082,9
<b>Predicted</b>			<b>857248,8</b>
-95,0%CL			796861,2
+95,0%CL			917636,4

Рис. 3.22. Прогноз собівартості послуги з розподілу природного газу для АТ «Полтавагаз» на 2021 рік

З рис. 3.22 визначаємо, що отримане прогнозне значення ідентичне тому, яке було розраховане засобами MS Excel. Зазначений довірчий інтервал свідчить про те,

що з ймовірністю 95% досліджуваний показник буде знаходитися в межах від 796 861,2 тис. грн до 917 636,4 тис. грн.

Здійснено графічне порівняння результатів моделювання з емпіричними даними, побудувавши відповідні графіки (рис. 3.23) для візуальної оцінки похибки моделювання.

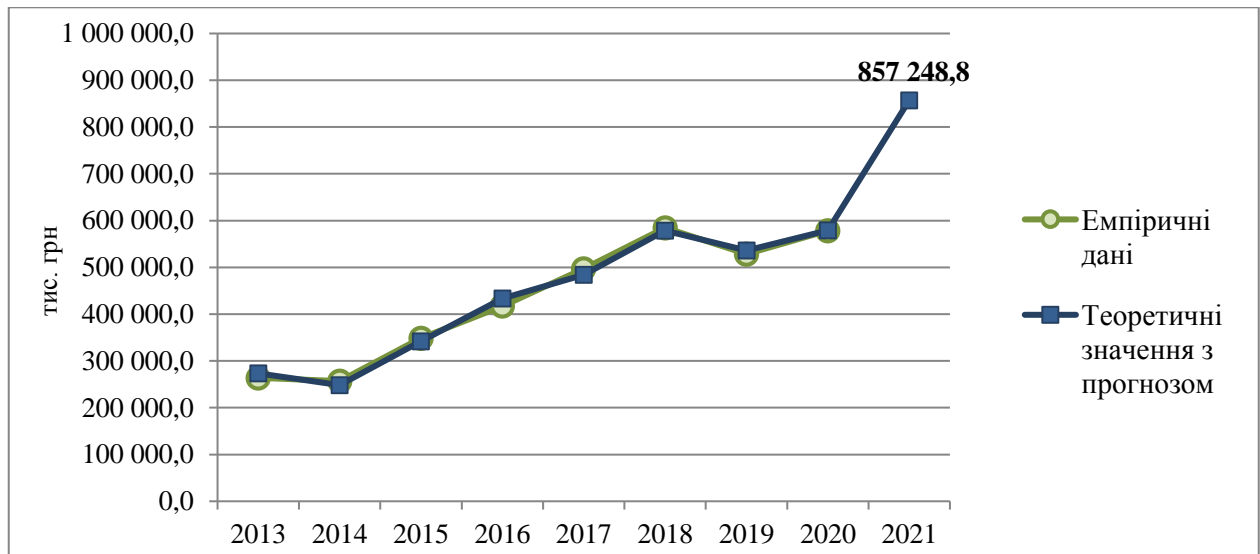


Рис. 3.23. Графіки емпіричних та теоретичних (визначених за регресійною моделлю) значень собівартості з прогнозом на 2021 рік

Порівняємо також одержане прогнозне значення собівартості з її величиною, яка передбачена в тарифі на послуги з розподілу природного газу для АТ «Полтавагаз» на 2021 рік. Остання становить 806 638,1 тис. грн, відповідає межам визначеного довірчого інтервалу та всього на 6,3% менше за значення, передбачене на основі моделі.

При чому така різниця між значеннями цілком відповідає тенденції минулих років, коли собівартість, що формувалася на кінець року, перевищувала значення, передбачене Регулятором (НКРЕКП) у тарифі, через що підприємство недоотримувало частину прибутку або взагалі мало збитки.

Отже, можна зробити висновок, що багатofакторна регресійна модель, побудована для собівартості, найбільше відповідає умовам, в яких функціонує підприємство, а тому для прогнозування доцільно використовувати саме її.

### **3.3. Перспективи підприємства щодо вдосконалення механізму тарифоутворення на основі собівартості**

Досліджуючи методи формування тарифів у сфері розподілу газу, було зроблено висновок, що чинні підходи до розрахунку тарифів та потребують удосконалення. З огляду на те, що в даний час основою розрахунку тарифів є витратний метод, тобто метод економічно обґрунтованих витрат виробництва, можемо констатувати наступне. Обґрунтування рівня витрат завжди є основним питанням, від вирішення якого залежить можливість нормальної експлуатації і розвитку систем розподілу газу. Введення процедур витратного регулювання тарифів дозволило забезпечити умови для функціонування даної сфери в перехідний період.

Серед основних причин використання витратних методів можна виокремити такі:

- витратне ціноутворення базується на реально доступних даних (уся інформація, яка необхідна для встановлення цін зосереджена на підприємстві і ґрунтується на даних бухгалтерської звітності);
- для більшості вітчизняних підприємств логічною і домінантною ідеєю стосовно того, що виробники повинні мати можливість відшкодувати витрати і отримувати прибуток як винагороду за свою діяльність. Тому більшість сприймають витратний метод як такий, що має реальну основу для отримання прибутку;
- в чинних умовах господарювання на підприємстві далеко не завжди є кваліфіковані спеціалісти, які володіють сучасною методологією тарифоутворення, а витратний метод є більш прозорим і доступним.

Можна стверджувати, що витратні методи забезпечили тільки виживання газорозподільних підприємств при переході до нової моделі ринку природного газу. Ці методи мають бути суттєво оновлені, доповнені новими принципами та підходами.

Враховуючи результати попередніх досліджень, можна впевнено говорити про те, що тарифне регулювання за методом «Витрати +» лише на основі собівартості не дає позитивного ефекту ні підприємству, ні споживачам, ні державі загалом. Наразі АТ «Полтавагаз», як і всі інші оператори газорозподільної системи, працює на основі принципу покриття витрат і його прибуток залежить від їх рівня. Очевидно, що підприємство не має вагомих стимулів до зниження собівартості й здійснення інвестицій у власні активи, що, в свою чергу, є перешкодою для модернізації газорозподільних мереж і головною причиною неефективності роботи підприємства.

Окрім цього, часто виникають суперечки з Національним Регулятором, який розуміє, що оператори ГРМ можуть завищувати собівартість, коли подають проекти тарифів на розгляд. Тому він свідомо занижує планований рівень витрат, але, на жаль, до економічно необґрунтованого рівня, і в результаті затверджує тарифи, які виявляються нерентабельними. Цю гіпотезу, яку висувають чимало експертів у газовій сфері, частково було підтверджено й результатами моделювання.

Наразі єдиний раціональний вихід з ситуації – це ініціювання підприємством перед регулятором свого переходу на стимулююче регулювання (RAB-тарифоутворення), як вже зробила більшість операторів системи розподілу електроенергії.

RAB-регулювання – це механізм довгострокового тарифного регулювання, який передбачає гарантоване отримання підприємством прибутку як відсотка від загальної вартості його активів. Цей метод спрямований на залучення інвестицій для модернізації інфраструктури мереж і, як наслідок, стимулювання ефективності витрат розподільних компаній [36]. Порівняльна характеристика тарифного

регулювання на основі методу «Витрати +» та RAB-регулювання наведена на рис. 3.24.

### ЧИННИЙ РЕГУЛЬОВАНИЙ ТАРИФ

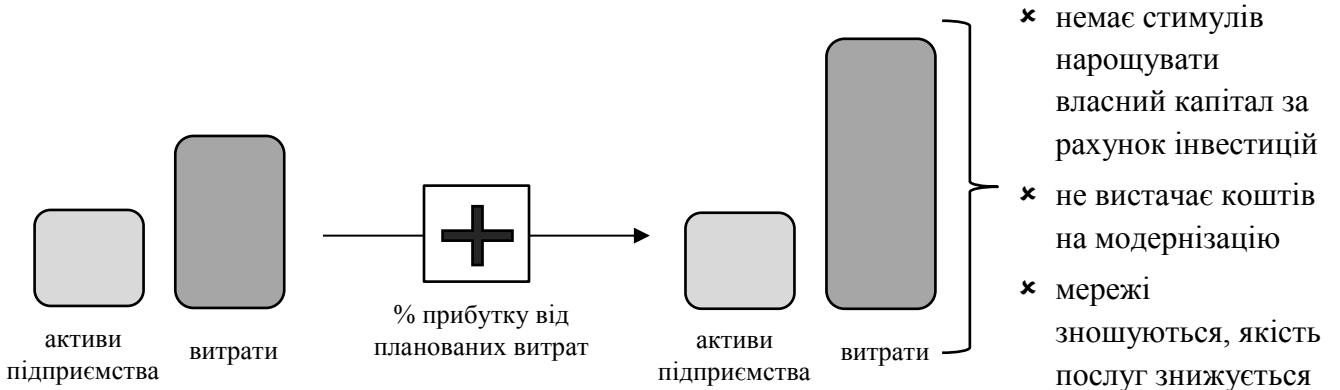
- регуляторний період – 1 рік
- норма прибутку встановлюється до суми витрат
- розрахований лише на реалізацію інвестиційної програми



### СТИМУЛЮЮЧИЙ ТАРИФ

- регуляторний період – 3-5 років
- норма прибутку встановлюється до вартості активів підприємства
- розрахований на залучення додаткових інвестицій

**МЕТОД «ВИТРАТИ +»:** основа тарифу – собівартість. До неї додається % прибутку. Щоб отримати більше прибутку, треба збільшити витрати.



**РАВ-ТАРИФОУТВОРЕННЯ:** основа тарифу – активи. Половина прибутку в обов'язковому порядку йде на модернізацію. Щоб збільшити прибуток, треба оновлювати активи.

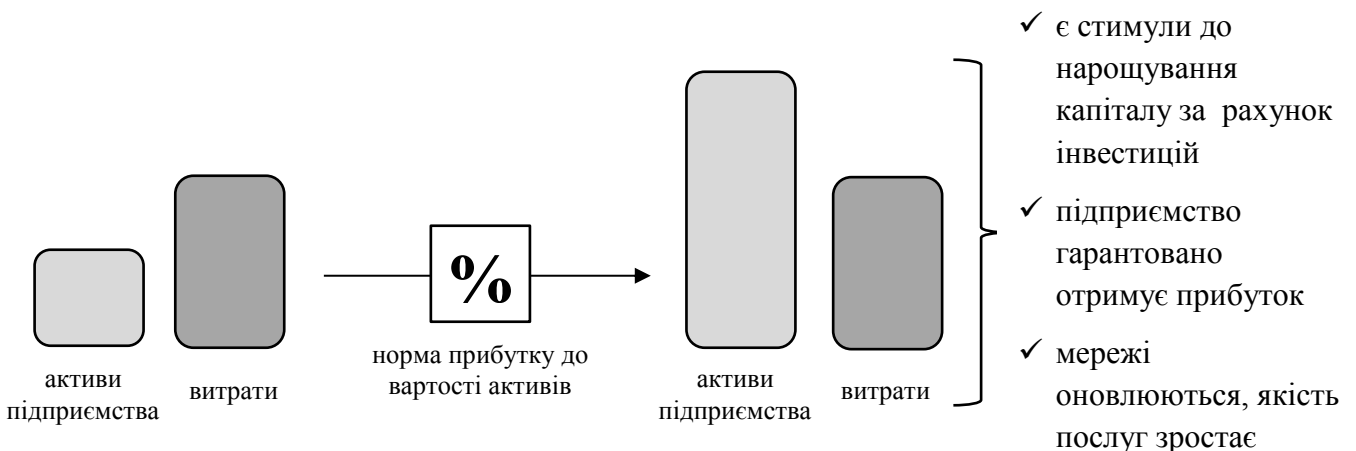


Рис. 3.24. Порівняння методів «Витрати +» та стимулюючого RAB-регулювання

Перехід на тарифоутворення за методикою стимулюючого регулювання (Regulatory Asset Base) зарекомендував себе у світі. Суть RAB-методології для газотранспортної системи, якщо сформулювати її спрощено, полягає в наступному: відбувається оцінювання вартості активів, які використовуються при транспортуванні газу, та, виходячи з цієї вартості, тарифи формуються так, аби використання таких активів було вигіднішим, ніж просто зберігання еквівалентних грошових сум на депозиті в банку.

Тобто, тариф має стимулювати використання ГРС як її оператором (газорозподільною компанією), так і замовників послуг (потужності) – власників газу (постачальників, газодобувні компанії, трейдерів) [39].

У перспективі перехід до нової моделі тарифоутворення дасть змогу знизити ціну на доставку газу споживачам, адже вдосконалення розподільних мереж знизить витрати на їх обслуговування та втрати природного газу при його транспортуванні. Тобто, зросте якість послуг.

Для держави переваги очевидні: прозорий та довгостроковий механізм тарифного регулювання та збільшення надходжень до бюджету через податковий механізм.

Для самого підприємства це дасть змогу залучати нові інвестиції та спрямовувати їх на відновлення й розвиток газорозподільної мережі, знизити операційні витрати та підвищити рівень рентабельності.

Однак, для переходу на стимулююче тарифоутворення АТ «Полтавагаз» потрібно щонайменше виконати такі дії:

- провести переоцінку активів та почати їх нарощування до впровадження нової моделі тарифного регулювання.
- виконати інвестиційну програму за рік, який передуватиме переходу на стимулююче тарифоутворення, не менше ніж на 95%, що є однією з вимог НКРЕКП.

Загалом, за сприяння Національного Регулятора такі зміни вирішили б низку проблем у діяльності підприємства, зокрема щодо його фінансової стабільності.

Також варто звернути увагу на практику деяких інших газорозподільних підприємств, які вже сьогодні за допомогою інвестицій в газову інфраструктуру зменшують приблизно на третину свої виробничо-технологічні втрати в мережах, а відтак і знижують плату за доставку газу для своїх споживачів і свою залежність від нормативів НКРЕКП.

Вони сприяють виробництву і встановленню на газопроводах сучасного обладнання європейського рівня у вигляді потужних шафових газорозподільних пунктів. Кожна така «жовта шафа» довго забезпечуватиме стабільний тиск газу в мережах, а отже і його безперебійну доставку до споживачів.

Також доцільно використовувати певний методичний підхід до проведення економіко-експертного дослідження тарифів. В діяльності підприємств, які займаються розподілом газу, виникають ситуації, в яких потрібно приймати управлінські рішення, і для того, щоб уникнути порушень слід забезпечити включення до складу фактичних витрат вартості газу за ціною, вищою за ціну його придбання.

Відповідно, головними завданнями дослідження тарифів на розподіл газу є:

- встановлення обґрунтованості визначення підприємствами суми різниці в тарифах на газову енергію, що поставляється населенню, яка виникла через невідповідність фактичної собівартості газової енергії з тарифами, затвердженими НКРЕКП;
- встановлення документальної обґрунтованості аналізу витрат і цін як чинників фінансової стабільності, беззбитковості підприємств, що працюють в сфері газопостачання.

Документальна обґрунтованість тарифів на досліджувану послугу в даному випадку стає предметом економіко-експертного вивчення. Для вивчення можуть бути поставлені, наприклад, наступні питання:



1) Чи є розрахунки фактичної собівартості послуг розподілу природного газу, що надані підприємством, економічно обґрунтованими?

2) Яка різниця у грошовому вимірі між встановленими рішенням НКРЕКП та тарифами для споживачів послуг з розподілу природного газу?

3) Чи відповідає рівень виробничої собівартості від надання інших послуг, врахований підприємством при розподілі адміністративних витрат між видами діяльності, фактичним показником виробничої собівартості від надання таких послуг підприємством?

4) Чи є економічно обґрунтованими тарифи на послуги з розподілу природного газу, встановлені для підприємства?

5) Чи підтверджується документально висновок акту ревізії щодо завищення підприємством розміру фактичної собівартості послуг, що призвело до фінансових порушень (незаконних витрат бюджетних коштів, що спричинили збитки)?

6) Чи підтверджується документально зазначене в акті перевірки (ревізії) завищення розрахованого розміру витрат?

7) Чи підтверджується документально зайве отримання (підприємством) коштів субвенції з державного бюджету місцевим бюджетам для погашення заборгованості минулих років з різниці в тарифах на розподіл природного газу?

8) Чи підтверджується документально зазначене в акті державної аудиторської служби завищення суми боргу з різниці в тарифах?

9) Чи підтверджується документально зазначене в акті державної аудиторської служби завищення розміру витрат природного газу в мережах?

10) Чи підтверджуються документально витрати підприємства, що формують собівартість наданих послуг?

Застосування цього методичного підходу дозволить приймати релевантні управлінські рішення з урахуванням конкретних обставин діяльності підприємства на базі проведеного дослідження.

## ВИСНОВКИ

Попереднє дослідження концептуальних підходів та проведене економіко-математичне моделювання собівартості продукції на прикладі Акціонерного товариства «Полтавагаз дозволило сформулювати такі висновки:

1. З'ясовано європейський досвід регулювання ринку природного газу. Узагальнивши наявну інформацію, було визначено, що газові ринки країн ЄС вже пройшли етап лібералізації й характеризуються стабільністю, справді конкурентним ціноутворенням та повною відмовою від довгострокових контрактів з фіксованою вартістю газу на користь спотових угод, які укладаються на спеціальних торговельних майданчиках – газових хабах.

2. Досліджено процес та визначено перспективи становлення нової моделі газового ринку в Україні, де здійснюються лише перші кроки до формування лібералізованого ринку природного газу, і зміна моделі його функціонування – це саме один з таких кроків. Вона полягала у відокремленні газопостачальних підприємств, які мають взаємодіяти в конкурентному середовищі й вільно формувати свої ціни, від газорозподільних, які є природними монополіями й потребують належного державного регулювання.

3. Визначено особливості чинної системи ціноутворення на ринку природного газу. Окрім вартості газу як товару, загальна ціна на газ містить також тарифи операторів ГТС та ГРМ на транспортування газу магістральними та локальними газопроводами відповідно, та націнку постачальника й ПДВ.

З'ясовано, що оскільки державне регулювання цін постачальників газу в 2020 році було скасовано, то наразі ціни пропонуються індивідуально кожним газопостачальним підприємством, а споживач має можливість обрати компанію з найбільш вигідною пропозицією. Відповідно, газопостачальні підприємства формують свої фіксовані базові річні пропозиції (БРП), аргументуючи їх потребою

захисту споживачів від сезонних коливань. Однак, формульним орієнтиром для визначення цін у них слугують ціни, які встановилися на європейському хабі ТТФ, що викликало обурення серед експертів. По-перше, обсяг імпортованого газу становить лише 30% від загального обсягу споживання, а газ власного видобутку повністю покриває потреби населення та підприємств теплокомуненерго, тому для нього мав би бути певний індикатив, адже його собівартість значно нижча. По-друге, формульні орієнтири були використані, коли ціни на газ на європейських торговельних майданчиках були найбільш високими, але справедливою мала б бути середньозважена річна ціна газу, приведена до ТТФ (яка не перевищила б 6 грн/м<sup>3</sup> порівняно з чинною середньою ціною – 7,99 грн/м<sup>3</sup>). Оскільки немає жодного обґрунтування саме таких цінових пропозицій, було зроблено висновок, що застосування моделі імпортного паритету в Україні недоцільне.

Також визначено, що якщо ціна на газ є ринковою, то тарифи на його транспортування і розподіл – регульованими. Їх затверджує Регулятор – Національна комісія, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). Тариф на транспортування встановлюється для єдиного Оператора ГТС України на п'ятирічний регуляторний період і включається до ціни постачальника, а тарифи на розподіл визначаються індивідуально для кожного оператора ГРС на 1 рік. І тим часом, коли ціна продажу газу в Україні зрівнялася з європейськими цінами, тарифи на розподіл залишаються найнижчими в Європі.

4. Досліджено методику планування та роль собівартості в механізмі тарифного регулювання газорозподільних підприємств. З'ясовано, що для газорозподільних компаній використовується метод «Витрати +», згідно з яким базою, до якої застосовується норма прибутку, є не вартість активів або сума інвестованого капіталу, а собівартість продукції. Тобто, спочатку Регулятор визначає плановану собівартість, і вже на її основі формує тариф, від якого повністю залежить дохідна частина підприємства. При цьому й складові собівартості теж підлягають

регулюванню на основі встановлених нормативів або методик розрахунку окремих статей витрат.

5. Представлено загальну характеристику та організаційно-управлінську структуру АТ «Полтавагаз», яке веде ліцензовану діяльність з розподілу природного газу на території більшості міст і районів Полтавської області, а також виконує функції оперативно-технологічного управління газорозподільною мережею. Як і інші газорозподільні компанії, «Полтавагаз» підпадає під категорію підприємств, які є природними монополістами. Компанія обслуговує 20,5 тис. км, газопроводів і є потужним виробничо-технологічним комплексом, що було визначено під час дослідження організаційно-управлінської структури, яка досить велика за масштабами і має складні ієрархічні зв'язки.

6. Проаналізовано показники фінансово-господарської діяльності АТ «Полтавагаз» й визначено, що стан підприємства досить суперечливий. За останній рік воно з категорії компаній зі збитковою діяльністю перейшло в категорію прибуткових, про що свідчить динаміка основних економічних результатів діяльності. Однак, вартість власного активів зазнала значних негативних змін, через що жоден з показників платоспроможності не досягнув нормативних значень, а за показниками ділової активності було з'ясовано, що АТ «Полтавагаз» має низьку ефективність використання ресурсів та залучає значно більше коштів від кредиторів, ніж надає дебіторам, що є ознакою кризи ліквідності та свідчить про складнощі з погашенням кредитних зобов'язань. Розрахувавши показники фінансової стійкості, визначено, що її стан – кризовий, а показники рентабельності, попри значне покращення в 2020 році, все ще не досягають необхідного рівня. Зокрема, важливий показник рентабельності продукції не відповідає рівню 9,8%, який передбачений у структурі тарифу. Тож, оскільки основним джерелом доходів підприємств-операторів газорозподільної системи є тарифна виручка, то, безперечно, для покращення фінансового стану перш за все потрібно ініціювати перегляд питання щодо економічної обґрунтованості чинного тарифу. Також доцільно налагодити

ефективність управління дебіторською й кредиторською заборгованістю та приділити увагу формуванню власного оборотного капіталу.

7. Здійснено прогнозування собівартості продукції (послуг) АТ «Полтавагаз» за допомогою адаптивного моделювання. Перш ніж використовувати адаптивні моделі з єдиним фактором «час», було застосовано методи виявлення тенденції у вихідному часовому ряді: перевірки різниць середніх рівнів, Фостера-Стюарта та рангової кореляції, які показали, що у ряді наявні тенденції середнього рівня, дисперсії, та автокореляції.

Побудувавши моделі Брауна та Хольта й оцінивши їх на адекватність за критеріями серій, піків, R/S-критерієм та критерієм Дарбіна-Уотсона, було виявлено, що модель Хольта є адекватною щодо вихідних даних і може бути застосована для отримання прогнозу. Однак, було отримано прогнозну величину, що значно відрізняється від планованого регулятором значення собівартості на 2021 рік. Тож, було зроблено висновок, що для передбачення майбутніх значень собівартості послуг АТ «Полтавагаз» фактор часу, попри наявність тенденції, не є визначальним.

8. Побудовано багатofакторну економетричну модель собівартості продукції (послуг) АТ «Полтавагаз» на основі покрокової регресії. Визначено, що на динаміку собівартості здійснює найбільший вплив динаміка витрат на оплату праці, тому при пошуку резервів зниження чи підвищення собівартості перш за все слід звернути увагу на цю статтю витрат. Також було здійснено прогнозування за допомогою моделі й отримано найбільш адекватне прогнозне значення. Його перевищення над планованою собівартістю, передбаченою Регулятором у тарифі, свідчить про високу ймовірність недоотримання підприємством у 2021 році планованого прибутку, як це було в попередніх періодах.

9. Проведено оцінку перспектив АТ «Полтавагаз» щодо вдосконалення чинного механізму тарифного регулювання на основі собівартості. Виявлено, що перехід до більш сучасної моделі стимулюючого RAB-регулювання дасть

підприємству змогу залучати нові інвестиції та спрямовувати їх на відновлення й розвиток газорозподільної мережі, а також стабільно отримувати прибуток.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Закон України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» від 22.09.2016 № 1540-VIII. Відомості Верховної Ради (ВВР), 2016, № 51, ст.833.

2. Закон України «Про ринок природного газу» від 09.04.2015 № 329-VIII. Відомості Верховної Ради (ВВР), 2015, № 27, ст.234.

3. Постанова НКРЕКП «Про видачу ліцензії на розподіл природного газу АТ «Полтавагаз» від 5.06.2017 № 778. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=25896>.

4. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Кодексу газорозподільних систем» від 30.09.2015 № 2494. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1379-15#Text>.

5. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Методики визначення та розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу» від 25.02.2016 №236. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1434-16#n12>.

6. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу» від 3 0.09.2015 № 2517. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1388-15#Text>.

7. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Правил постачання природного газу» від 30.09.2015 № 2496. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1382-15#Text>.

8. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Типового договору розподілу природного газу» від 30.09.2015 № 2498. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1384-15#Text>.

9. Васильєва Л.В., Кльованик О.А. Регресійні моделі та аналіз часових рядів: навчальний посібник. Краматорськ: ДДМА, 2017. 176 с.
10. Диха М.В., Мороз В.С. Економетрія: навчальний посібник. Київ, 2016. 206 с.
11. Клебанова Т.С., Курзенев В.А., Наумов В.М. Прогнозування соціально-економічних процесів: навчальний посібник. Харків: ХНЕУ ім. С. Кузнеця, 2015. 656 с.
12. Островський П.І., Гострик О.М., Добрунік Т.П., Радова О.В. Моделювання економічних процесів: навчальний посібник. Одеса: ОНЕУ, 2016. 132 с.
13. Пілько А.Д. Прогнозування соціально-економічних процесів: конспект лекцій. Івано-Франківськ, 2018. 87 с.
14. Пістунов І.М. Економічна кібернетика: Навч. посібник. Дніпро: НГУ. 2019. 154 с.
15. Скрильник І.І. Методи прогнозування соціально-економічних процесів: конспект лекцій. Полтава: ПолтНТУ, 2017. 94 с.
16. Скрильник І.І., Климко О.Г. Методичні вказівки до лабораторних робіт із дисципліни «Прогнозування соціально-економічних процесів» для студентів економічних спеціальностей усіх форм навчання. Полтава: ПолтНТУ, 2016. 68 с.
17. Скрильник І.І., Климко О.Г. Прогнозування соціально-економічних процесів: навчальний посібник. Полтава: ПолтНТУ, 2017. 227 с.
18. Юрченко М.Є. Прогнозування та аналіз часових рядів: методичні вказівки до практичних занять та самостійної роботи студентів. Чернігів: ЧНТУ, 2018. 88 с.
19. Гайдаєнко О.М. Застосування кореляційно-регресійного аналізу для прогнозування результатів діяльності підприємства. Облік, економіка, менеджмент: наукові нотатки. 2017. №7. С. 78-82.
20. Глібов Р.В. Кореляційно-регресійний аналіз виробничої собівартості.

Вісник ЖНАЕУ. 2016. № 2 (57).

21. Єрмоєнко А., Уніговський Л., Андріанов Є. Роздрібні ціни на природний газ в Україні та Європі: відмінності формування. URL: [https://dt.ua/energy\\_market/rozdrubni-cini-na-prirodniy-gaz-v-ukrayini-tayevropi-vidminnosti-formuvannya-282429\\_.html](https://dt.ua/energy_market/rozdrubni-cini-na-prirodniy-gaz-v-ukrayini-tayevropi-vidminnosti-formuvannya-282429_.html) (дата звернення: 23.04.2021).

22. Закаблук Г.О. Прогнозування доходів та витрат машинобудівного підприємства на основі методу Хольта-Уінтерса. Економіка та держава. 2018. № 6. С. 51-55.

23. Зелена книга «Системний перегляд якості державного регулювання роздрібного ринку природного газу». Офіс ефективного регулювання BRDO. URL: [https://issuu.com/office\\_brdo/docs74762b6b22d087](https://issuu.com/office_brdo/docs74762b6b22d087).

24. Інтеграція України до внутрішнього ринку газу ЄС. Аналітичний звіт, підготовлений в рамках проекту «Громадська синергія». URL: [https://www.civic-synergy.org.ua/wp-content/uploads/2019/03/Integratsia-Ukrainy-do-vnutrishniogo-Rynku-Gazu\\_EU\\_2019.pdf](https://www.civic-synergy.org.ua/wp-content/uploads/2019/03/Integratsia-Ukrainy-do-vnutrishniogo-Rynku-Gazu_EU_2019.pdf).

25. Климко О.Г., Черниш Ю.М. Застосування адаптивних моделей для прогнозування рівня доходів малого підприємства. URL: <http://reposit.nupp.edu.ua/bitstream/PoltNTU/981/1/%D0%9A%D0%BB%D0%B8%D0%BC%D0%BA%D0%BE-RI-2013-4.pdf> (дата звернення: 22.05.2021).

26. Кобець С.П., Лузіна А.О. Застосування адаптивних моделей для прогнозування чистого доходу від реалізації продукції. Тези 71-ої наукової конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету (Полтава, 22 квітня – 17 травня 2019). Полтава: ПолтНТУ. 2019. Т.1. С. 259–260.

27. Коротя, М.І. Європейський досвід регулювання ринку природного газу: розподіл, транспортування. Вчені записки Таврійського національного університету імені В. І. Вернадського. Серія: Економіка і управління. 2019. Т. 30(69). № 4(2). С. 93-98.



28. Коротя, М.І. Організаційно-економічний механізм регулювання діяльності газорозподільних підприємств Західного регіону: дис. .... канд. екон. наук. Луцьк. 2019. 303 с.

29. Мелещенко А.І. Особливості функціонування та сучасні тенденції розвитку світового нафтогазового ринку в умовах глобалізації. Інвестиції: практика та досвід. 2016. № 7. С. 55-59.

30. Музиченко М. В. Диверсифікація ринку природного газу ЄС в контексті забезпечення енергетичної безпеки: автореф. дис. ... канд. екон. наук. Харків. С.17-19.

31. Музиченко М.В. Сучасний ринок природного газу ЄС: структура та тенденції розвитку. Інвестиції: практика та досвід. 2017. № 22. С. 46-52.

32. Надем'янов І.В. Прогнозування фінансових показників діяльності підприємства з використанням регресійних моделей. Матеріали VII Міжнародної науково-методичної конференції-форуму молодих економістів-кібернетиків. «Моделювання економіки: проблеми, тенденції, досвід» (Тернопіль, 21-22 жовтня 2016). Тернопіль. С. 121-124.

33. Осауленко М.О. Ціноутворення на природний газ в Україні та ЄС. Вісник Житомирського державного технологічного університету. Житомир. 2019. С. 138-140.

34. Прогнозування соціально-економічних явищ як інструмент обґрунтування управлінських рішень. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vzhdtu\\_econ\\_2018\\_2\\_17](http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vzhdtu_econ_2018_2_17) (дата звернення: 20.05.2021).

35. Савка Ю.В. Планування діяльності газорозподільних підприємств. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2017. № 2. С. 71-76.

36. Столяр О.О. Державне регулювання тарифів на послуги газорозподільних компаній. Міжнародні, нормативні та управлінські аспекти соціально-економічного розвитку: Матеріали Міжнародної науково-практичної

конференції, (Київ, 28 вересня 2019). Київ, 2019. С. 23-26.

37. Столяр О.О. Ключові принципи механізму тарифоутворення на послуги розподілу газу. Вісник Хмельницького національного університету. Економічні науки. 2019. № 4. С. 126-130.

38. Столяр О.О. Організаційно-економічні відносини газорозподільних підприємств як чинник впливу на тариф. Економіко-управлінські аспекти трансформації та інноваційного розвитку галузевих і регіональних суспільних систем в сучасних умовах: Матеріали II Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції, (Івано-Франківськ, 28-29 квітня 2020). Івано-Франківськ, 2020. С. 162-164.

39. Столяр О.О. Основні умови формування тарифної політики на послуги газорозподільних компаній. Науково-практичний журнал «Економічні студії», 2019. № 3(25). С. 154-158.

40. Столяр О.О. Структурний аналіз тарифу на розподіл газу в складі ціни газу для споживачів. Економічний вісник Національного гірничого університету. 2020. № 1(69). С. 164-176.

41. Столяров В.Ф. Формування цін і тарифів на товари та послуги суб'єктів природних монополій в Україні. Економіка та держава. 2016. № 8. С. 19-27.

42. Стуконог Я.П. Особливості механізму регулювання ринку природного газу ЄС. Актуальні проблеми міжнародних відносин. 2017. Вип. 118(1). С. 192-202.

43. Тарасенко Л.О. До питань оцінки ефективності функціонування газорозподільних підприємств. Finance, accounting, banks. 2018. Вип. 1. С. 170-182.

44. Юхимець Р.С. Іноземний досвід трансформації газових ринків: перспективи та загрози для України. Зовнішня торгівля. № 5-6. С. 113-124.

45. Янковий О.Г. Комплексне прогнозування взаємопов'язаних економічних показників підприємства. Економіка підприємства: сучасні проблеми теорії та практики: матеріали 4 міжнародної наук.-практ. конф. (Одеса, 18 вер. 2016). Одеса. 2016. С. 264-266.

46. Global Energy Statistical Yearbook. URL: <https://www.enerdata.net/publications/world-energy-statistics-supply-and-demand.html> (дата звернення: 26.04.2021).
47. Oil, gas and coal | Energy – European Commission. URL: [https://ec.europa.eu/energy/topics/oil-gas-and-coal\\_en?redir=1](https://ec.europa.eu/energy/topics/oil-gas-and-coal_en?redir=1) (дата звернення: 23.04.2021).
48. Адаптивні моделі прогнозування. URL: <http://ebib.pp.ua/adaptivnyie-modeli-prognozirovaniya-7832.html> (дата звернення: 21.05.2021).
49. Видобуток вуглеводнів на території області у 2015-2020 роках. Інвестиційний портал Полтавщини. URL: <http://pobl-invest.gov.ua/Home/PageItem/33> (дата звернення: (23.04.2021).
50. Газорозподільні мережі: за що, кому та чому будемо платити? URL: [https://dt.ua/energy\\_market/gazorozpodilni-merezhi-za-scho-komu-ta-chomubudemo-platiti\\_.html](https://dt.ua/energy_market/gazorozpodilni-merezhi-za-scho-komu-ta-chomubudemo-platiti_.html) (дата звернення: 25.04.2021).
51. Директиви 2009/73/ЄС. URL: <http://enref.org/docs/dyrektyva-2009-73-es-pro-spilni-pravyula-vnutrishnoho-gynkupryrodnoho-hazu> (дата звернення: 22.04.2021).
52. Зовнішні та внутрішні передумови запуску ринку газу в Україні. Стаття центру Разумкова. URL: <https://razumkov.org.ua/statti/zovnishni-ta-vnutrishni-pередumovu-zapusku-gynku-gazu-v-ukraini> (дата звернення: 01.05.2021).
53. Інформація щодо тарифів на доставку (розподіл) газу у 2021 році. URL: <https://solonkivska-gromada.gov.ua/news/1610633134> (дата звернення: 11.05.2021).
54. Навіщо потрібен окремий тариф на розподіл газу. URL: [https://biz.censor.net/resonance/3248211/navscho\\_potrben\\_okremiyi\\_tarif\\_na\\_rozpodl\\_gazu](https://biz.censor.net/resonance/3248211/navscho_potrben_okremiyi_tarif_na_rozpodl_gazu) (дата звернення: 11.05.2021).
55. Огляд Світової енергетики 2020/World Energy Outlook, 2020 URL: <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/world-energy-outlook-2020> (дата звернення: 30.04.2021).
56. Офіційний сайт головного управління статистики у Полтавській області.

URL: <http://www.pl.ukrstat.gov.ua>.

57. Офіційний сайт Державної служби статистики України. URL: <http://www.ukrstat.gov.ua>.

58. Офіційний сайт НАК «Нафтогаз України». URL: <https://www.naftogaz.com>.

59. Офіційний сайт АТ «Полтавагаз». URL: <https://poltavagaz.com.ua>.

60. Про газовий рік та квитанції за доставку газу. Що це і для чого? Стаття центру Разумкова. URL: <https://razumkov.org.ua/statti/pro-gazovyi-rik-ta-kvytantsii-za-dostavku-gazu-shcho-tse-i-dlia-chogo#аб> (дата звернення: 28.04.2021).

61. Ринок природного газу vs ринок електроенергії. URL: <https://www.epravda.com.ua/projects/expro/2020/06/17/661702> (дата звернення: 20.04.2021).

62. Справедливі тарифи на газ: міф чи реальність? URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/spravedlyvi-taryfy-na-haz-mif-chy-realnist> (дата звернення: 11.05.2021).

63. Створення Енергетичного союзу ЄС: перспективи для ринку газу України. URL: [http://www.dnu.dp.ua/docs/ndc/konkurs\\_stud/ES/1\\_1.pdf](http://www.dnu.dp.ua/docs/ndc/konkurs_stud/ES/1_1.pdf).

64. Технічний стан української ГТС: розслаблятися не можна. Стаття центру Разумкова. URL: <https://razumkov.org.ua/komentari/tekhnichnyi-stand-ukrainskoi-gts-rozslabliatysia-ne-mozhna> (дата звернення: 01.05.2021).

65. Ціни на газ для побутових споживачів в Україні та ЄС у червні 2019 року. URL: <https://104.ua/ua/gas-and-money/id/porivnjannja-cin-na-gaz-dlja-pobutovih-spozhyvachi-34633> (дата звернення: 12.05.2021).

66. Ціни на газ: як вони формуються. URL: <https://gas.ua/uk/home/news/tsini-na-gaz-yak-voni-formuyutsya> (дата звернення: 11.05.2021).