

Міністерство освіти і науки України  
Івано-Франківський національний технічний університет  
нафти і газу

Кваліфікована наукова праця  
на правах рукопису

**Трофімчук Вадим Іванович**

УДК 622.692.48

**Дисертація**

**Підвищення ефективності роботи газотранспортної системи України  
шляхом вдосконалення заходів енергетичного керування**

Спеціальність 05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

Подається на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використані ідеї,  
результати і тексти інших авторів мають посилання на відповідне джерело.



В.І. Трофімчук

Науковий керівник: Рибіцький Ігор Володимирович  
кандидат технічних наук, доцент

м. Івано-Франківськ,  
2021 рік

## АНОТАЦІЯ

**Трофімчук В.І. Підвищення ефективності роботи газотранспортної системи України шляхом вдосконалення заходів енергетичного керування. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.**

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.13 - «трубопровідний транспорт, нафтогазосховища» - Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2021.

Дисертація присвячена удосконаленню існуючих методів енергетичного керування та пошуку нових підходів до підвищення енергоефективності газотранспортного підприємства.

На основі проведених досліджень визначено, що технологічні витрати енергоресурсів ГТС України найбільше піддаються енергетичному керуванню. Упроваджено у виробництво корпоративну систему цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу в ТОВ «Оператор ГТС України», яка має змогу графічно моделювати ефективність використання енергоресурсів, виявляти причини перевитрат енергії, враховуючи чинники, які впливають на роботу обладнання.

На основі проведеного моделювання встановлено закономірності, які в режимі реального часу дозволяють визначити технічний стан котла на основі залежності його ККД від розходу газу.

На основі чинних вимог нормативних документів та проведеного аналізу існуючих методик та технологій визначено оптимальну температуру газу на виході із ГРС. Проведено моделювання роботи ГРС із проектними вихідними тисками та оптимальною температурою газу на виході.

На основі проведених досліджень визначено вплив відкладень у трубопроводах на похибку в оцінці кількості газу в газопроводі. Показано за допомогою математичного моделювання вплив нестационарності на точність оцінки кількості рідини в газопроводі та визначено похибку у обчисленні маси газу

і значення критерію нестационарності для кожного з моментів часу нестационарного процесу.

Доведено можливість та ефективність використання надлишкової температури оливи у лінії трубопроводів охолодження оливи ГПА для опалювання приміщень КС шляхом встановлення теплообмінників. За допомогою використання різних методик оцінювання ефективності впровадження проекту по відбиранню тепла із лінії АПО оливи на КС доведено його ефективність та переваги методу математичного моделювання Монте-Карло, який дає змогу виконати імітаційне моделювання ризиків та максимально достовірно спрогнозувати майбутню ефективність проекту в залежності від змінних чинників

**Ключові слова:** градусодні, енергоефективні заходи, ККД котла, температура газу, критерій нестационарності, вторинні енергоресурси, Монте-Карло.

#### ANNOTATION

**Trofimchuk V.I. Improving the efficiency of Ukrainian gas transmission system operation by improving energy management measures. – Qualified scientific work on the rights of the manuscript.**

The dissertation on reception of a scientific degree of the Candidate of Technical Sciences (PhD) in the specialty 05.15.13 – pipeline transportation, oil and gas storages. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ministry of Education and Science of Ukraine, Ivano-Frankivsk, 2021.

According to the research results it was determined that the technological costs of GTS energy resources were mostly susceptible to energy management. A corporate system of targeted energy monitoring and internal benchmarking was implemented in Ltd "Gas Transmission System Operator", which made it possible to model graphically the efficiency of energy resources usage, identify the causes of energy consumption by taking into account the factors that affected the equipment operation. Regularities were established, which in real time allowed to determine the technical condition of the boiler based on the dependence of its efficiency on gas consumption. The optimal gas temperature at the outlet of the GDS was determined. Simulation of GDS operation with

design outlet pressures and optimal gas temperature at the outlet was carried out. On the basis of the research results the influence of deposits in pipelines on an error in an estimation of gas volume in gas pipeline was determined. The influence of nonstationarity on the accuracy of estimating the amount of liquid in the gas pipeline was shown by mathematical modeling and the error in calculating the gas volume and the value of the nonstationarity criterion for each of the time points of the nonstationary process was determined. The possibility and efficiency of excess oil temperature application in for the GTI oil cooling pipelines subjected for heating the premises of the CS by installing heat exchangers was proved. By using the methods of evaluating the effectiveness of the project on removing the heat from the oil ACI at the CS, its efficiency and advantages of the Monte Carlo mathematical modeling method were justified, which allowed to perform risks simulation and predict the future efficiency of the project depending on variables as accurately as possible.

**Keywords:** degree-days, energy-efficiency measures, boiler efficiency, gas temperature, nonstationarity criterion, waste energy, Monte Carlo.



### Список публікацій здобувача

1. I. Rybitskyi, V. Trofimchuk, G. Kogut. Enhancing the efficiency of gas distribution stations operation by selecting the optimal gas pressure and temperature parameters at the station outlet. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2020. № 3 (98). P. 47–52. ISSN 2071-2227, E-ISSN 2223-2362. (**Scopus, Index Copernicus International**)
2. Рибіцький І.В., Трофімчук В.І., Карпаш М.О. Основні чинники енергоємності газотранспортної системи України та роль управ-лінських заходів для їх зменшен-ня. *Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ*. 2017. №4(65). С. 21-25. (**наукове фахове видання України**)
3. Трофімчук В.І. Досвід роботи системи цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу у філії УМГ «Черкаситрансгаз». Частина І. *Нафтогазова галузь України*. 2018. №4. С. 11-15. (**наукове фахове видання України**)
4. Трофімчук В.І. Досвід роботи системи цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу у філії УМГ «Черкаситрансгаз» Частина ІІ. *Нафтогазова галузь України*. 2018. №5. С. 3-8. (**наукове фахове видання України**)
5. Трофімчук В.І., Савельєв В.Г. Аналіз методів оцінки економічного ефекту від впровадження проектів енергетичної ефективності. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2020. №1. С. 68-78 (**наукове фахове видання України**)
6. Рибіцький І.В., Трофімчук В.І. Відбір тепла із лінії трубопроводів охолоджуючого масла газоперекачуючого агрегату та способи його ефективного використання. *Вісник КрНУ*. 2019. №6. С. 133-139. (**наукове видання України**)
7. Рибіцький І.В., Трофімчук В.І. Енергозатратність газотранспортної системи України та основні чинники, які на неї впливають. *Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання: тези доповідей восьмої*

міжнародної науково-технічна конференція пам'яті професора Ігоря Кісіля 14-16 листопада 2017 р. м. Івано-Франківськ, 2017 С.169-171.

8. Трофімчук В.І. Досвід роботи системи цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу у філії УМГ «Черкаситрансгаз». *Соціально-економічний потенціал України та країн Європи: правове регулювання, проблеми і тенденції розвитку*: матеріали доповідей Міжнародної науково-практичної конференції студентів, аспірантів та науковців 17 травня 2018 року. м. Київ. 2018. С.184-187.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП.....</b>	<b>10</b>
<b>РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ВИЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЕНЕРГОЄМНОСТІ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ .....</b>	<b>16</b>
1.1 Проблеми енергоемності виробництва в Україні та у газотранспортній галузі .....	16
1.2 Гідратоутворення в природному газі та способи його запобігання ....	35
1.3 Вторинні джерела енергії та теоретичні підходи до вибору методів оцінки ефективності проєктів по їх використанню. ....	40
1.4 Аналіз теоретичних підходів щодо визначення понять «енергозбереження», «енергоощадність» та «енергоефективність».....	57
1.5 Постановка задач досліджень та конкретизація мети роботи.....	65
<b>РОЗДІЛ 2. ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ ЦІЛЬОВОГО ЕНЕРГЕТИЧНОГО МОНІТОРИНГУ ТА ВНУТРІШНЬОГО БЕНЧМАРКІНГУ .....</b>	<b>67</b>
2.1 Робота системи цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу по керуванню роботою котелень для опалювання приміщень в опалювальний період. ....	67
2.2 Робота системи цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу по керуванню роботою газорозподільчих станцій (ГРС).....	97
2.3 Розрахунок викидів забруднюючих речовин та парникових газів в атмосферу при спалюванні природного газу.....	107
Висновки до розділу 2.....	109
<b>РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПАРАМЕТРІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОПРОВОДУ НА ОЦІНКУ ОБСЯГУ ГАЗУ В ЙОГО ПОРОЖНИНІ .....</b>	<b>110</b>

3.1 Вплив гідравлічної ефективності газопроводу на оцінку кількості газу в його порожнині .....	110
3.2 Дослідження впливу нестационарності газового потоку на оцінку кількості газу в газопроводі.....	117
3.3 Математична модель нестационарності і принцип її реалізації .....	119
3.4 Результати досліджень і їх аналіз .....	123
Висновки до розділу 3.....	126
<b>РОЗДІЛ 4. ВИКОРИСТАННЯ ВТОРИННИХ ДЖЕЕЛ ЕНЕРГІЇ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КС .....</b>	<b>128</b>
4.1 Відбір тепла із лінії трубопроводів охолоджуючої оливи ГПА та способи його ефективного використання .....	128
4.2 Розрахунок доцільності експлуатації утилізаторів тепла відпрацьованих газів типу 120.00.000 на ГТК -10-4Б .....	133
4.3 Розрахунок викидів забруднюючих речовин та парникових газів в атмосферу при спалюванні природного газу.....	135
Висновки до розділу 4.....	136
<b>РОЗДІЛ 5. АНАЛІЗ МЕТОДІВ ОЦІНКИ ЕКОНОМІЧНОГО ЕФЕКТУ ВІД ВПРОВАДЖЕННЯ ПРОЄКТУ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ «СИСТЕМА ВІДБИРАННЯ ТЕПЛА ІЗ ЛІНІЇ ТРУБОПРОВОДІВ ОХОЛОДЖУЮЧОЇ ОЛИВИ ГПА».....</b>	<b>137</b>
5.1 Техніко-економічні показники проєкту .....	137
5.2 Моделювання економічного ефекту та періоду окупності проєкту за чинними в ГТС методиками.....	140
5.3 Моделювання економічного ефекту та періоду окупності проєкту за методом математичного моделювання Монте-Карло.....	142
Висновки до розділу 5.....	150
<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>152</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>154</b>
<b>ДОДАТКИ.....</b>	<b>171</b>

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

У роботі застосовано такі позначки та скорочення:

АПО	- апарат повітряного охолодження;
ВЕР	- вторинні енергоресурси;
ГТС	- газотранспортна система;
ГТУ	- газотурбінна установка;
ГРС	- газорозподільна станція;
ГПА	- газоперекачувальний агрегат;
ККД	- коефіцієнт корисної дії;
КС	- компресорна станція;
ЛВУ МГ	- лінійне виробниче управління магістральних газопроводів;
ЛЧ	- лінійна частина;
МГ	- магістральний газопровід;
ПЕР	- паливно-енергетичні ресурси;
ТВ	- технологічні витрати;
ЕСКО	- енергосервісні компанії;
КСЕМ	- корпоративна система енергетичного моніторингу.

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Донедавна територією України пролягав один з основних маршрутів транзиту газу до Європи. Українська газотранспортна система (ГТС) транспортувала близько 120 млрд м<sup>3</sup> газу до Європи (порівняно з проєктною вихідною транзитною потужністю до 146 млрд м<sup>3</sup>). Однак завантаженість газової інфраструктури може знизитись внаслідок можливого перенаправлення всього обсягу газу на альтернативні маршрути. Історично, обсяги транспортування газу зменшуються, в основному через часткову зміну транзитних маршрутів на альтернативні (нові), в обхід території України («Ямал», «Північний потік»).

Із 1 січня 2020 року в результаті відокремлення [1] процесом транспортування природного газу магістральними газопроводами в Україні управляє новий незалежний оператор ТОВ «Оператор ГТС України» (оператор ГТС). Після закінчення 10-річного транзитного контракту із Газпромом, у результаті тристоронніх переговорів, було підписано 5-річний контракт на транзит російського газу. Відповідно до контракту, загальний обсяг транзиту на 2020-2024 роки становить 225 млрд м<sup>3</sup>, що приблизно на 50% менше, ніж транзит за останні 5 років. [2]

Також, починаючи із 2005 року спостерігається зниження внутрішнього споживання газу, із 76 млрд м<sup>3</sup> у 2005 році до 30 млрд м<sup>3</sup> у 2019 році [3], що призводить до зменшення використання ГТС для внутрішнього транспортування. Явна тенденція до значного скорочення споживання газу в Україні зумовлена як підвищенням ціни на газ, так і зменшенням споживання газу в сегменті промисловості.

На сьогодні ГТС України, є однією з найбільших і найпотужніших в Європі. Основним викликом для компанії є великий ризик зменшення транзиту через територію України починаючи із 2020 року у зв'язку із будівництвом газопроводів в обхід території України таких як «Північний потік» та «Турецький потік». Зменшення товаротранспортної роботи призведе до зменшення рентабельності підприємства, в разі недостатнього завантаження – до його збитковості.

Зважаючи на вище перераховане оператор ГТС, має зосередити свої зусилля на оптимізації роботи системи шляхом зменшення енергоємності виробництва, для оптимізації витрат енергоресурсів, що в подальшому призведе до збереження прибутковості підприємства та його конкурентоздатності.

Таким чином, актуальним науковим завданням є розроблення та вдосконалення моделей, методів і синтез засобів збирання й аналізування статистичних енергетичних показників системи керування енергоефективністю газотранспортного підприємства з високими техніко-економічними характеристиками. Відповідно тема дисертаційного дослідження «Поліпшення енергоефективності роботи газотранспортної системи України шляхом аналізу статистичних енергетичних показників» є актуальною.

### **Зв'язок роботи із науковими програмами, планами, темами.**

Дисертаційну роботу виконано згідно з тематикою науково-дослідних робіт кафедри енергетичного менеджменту та технічної діагностики Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (договір №1606000541 (УМГ «Прикарпаттрансгаз») «Послуги щодо наукового досліджування та експериментального розроблення у сфері інших природничих наук (енергетичні та супутні послуги) (послуги з енергоаудиту, моніторингу та аналізу енергоспоживання, визначення показників енергоефективності, розробка пропозицій щодо енергозбереження для об'єктів ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»» (термін виконання –2016-2017рр.), а також із рішенням науково-технічної ради УМГ «Черкаситрансгаз» № 2 від 20.01.2016 «Про затвердження технічного завдання на розроблення системи аналізу та моніторингу за ефективним використанням енергетичних ресурсів підрозділами УМГ «Черкаситрансгаз».

**Мета дослідження** полягає у вирішенні науково-практичної задачі в галузі підвищення енергоефективності газотранспортної системи шляхом розроблення нових енергоефективних заходів енергетичного керування та вдосконалення системи керування енергоефективністю газотранспортного підприємства. Для досягнення зазначеної мети в роботі було поставлено такі завдання:

– дослідити вплив параметрів експлуатації газопроводу на оцінку обсягу газу в його порожнині

– розробити та впровадити у виробництво корпоративну систему цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу на конкретному газотранспортному підприємстві;

– провести математичне моделювання та оцінити оптимальні режими роботи газорозподільчої станції та їх вплив на витрати палива вогневими підігрівачами газу;;

– провести математичне моделювання та розрахувати ефективність роботи системи відбирання тепла із системи охолоджувальної оливи газоперекачуючого агрегата (ГПА) та оцінити економічний ефект від впровадження даного заходу.

**Об'єктом дослідження** є процеси керування роботою енергоспоживаючого обладнання об'єктів магістральних газопроводів.

**Предметом дослідження** є параметри експлуатації і режими роботи газопровідних систем та обладнання для забезпечення енергоефективності роботи газотранспортного підприємства.

**Методи дослідження:** методологія енергетичного керування, загально-логічні методи наукових досліджень, методи теоретичного пізнання та методи проектного аналізування, теоретичний синтез, теплофізичні методи.

**Положення, що захищаються:**

1. Математичні залежності значення критерія нестационарності для визначення маси газу в газопроводі.

2. Методологія аналізування енергетичних даних роботи котельного обладнання та підігрівачів газу на ГРС із урахуванням чинників, які впливають на їх роботу.

3. Спосіб використання теплообмінників для відбирання тепла із охолоджувальної оливи газоперекачуючого агрегата.

**Наукова новизна одержаних результатів.** На основі виконаних теоретичних та експериментальних досліджень отримано такі результати:



– уперше встановлено залежність допустимого значення критерія нестационарності газового потоку, який застосовують для визначення маси газу в газопроводі в умовах квазістационарного режиму транспортування природного газу, що дало можливість визначити масу газу з похибкою, що не перевищує 1% для кожного з моментів часу нестационарного процесу;

– уперше доведено можливість та запропоновано спосіб використання теплообмінників для відбирання тепла із охолоджувального масла ГПА, що дає можливість відмовитись від використання газу котельнями для обігріву приміщень та електроенергії необхідної для підтримання непрацюючих ГПА у «гарячому резерві»;

– удосконалено методологію аналізування енергетичних даних роботи котельного обладнання із урахуванням чинників, які впливають на його роботу (температури зовнішнього повітря, якості природного газу та ККД котла), що дало можливість визначати технічний стан обладнання за витратою газу;

– набув подальшого розвитку метод використання показника градусодні в частині визначення показника впливу температури зовнішнього повітря на роботу системи опалення компресорної станції, що дало змогу оцінювати якість проведених заходів із енергоефективності;

**Практичне значення одержаних результатів** полягає у наступному:

1. Розроблено та впроваджено в ТОВ «Оператор ГТС України» систему цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу, яка дала змогу побудувати систему моніторингу за енергоресурсами на підприємстві на окремих центрах енергетичного керування. Це дало змогу ставити енергетичні цілі, оцінювати рівень їх досягнення, виявляти причини неефективного використання енергетичних ресурсів та швидко реагувати на них, впроваджуючи коригувальні дії.

2. Визначено оптимальну температуру газу на виході із ГРС, що дало змогу транспортувати газ споживачам із мінусовою температурою без втрати надійності газопостачання. Приведення температури газу на виході із досліджуваних ГРС до оптимальної зменшило споживання газу вогневими підігрівачами на 27 %.

3. Впровадження системи відбирання тепла із лінії трубопроводів охолоджуючої оливи газоперекачуючого агрегата на об'єктах ГТС України дасть змогу суттєво зменшити використання газу котельнями для обігріву приміщень, та електроенергії для підтримання газоперекачуючих агрегатів, що не працюють, у «гарячому резерві». Розрахований термін окупності впровадження даного проєкту та його чистий приведений прибуток підтверджує ефективність впровадження цієї системи використання вторинного тепла в підрозділах ГТС України.

**Особистий внесок здобувача.** Основні наукові положення, теоретичні та практичні результати, винесені на захист, і подані в дисертаційній роботі, автор отримав самостійно в період 2012–2020 рр.

З опублікованих у співавторстві робіт, здобувач:

– довів можливість використання теплообмінників для відбирання тепла із охолоджувальної оливи ГПА [5, 6];

– удосконалив метод використання показника градусодні в частині визначення показника впливу температури зовнішнього повітря на роботу системи опалення компресорної станції [3, 8];

– розробив методологію аналізування енергетичних даних роботи котельного обладнання із урахуванням чинників, які впливають на їх роботу [4, 8];

– удосконалив методологію підвищення енергоефективності роботи підігрівачів газу на ГРС дотриманням оптимальної температури та проектного тиску газу на виході із ГРС [1, 2, 7].

**Апробація результатів дисертації.** Основні теоретичні положення та практичні результати дисертаційної роботи доповідалися та обговорювалися на: восьмій міжнародній науково-технічній конференції пам'яті професора Ігоря Кісіля «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання»; міжнародній науково-практичній конференції студентів, аспірантів та науковців «Соціально-економічний потенціал України та країн Європи: правове регулювання, проблеми і тенденції розвитку».

Результати дисертаційної роботи в повному обсязі доповідались на науковому семінарі кафедри газонафтопроводів та газонафтосховищ і міжкафедральному науковому семінарі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу в 2020 році.

**Публікації.** За темою дисертаційної роботи опубліковано 8 наукових праць, у тому числі: 5 – у фахових наукових журналах МОН України (із них 1 – в міжнародному виданні, що індексується в Scopus, Index Copernicus International), 1 – в науковому журналі, 2 – тези доповідей у збірниках матеріалів вітчизняних та міжнародних конференцій.

**Структура та обсяг роботи.** Дисертація містить вступ, п'ять розділів основного тексту, висновки, перелік використаних джерел із 172 найменувань. Загальний обсяг дисертації – 215 сторінок, в тому числі 39 рисунків, 19 таблиць, 7 додатків. Основний текст викладено на 139 сторінках.

## РОЗДІЛ 1

### ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ВИЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЕНЕРГОЄМНОСТІ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ

#### 1.1 Проблеми енергоемності виробництва в Україні та у газотранспортній галузі

Сьогодні енергоефективність є ключовим критерієм якості функціонування економічної моделі держави, злагодженості взаємодії між суб'єктами господарювання, населенням та органами влади. Суб'єкти господарювання мають сприяти підвищенню рівня енергоефективності виробництва, оскільки це безпосередньо впливає на його рентабельність і, відповідно, на прибутки. Держава зацікавлена у підвищенні ефективності використання енергоресурсів у відповідних галузях економіки, оскільки це дозволяє зменшити витрати, посилити конкурентоздатність вітчизняної продукції на світових ринках та підвищити рівень енергетичної безпеки. Для населення підвищення енергоефективності дозволяє зменшити витрати на закупівлю паливно-енергетичних ресурсів, а зменшення викидів забруднюючих речовин у навколишнє середовище сприяє зниженню негативного впливу на здоров'я людини. Для суспільства в цілому – це шлях збалансованого розвитку[4].

Основним із показників, який дозволяє визначити енергоефективність економіки країни, є енергоемність валового внутрішнього продукту (ЕВВП). ЕВВП є інтегральним показником ефективності використання енергетичних ресурсів країни, який відображає зміну співвідношення обсягів економічної діяльності та залучення паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) у господарський оборот. В Україні цей показник обчислюється як співвідношення споживання первинної енергії (загального первинного постачання енергії) або обсягу споживання ПЕР для задоволення енергетичних виробничих і невиробничих потреб країни до одиниці ВВП у цінах базового року[5].

Обсяг споживання первинної енергії містить всі види органічного палива; відновлювальних і вторинних невідновлювальних джерел енергії, що використано

для енергетичних цілей; паливні еквіваленти відпуску електроенергії ГЕС, ГАЕС, від електростанцій та установок, що працюють на відновлювальних паливно-енергетичних ресурсах, відпуску тепла й енергії АЕС та обсягу імпорту електроенергії за вирахуванням її експорту.

Для забезпечення дослідження міжнародних співвідношень при визначенні енергоємності враховується паритет реальної купівельної спроможності валют. Зазначений теоретичний підхід дає змогу за допомогою оцінювання енергоємності ВВП оцінювати динаміку розвитку національної економіки щодо енергоспоживання.

В продовж останніх двох десятиліть українська економіка займає перше місце у світі за інтенсивністю використання енергії на одиницю ВВП, при незмінному паритеті купівельної спроможності [6]. Це означає, що на виготовлення одиниці продукції в Україні затрачається більше енергоносіїв ніж в інших країнах світу (Рисунок 1.1). Зрозуміло, що така модель економіки не зможе бути конкурентно спроможною в умовах ринкової економіки.

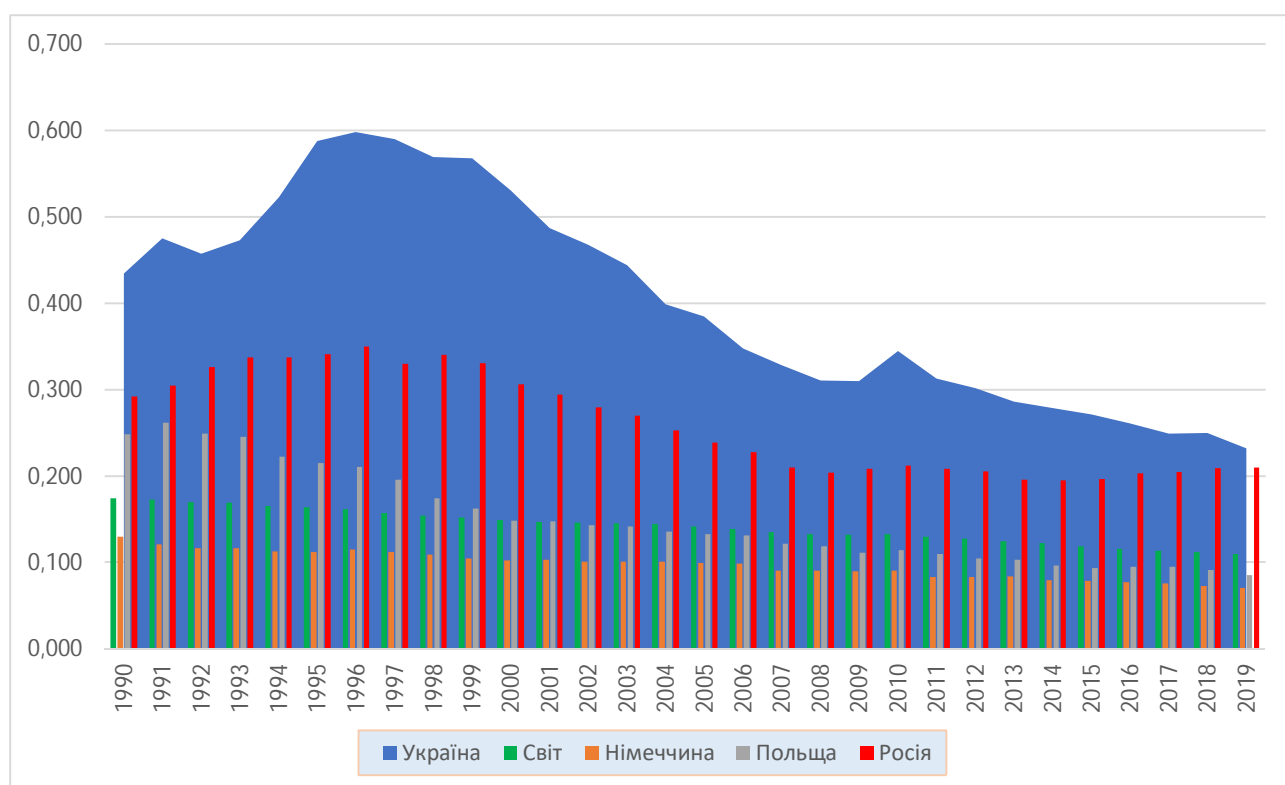


Рисунок 1.1 – Інтенсивність використання енергії на одиницю ВВП при постійному паритеті купівельної спроможності деяких країн світу, 1990 – 2019 рр.

Протягом останнього десятиріччя в Україні спостерігалася динаміка зниження ЕВВП, за винятком 2009 року, коли було зареєстровано її підвищення. У 2009 р. енергоємність ВВП зросла на 1,4%, що було зумовлено істотним скороченням валового внутрішнього продукту (на 15%) внаслідок кризових явищ в економіці країни. Світова економічна криза зумовила скорочення обсягу експорту вітчизняної продукції, що вплинуло на зростання частки найбільш енергомістких видів продукції в структурі виробництва.

Не зважаючи на те, що ЕВВП має тенденцію до зниження, вона продовжує залишатися високою і в 2,1 – 3,7 рази перевищує рівень енергоємності у економічно розвинутих країн світу. При цьому помітні структурні відмінності у порівнянні з країнами ЄС, у яких у ВВП істотно переважає частка так званого третинного сектору (за гіпотезою трьох секторів) [4].

Гіпотеза трьох секторів економіки (англ. Sector Theory, ThreeSector Hypothesis) – економічна теорія, що ділить економічну діяльність на три сектори: видобуток сировини (первинний), виробництво (вторинний) і сферу послуг (третинний). Гіпотеза була розроблена Коліном Кларком і Жаном Фурастьє. Первинний сектор економіки – галузі економіки, продукти яких здебільшого є сировиною для інших галузей. До первинного сектора належать сільське господарство, рибальство, лісова промисловість та гірництво. До первинного сектора також часто зараховують діяльність, пов'язану зі збором, пакуванням, очисткою і переробкою сировини на місці. Вторинний сектор економіки – галузі економіки, що створюють закінчений, готовий до споживання, продукт. До вторинного сектора належать будівництво і виробництво. Вторинний сектор здебільшого використовує в якості вихідного матеріалу продукт первинного сектора і виробляє на основі цієї сировини продукт, призначений для споживання, продажу або використання в інших галузях. Підприємства вторинного сектору зазвичай споживають багато енергії й потребують складних машин. В залежності від домінування у ВВП первинного, вторинного чи третинного секторів суспільство класифікують як до індустріальне, індустріальне, чи постіндустріальне.

Висока енергоємність України є наслідком особливостей структури національної економіки, зміщеної у бік більш енергоємних галузей, істотного технологічного відставання більшості галузей економіки від рівня розвинених країн, а також цінових викривлень на внутрішніх енергетичних ринках [7].

Крім економічної й екологічної доцільності, підвищення енергоефективності є необхідним Україні для зміцнення національної енергетичної безпеки, а також для приєднання до європейського та світового енергетичних ринків. Зниження енергоємності економіки має стати однією з пріоритетних цілей державної політики в сфері енергетики [8].

Низька енергоефективність збільшила кризові явища в українській економіці в першій половині 90-х років за рахунок різкого зростання частки матеріальних витрат у загальній вартості продукції на тлі падіння промислового виробництва. Тільки наприкінці 1990-х рр., у результаті припинення падіння промислового виробництва та завдяки прийнятим на державному рівні закону та програмі енергозбереження, почалося підвищення енергоефективності економіки, при цьому, вперше в історії України спостерігалось зростання ВВП при одночасному скороченні споживання первинних паливно-енергетичних ресурсів. Однак на початку 2000-х рр. темпи зниження енергоємності ВВП сповільнилися. Основними чинниками, які перешкоджають подальшому зниженню енергоємності ВВП [9], є:

1. Високий ступінь фізичного зношення основних фондів і технологічне відставання в найбільш енергоємних галузях і житлово-комунальній сфері;
2. Невідповідність тарифів і цін на енергоресурси до видатків на їх виробництво, що ускладнює модернізацію енергетичних об'єктів;
3. Неefективність функціонування природних монополій;
4. Високий рівень втрат енергоресурсів при їх передачі та споживанні;
5. Обмеженість стимулів до зниження споживання енергоресурсів;
6. Низький відсоток впровадження систем енергетичного менеджменту і, як наслідок, не бажання менеджменту змінювати методи та підходи до керування.
6. Низький рівень впровадження енергоефективних технологій і устаткування як у промисловості, так і серед населення.

Скорочення енергоспоживання в економіці України можливе за рахунок структурного і технічного чинників. Структурна складова потенціалу енергоефективності відображає вплив зменшення питомої ваги енергоємних галузей у ВВП України за рахунок розвитку виробництв із низькою енергоємністю та матеріалоємністю, а також наукомістких галузей. Технічна (технологічна) складова потенціалу енергоощадності містить у собі зниження енергоємності виробництва (видобутку), перетворення, транспортування і споживання енергоресурсів за рахунок впровадження новітніх енергоефективних технологій та енергоощадних заходів.

Протягом останніх десяти років зниження енергоємності економіки забезпечувалося, в основному, за рахунок зростання ВВП, яке випереджає динаміку споживання енергоресурсів, а також впливу змін структурного чинника. Для того, щоб продовжити зниження енергоємності ВВП, необхідно негайно задіяти технологічні важелі енергоощадження. У разі невжиття комплексу заходів з упровадження нових енергоефективних технологій, відставання показників енергоефективності економіки України від показників розвинених країн збільшиться і ще сильніше знизить конкурентоспроможність вітчизняних виробництв на світових ринках. Загальний технологічний потенціал збільшення енергоефективності в середньому по економіці в базовому сценарії розвитку оцінюється в 30-35%. Найважливішими завданнями в області підвищення енергоефективності економіки України за рахунок технологічних важелів є підвищення ефективності споживання електрики, газу, тепла, а також нафтопродуктів[9].

Для забезпечення поставлених цілей необхідно розробити комплекс галузевих програм з підвищення енергоефективності, що включає в себе опис конкретних заходів із досягнення, поставлених в Енергетичній стратегії України на період до 2030 року, цілей і план впровадження ініціатив із зазначенням строків і відповідальних за їх виконання.

Основними принципами державної політики в сфері енергоефективності мають бути [9]:



1. Введення обов'язкового енергетичного менеджменту й енергетичного аудиту на підприємствах і установах усіх форм власності;
2. Розробка та впровадження механізмів стимулювання енергозбутових компаній до забезпечення зниження споживання електроенергії їх клієнтами;
3. Встановлення більш жорстких стандартів енергоефективності при будівництві та реконструкції будівель та встановлення темпів підвищення енергоефективності існуючих будівель;
4. Популяризація заходів із підвищення енергоефективності серед населення.
5. Стимулювання розвитку енергосервісних компанії (ЕСКО) за рахунок створення відповідної нормативної бази та впровадження механізмів ЕРС договорів.

Головним чинником, який унеможливує забезпечення надійної основи для реалізації енергоефективної політики, є недосконалість законодавчої бази. Зокрема, на сьогодні, основним законодавчим актом, що регулює відносини у сфері енергоефективності, є Закон України «Про енергозбереження», який носить декларативний характер та не містить механізмів прямої дії і на сьогодні вичерпав свій ресурс. Саме прийняття законопроекту «Про ефективне використання паливно-енергетичних ресурсів» надасть реального поштовху до здійснення реформ у сфері енергоефективності. Необхідно надати пріоритет проведенню заходів із підвищення енергоефективності у державному секторі, де при належному виконанні централізований контроль надає унікальну можливість досягти значних результатів у короткий термін.

У той же час необхідно розробити на національному та регіональних рівнях систему стимулювання та фінансової допомоги населенню (пільгові кредити, податкові пільги тощо), що буде спрямована на фінансування впровадження заходів для підвищення енергоефективності.

Дослідження та аналіз основних програм енергоощадження дозволяє зробити висновки, що в Україні значний акцент робиться на розроблення державних програм, тоді як на нижчих рівнях (галузевому, регіональному та на рівні

підприємств) розробляються недосконалі програми або не розробляються взагалі. [10].

Фактором, який суттєво ускладнює дослідження проблем енергомосткості є неоднозначні статистичні дані щодо використання ПЕР, наведені різними вітчизняними і міжнародними організаціями, які займаються вивченням ринку енергоресурсів або є його учасниками [11]. Їх характеристика наведена в табл. 1.1.

Аналізуючи данні, які наводять названі вище організації на своїх офіційних сторінках у мережі Інтернет, слід зазначити, що тенденція споживання енергоресурсів за даними різних організацій практично однакова, проте в натуральних одиницях виміру фактичні дані різні [12].

Таблиця 1.1– Суб'єкти, які формують інформаційну базу щодо ринку енергоресурсів

Назва суб'єкту	Форма власності
Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг(НКРЕКП)	Державний колегіальний орган України
Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» (НАК «Нафтогаз України»)	Публічне акціонерне товариство, нафтогазова вертикально-інтегрована група
Міжнародна енергетична агенція (МЕА)	Автономна міжнародна організація в рамках Організації економічного співробітництва та розвитку
Управління енергетичної інформації (International Energy Statistics – EIA)	Незалежне агентство в складі федеративної статистичної системи США
BP plc	Нафтогазова, нафтохімічна та вугільна транснаціональна монополія Великобританії
Enerdata	Незалежна інформаційно-консалтингова компанія
Центральне розвідувальне управління (ЦРУ, CIA)	Головне розвідувальне управління при уряді США

1. BP вказує, що наведені дані являють собою стандартні кубічні метри (виміряні при 15°C і 1013 Мбар); оскільки вони отримані безпосередньо в тоннах нафтового еквівалента з використанням середнього коефіцієнту перетворення, то

їх не обов'язково ототожнювати з обсягами газу, вираженими в конкретних одиницях виміру (млрд. м<sup>3</sup>).

2. Enerdata подає обсяги споживання газу за даними з більш ніж 200 офіційних джерел, а також їх експертизу фахівцями для забезпечення повністю гармонізованих наборів даних.

3. МЕА подає обсяги споживання в тераджоулях. Кінцеве споживання газу за цим джерелом формується з таких складників: промисловість, транспорт, житловий сектор, комерційні та громадські послуги, сільське господарство, лісове господарство, рибальство, використання паливно-енергетичних ресурсів, у тому числі хімічна та нафтохімічна сфера.

4. ЕІА наводить інформацію в млрд. кубічних футів. Загальне споживання розраховується як сума житлових, комерційних, промислових сфер, транспорт і сектора електроенергетики. Починаючи з 2009 р. включає в себе також втрати, які є результатом витоків, пошкоджень, аварій та/або продування.

Сукупний потенціал енергозбереження в Україні становить близько 11,8 млрд. євро щорічно, який можна реалізувати, використовуючи енергоефективні технології у промисловості та житлово-комунальному господарстві. Про це свідчать результати Рейтингу енергоефективності регіонів Ukrainian Energy Index, уперше складеного аналітичним центром "Бюро економічних і соціальних технологій" на замовлення промислової групи СКМ [13].

Згідно з проведеним дослідженням як еталон для порівняння було обрано середній рівень показників енергоефективності країн Європейського Союзу (ЄС). Всі сектори економіки України помітно поступаються країнам ЄС: у сільському господарстві, промисловості, сфері послуг і ЖКГ цей показник становить відповідно 33%, 44%, 72% і 62% від європейського еталона. Для металургії, хімічного виробництва, неметалевих мінеральних виробів навіть із урахуванням паритету купівельної спроможності показник енергоефективності становить близько 40%, тоді як для добувної промисловості він дорівнює лише 21%.

У серпні 2017 р. Кабінет Міністрів України прийняв «Енергетичну стратегію України на період до 2035 р.» (ЕСУ 2035), головною метою якої є задоволення

«потреб суспільства та економіки в паливно-енергетичних ресурсах у технічно надійний та безпечний, економічно ефективний та екологічно прийнятний спосіб для гарантування життєдіяльності суспільства» [14]. Відповідно до стратегії, реформа енергетичного сектору є ключовою для досягнення 4 цілей політики: енергоефективність, безпека, конкурентоспроможність та поглиблення інтеграції в енергетичний простір ЄС. В ширшому розумінні, сталий розвиток енергетичного сектору визначено в ЕСУ 2035 ключовим кроком на шляху до відновлення та зростання економіки України. У цьому сенсі вона відображає бачення, викладене в інших національних енергетичних планах, у яких галузева трансформація енергетичного сектору вміщена у ширший контекст цілей економічної політики, таких як підвищення національної конкурентоспроможності та створення нових економічних можливостей для громадян [15, 16].

Забезпечення відповідності між цілями енергетичної та економічної політики країни, особливо в контексті майбутньої Стратегії економічного розвитку України, буде критично важливим для максимізації результатів переходу на альтернативні джерела енергії. Майбутня урядова концепція – Концепція «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року – є вихідною точкою для забезпечення цієї відповідності. Беручи за основу Європейську зелену угоду, вона визначатиме план з декарбонізації енергетичного сектору України на період до 2050 р., одночасно сприяючи сталому економічному розвитку [17]. Необхідно гарантувати сталий характер цієї концепції незалежно від майбутніх кадрових перезавантажень уряду та забезпечити, щоб не був втрачений цінний прогрес.

Чинна ЕСУ 2035 містить 5 основних розділів. У Розділі 1 наведено стислий виклад глобальних енергетичних тенденцій стосовно України та огляд проблем і можливостей для енергетичного сектору України. У Розділі 2 викладено 6 основних стратегічних цілей реформи енергетичного сектору, а також перелік стратегічних пріоритетів для досягнення кожної цілі. У Розділі 3 представлено перелік цілей енергетичної політики в різних підгалузях та запропоновано часові рамки реалізації ЕСУ 2035. Розділ 4 містить перелік пріоритетів політики, орієнтованої на покращення ділового клімату та підвищення інвестиційної

привабливості енергетичного сектору. У Розділі 5 міститься огляд зобов'язань з нагляду та моніторингу реалізації ЕСУ 2035, що належать до компетенції різних зацікавлених сторін.

Крім цього, ЕСУ 2035 включає два додатки. У Додатку 1 міститься перелік з 23 переважно кількісних показників, які повинні допомогти оцінити прогрес у досягненні цілей ЕСУ. У відповідних випадках ці показники диференційовано у вигляді п'ятирічних цілей на період до 2035 р. У Додатку 2 наведено прогнозовані оцінки того, яким чином реалізація енергетичної стратегії вплине на структуру загального постачання первинної енергії України та енергетичний баланс впродовж подальших п'ятирічних періодів. Основні базові оцінки за 2015 р. передбачають зменшення частки вугілля у загальному постачанні первинної енергії України з 30,4% до 12,5% до 2035 р. та збільшення частки вітрової та сонячної енергетики з 0,1% до 10,4%, а також біомаси/біопалива та відходів з 2,3% до 11,5% [18].

Дослідження змін структури ВВП (часток окремих видів економічної діяльності у створеній доданій вартості) показує, що в Україні переважають види діяльності, які зазвичай домінують у постіндустріальному суспільстві.

Найбільш енергоємними галузями української економіки, за формою державного статистичного спостереження 11-МТП[14], є:

- виробництво електроенергії ТЕС та ТЕЦ;
- металургія;
- побутовий сектор (виробництво теплоенергії котельнями).

Поряд з тим в п'ятірку найбільш енергоємних виробництв входить діяльність трубопровідного транспорту із транспортування природного газу, яка займає близько 2% від всього споживання енергоресурсів[19].

На сьогодні ГТС України, є однією з найбільших і найпотужніших ГТС в Європі і включає понад 33 тис. км газопроводів (20,9 –магістральних газопроводів, 12,1 – газопроводів-відводів). Її пропускна здатність становить 304 млрд.м<sup>3</sup>/рік газу на вході і 145,8 млрд.м<sup>3</sup>/рік на виході. На важливості ГТС в системі газопостачання як Європи, так і внутрішніх споживачів наголошує багато вчених [20–24]. Основні характеристики газотранспортної системи України подано в табл. 1.2.

З 1 січня 2020 року розпочав свою діяльність незалежний Оператор ГТС України (ОГТСУ), який успішно пройшов сертифікацію Національної комісії, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики і комунальних послуг (НКРЕКП) та Секретаріату Енергетичного співтовариства (Energy Community Secretariat).

НАК «Нафтогаз України», ТОВ «Оператор ГТС України» та ПАТ «Газпром» підписали нові угоди з метою продовження транзиту російського природного газу через газотранспортну систему (ГТС) України у 2020 – 2024 роках. Нафтогаз став компанією-організатором транзиту: бронює в ОГТСУ потужності на «вхід» і «вихід» з ГТС на замовлення Газпрому. Гарантовані мінімальні потужності на транзит в 2020 році складають 65 млрд м<sup>3</sup> газу, а в 2021–2024 роках — по 40 млрд м<sup>3</sup>.

Таблиця 1.2 – Характеристика газотранспортної системи України

Параметри ГТС	Одиниця виміру	Кількість
<b>1 Довжина газопроводів, всього</b>	км	<b>33 383,005</b>
у т.ч.		
– магістральних газопроводів		20 937,852
– магістральних газопроводів-відводів		12 141,230
– розподільних газопроводів		303,923
<b>2 Продуктивність газотранспортної системи:</b>	млрд м <sup>3</sup> /рік	
- на вході в ГТС в точках міждержавних з'єднань		304,000
- на виході з ГТС в точках міждержавних з'єднань		145,800
<b>3 Кількість компресорних станцій (компресорних цехів)</b>	шт.	<b>57 (86)</b>
у т.ч.		
– виведено з експлуатації	шт.	1
<b>4 Кількість газоперекачувальних агрегатів</b>	шт.	<b>539</b>
у т.ч.		
– виведено з експлуатації	шт.	15
<b>5 Потужність компресорних станцій</b>	МВт	<b>4 690,46</b>
у т.ч.		
– виведено з експлуатації	МВт	110
максимальна проектна потужність одночасно працюючих	МВт	3 207,94
<b>6 Кількість газорозподільних станцій (ГРС)</b>	шт.	<b>1389</b>

Під час підготовки до анбандлінгу ТОВ «Оператор ГТС України» домігся укладення прямих міжоператорських угод (interconnection agreements) з

операторами сусідніх ГТС у відповідності з вимогами законодавства ЄС. Зокрема, міжоператорські угоди були підписані з операторами ГТС Польщі (GAZ-SYSTEM S.A.), Угорщини (FGSZ ltd), Словаччини (Eustream), Росії (ПАТ «Газпром»), Молдови (ТОВ «Молдоватрансгаз» і АТ «Молдовагаз») та Румунії (TRANSGAZ) [25].

Найбільший прогрес був зафіксований у питанні диверсифікації постачання та доступу до систем транспортування та зберігання газу для учасників ринку ЄС (шляхом надання нових послуг). Наприклад, Україна має резервну пропускну здатність з'єднання з країнами-членами ЄС приблизно на рівні 24 млрд. м<sup>3</sup>/рік (66 млн. м<sup>3</sup>/день), а з 01 січня 2020 р. у всіх точках з'єднання із західними операторами ГТС доступне віртуальне реверсне постачання (зворотній транзит), що збільшує наявну пропускну здатність.

Важливим кроком у напрямку ефективності роботи ГТС було прийняття мережевих кодексів, однак вони повинні ефективно втілюватися ТОВ «Оператор ГТС України». Значний прогрес був також продемонстрований у плані публікації цін, тарифів та методологій, при цьому практика НКРЕКП з моніторингу ринку стала корисною завдяки постійним вдосконаленням, що робить її найбільш прозорою галуззю у цьому сенсі[18].

Завдяки монетизації житлових субсидій (запровадженій для кінцевих споживачів) та захисту права споживачів на зміну постачальника (за умови спрощення та належного застосування) ефективність споживання газу може бути значно підвищена після того, як його рівень досягне нульової потреби в імпорті[26].

Для стабільного скорочення обсягів споживання газу необхідно вжити заходів з оптимізації потужностей систем транспортування та зберігання для задоволення внутрішнього та зовнішнього попиту. Анбандлінг оператора систем зберігання та впровадження регулювання ринку газу для послуг з розподілу є прикладами подальших кроків, які можуть збільшити інвестиції в реконструкцію, оптимізацію та модернізацію інфраструктури з одночасним зменшенням втрат.

Із кожним роком спостерігається зменшення використання та імпорту природного газу в Україні рис.1.2 [27]. Хоча даний показник є гарним індикатором для зменшення енергоємності економіки країни в цілому, але для ТОВ «Оператор ГТС України» як для підприємства, яке транспортує газ це означає зменшення прибутків. Що в свою чергу приведе до невиконання програм ремонтів та капітальних інвестицій в тому числі і з енергоефективності. Тому єдиним напрямком для збереження конкурентоспроможності підприємства є оптимізація витрат.



Рисунок 1.2 – Обсяги використання та імпорту природного газу в Україні з 1991 по 2019 роки [27].

З огляду на вищесказане, особливої актуальності набуває питання енергоефективної та безпечності експлуатації ГТС, тобто забезпечення безперебійності постачання природного газу споживачам, затрачаючи при цьому якомога менше енергетичних ресурсів на цей процес.



Означене завдання, окрім суто практичного аспекту, має пріоритетне наукове значення. Її вирішенню приділяється велика увага в Україні, Російській Федерації, Республіці Білорусь та інших країнах. Значний внесок в теорію та практику дослідження енергоефективності підприємств внесли: Грудз В.Я., Крижанівський Є.І., Говдяк Р.М., Шлапак Л.С., Тимків Д.Ф., Копей Б.В., Гораль Л.Т., Лоскутов А.В., Метаксіотіс К., Мілевська В.І., Мін Янг та Ксін Ю, Сергеев О.П., Степ'юк М.Д., Пилипів Л.Д., Тіде С., Хайд Д., Яковлев Е.І.

У зазначених роботах розглянуто широке коло питань підвищення енергетичної ефективності у виробничій сфері, досліджено найважливіші завдання енергетичної ефективності у ГТС, розроблено методи та шляхи розв'язання їх. Водночас, треба зазначити, що, на сьогодні, сукупність виконаних досліджень з підвищення енергетичної ефективності роботи ГТС, не можна розглядати, як цілком сформовану та систематизовану галузь знань.

У більшості праць вітчизняних авторів закладені підходи до економії паливо-енергетичних ресурсів на так званих техніко-економічних методах оптимізації енергозатрат, зокрема у роботах [28–31] робиться припущення, що технічне переоснащення обладнання магістральних газопроводів (МГ) та компресорних станцій (КС) є найбільш ефективним інструментом виведення газотранспортних підприємств на сучасний рівень енергоємності. Авторами розглянуті питання щодо проведення технічної реструктуризації газотранспортної галузі для забезпечення високої надійності газопостачання. Проблему підвищення енергоефективності пропонується розв'язати шляхом проведення системного аналізу технічного стану ГТС України, розроблення та здійснення комплексу технічних і організаційних заходів щодо:

- 1) модернізації та реконструкції компресорних станцій;
- 2) реконструкції та капітального ремонту магістральних газопроводів;
- 3) реконструкції і технічного переоснащення газовимірювальних та газорозподільних станцій.

Реалізація даних завдань дасть змогу провести комплексну технічну реструктуризацію ГТС України, що сприятиме:

- надійному та ефективному функціонуванню ГТС та її інтеграції в загальноєвропейську мережу газопроводів;
- підвищенню рівня безпеки експлуатації газопроводів;
- економії природного газу та скороченню виробничо-технологічних витрат природного газу в результаті переведення газоперекачувальних агрегатів, в яких використовуються газотурбінні та поршневі двигуни, на електропривід або газоперекачувальний агрегат у комбінації з газотурбінним і електроприводом за умови визначення економічної доцільності;
- створенню сприятливого інвестиційного клімату для подальшого розвитку ГТС;
- зміцненню міжнародного іміджу України як транзитної держави;
- створенню додаткових робочих місць;
- збільшенню суми надходжень до державного та місцевого бюджетів;
- поліпшенню стану навколишнього природного середовища у результаті зменшення обсягу викидів оксиду вуглецю і метану.

Орієнтовний обсяг інвестицій для модернізації та реконструкції газотранспортної системи України становить 2570,5 млн. доларів США.

У статті [32] автор доводить, що значні виробничо-технологічні витрати ПЕР під час транспортування природного газу формуються саме через високий рівень зносу обладнання компресорних станцій та трубопроводів, низький рівень коефіцієнта корисної дії двигунів ГПА, наявність витоків газу. Автором проведено аналіз використання енергетичних ресурсів та визначено основні напрямками програми енергозбереження в ГТС .

У роботі [33] – розглянуто 11 найбільш ефективних і значимих робіт з енергозбереження й енергоефективності для ГТС України розроблених НДПАСУ трансгаз (м. Харків):

1. Оптимізація сумісної роботи агрегатів компресорного цеху за критерієм мінімальних витрат на компримування газу;
2. Оптимізація режиму роботи компресорного цеху за критерієм мінімуму витрат паливного газу;

3. Зменшення витрат газу за рахунок заміни підігрівачів газу на ГРС турбодетандерними установками;

4. Оптимізація ремонтного обслуговування обладнання КС та АГНКС за критерієм мінімізації енерговитрат;

5. Підвищення ефективності роботи КС на основі використання водневого теплоутилізаційного контуру для отримання механічної енергії та холоду;

6. Аналіз резервів енергоощадження при транспортуванні газу;

7. Впровадження енергоощадних установок катодного захисту магістральних газопроводів;

8. Впровадження комплексної системи обліку газу КС для забезпечення реалізації енергоощадних технологій;

9. Підвищення енергоефективності допоміжного обладнання компресорних станцій;

10. Економія енергоресурсів за рахунок впровадження на газокompресорних станціях систем автоматизації установок осушення газу;

11. Підвищення енергоефективності ГТС шляхом удосконалення математичних та програмних засобів підтримки прийняття рішень в системах оперативного-диспетчерського керування.

Загальні витрати на розробку і впровадження 11 розроблених інноваційних проєктів складають близько 13 млн. доларів США.

У статті [34] автор пропонує провести реконструкцію і технічне переоснащення компресорних станцій ГТС шляхом застосування частотно-регульованих приводів на основі асинхронних електродвигунів і напівпровідникових перетворювачів частоти. Ця система дає можливість значно понизити споживання електричної енергії. Вибір на користь технології застосування частотно-регульованих електроприводів робиться з огляду на те, що ця технологія є ефективною під час експлуатації магістральних газопроводів, працюючих в змінних технологічних режимах перекачування газу.

Вище запропоновані заходи енергетичної ефективності є масштабними та капіталомісткими. При їх реалізації досягається миттєвий ефект у вигляді зниження

енергоємності виробництва, зменшення викидів парникових газів, надійності обладнання, проте не завжди такі методи є виправданими, і як наслідок економічно доцільними.

Якщо розглядати техніко-економічні заходи із енергоощадності у ГТС України то найдієвішими є заміна застарілого парку ГПА на нові більш енергоефективні. На сьогодні середній строк експлуатації ГПА в ГТС становить близько 30 років, середній ККД близько 30 % табл. 1.3. Але виконання цього заходу потребує неймовірних капіталовкладень. Таких коштів у ГТС не має, крім того такий захід був би економічно не ефективним з точки зору економічного ефекту енергоощадності. Окупність такого заходу розтягнеться на десятки років з урахуванням економії паливного газу, зменшення викидів CO і NO<sub>x</sub> в атмосферу та збільшення міжремонтного інтервалу турбін. Заміна основного енергоспоживаючого обладнання в компанії на сьогодні здійснюється не для економії паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), а для заміни фізично та морально застарілого обладнання. Енергоефективність в даному випадку це як позитивний «побічний ефект» від заміни, а не цілеспрямований енергозберігаючий захід.

Таблиця 1.3 – Технічна характеристика парку ГПА, що експлуатується ТОВ "Оператор ГТС України"

Тип ГПА	Сумарна потужність, МВт	Кількість ГПА, шт.				Середній ККД агрегатів, %	
		Загальна	Вітчизняного виробництва	у т.ч.		Вітчизняного виробництва	Імпортних
	Росія			Європа та Америка			
<b>Газотурбінні</b>	3905,9	379	114	134	131	29,2	27,4
<i>відсоток від загальної кількості</i>	<i>83,28</i>	<i>70,3</i>	<i>30,1</i>	<i>35,35</i>	<i>34,55</i>	-	-
<b>Електроприводні</b>	768	145	-	139	6	-	97,3
<i>відсоток від загальної кількості</i>	<i>16,37</i>	<i>26,9</i>	-	<i>95,86</i>	<i>4,14</i>	-	-
<b>Газомотокомпресорні</b>	16,56	15	-	15	-	-	29,5
<i>відсоток від загальної кількості</i>	<i>0,35</i>	<i>2,8</i>	-	<i>100</i>	-	-	-
<b>РАЗОМ</b>	4 690,46	539	114	288	137	-	-

Система керування енергоменеджменту – це відхід від традиційного уявлення, що висока енергоємність продукції це лише технічна проблема, яка

вимагає виключно технічного рішення. В більшості випадків це зовсім не так. На думку Марко Маттейні (Marco Matteini), що представляє Організацію ООН з промислового розвитку (United Nations Industrial Development Organization, UNIDO), енергоефективність в сучасній промисловості досягається здебільшого не за рахунок впровадження нових енергозберігаючих технологій, а за рахунок змін в методах і способах управління. Тому введення поняття економічної ефективності у планування заходів із енергоощадності – важливий крок на шляху до зменшення енергоємності виробництва [35].

На сьогоднішній день запорукою успішності компанії є не стільки матеріально сировинна база, як сама система керування, і персонал, що її впроваджує. Компетентний та вмотивований персонал є рушійною силою на шляху розвитку компанії [36].

ГТС України є значним споживачем енергетичних ресурсів. Із річного звіту споживання енергетичних ресурсів встановлено, що у 2019 р. загальні витрати газу для потреб ГТС, включаючи всі філії та підприємства склали в цілому 2 321,432 млн.м<sup>3</sup>, з яких витрати газу на власні технологічні потреби (ВТП) можна умовно розділити на три складові частини: основна складова витрат – це паливний газ та електроенергія для роботи ГПА, друга - це "розбаланси" газу, третя – технічні та технологічні витрати (рис. 1.3), які склали 56,7 млн.м<sup>3</sup> (в 2018 р. 69,4 млн.м<sup>3</sup>).

Проаналізувавши річні звіти використання паливно енергетичних ресурсів та товаротransпортну роботу ГТС із 2001 року, було побудовано діаграму (рис. 1.3). З діаграми видно, що використання газу на технічні та технологічні потреби, не зважаючи на обсяг товаротransпортної роботи, стабільно знижується починаючи із 2014 року. Зменшення обсягу використання газу на технічні та технологічні потреби співпадає із періодом впровадження системи енергетичного менеджменту (СЕНМ) в ГТС відповідно до вимог ISO 50001, сертифікат №1234047135 TMS; має акредитацію DAkkS (Німеччина) [37]. Це наводить на думку, що технологічні витрати найбільше піддаються енергетичному керуванню та в меншій мірі залежать від кількості транспортованого газу (товаротransпортної роботи ГТС).

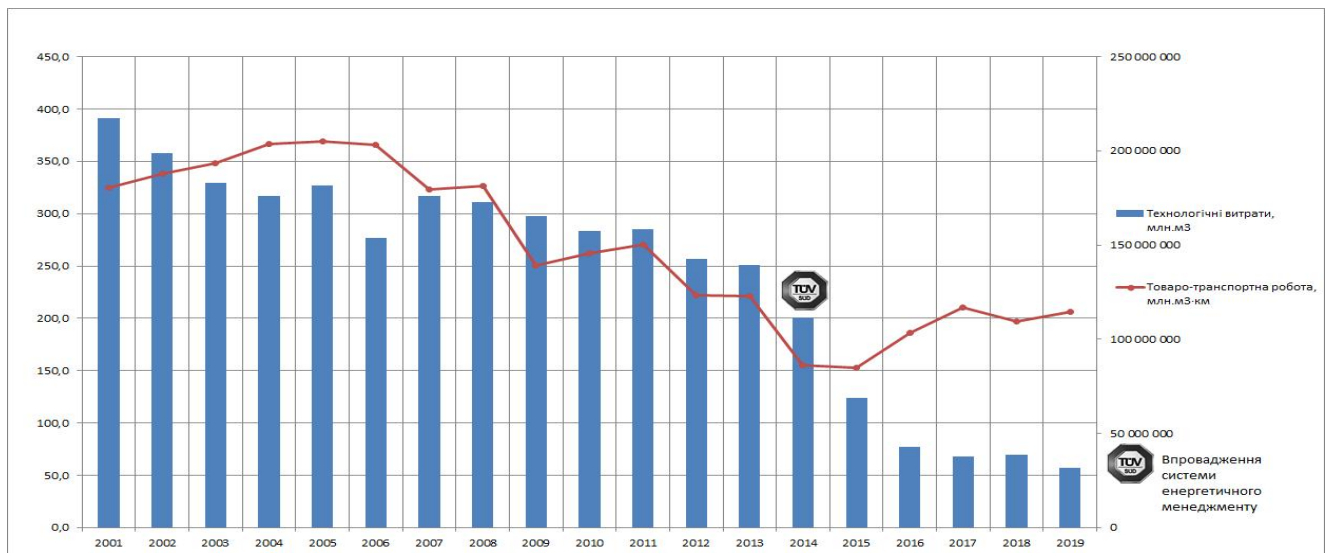


Рисунок 1.3 – Технологічні витрати та товаротранспортна робота ГТС України у період 2001–2019 рр.

До основних технологічних витрат відносяться витрати на роботу котелень в опалюваний сезон, технологічні витрати на перевірку працездатності обладнання (запобіжних клапанів, посудин, установок та ін.), витрати при зупинці та пуску газоперекачуючих агрегатів (ГПА), витрати при ремонті магістральних газопроводів (МГ), витоки газу через нещільності обладнання та витрати на вогневі підігрівачі природного газу при роботі газорозподільних станцій (ГРС).

Технологічні витрати умовно можна розділити на дві групи- ті які мають засоби обліку та ті, які обліковуються розрахунковими методами.

До групи технологічних витрат, які мають системи обліку відносяться витрати на роботу котелень в опалювальний сезон та витрати на роботу підігрівачів газу на ГРС. З точки зору менеджменту керувати можливо тільки тим, що піддається вимірюванню, тому автор у своїх дослідженнях зосередив увагу саме на цих видах технологічних витрат.

Автором в рамках дисертаційного дослідження впливу методів енергетичного менеджменту на зменшення витрат ПЕР було розроблено інструкцію з виявлення та усунення витоків природного газу на технологічному обладнанні філії УМГ «Черкаситрансгаз» (Додаток А). Методика встановлює загальні вимоги та положення, шляхом впровадження єдиних принципів, методів

та процедур контролю за процесом своєчасного виявленням та усуненням витоків природного газу на обладнанні КС, ГРС та газовимірювальних станцій (ГВС).

У методиці:

1. Визначено чіткий порядок виявлення, обліку та усунення витоків природного газу.
2. Визначено відповідальних осіб за процес виявлення, обліку та усунення витоків природного газу на обладнанні КС, ГРС та ГВС.
3. Встановлено порядок маркування витоків природного газу.
4. Стандартизовано форми звітності щодо обліку кількості витоків природного газу на обладнанні КС, ГРС та ГВС.

За допомогою методики вдалось вирішити такі основні завдання енергетичного менеджменту:

1. За рахунок впровадження механізму контролю за місцями витoku та порядку їх усунення вдалось зменшити кількість витоків природного газу.
2. За допомогою маркування та стандартизації форм звітності кількості витоків полегшити процес обліку об'ємів витоків.
3. Облікувати витoki, які через свою економічну недоцільність не можуть бути усунуті у найближчій перспективі.
4. Пред'являти на вимогу контролюючих органів кількість та об'єми витоків по кожному об'єкту та порядок їх усунення.

## **1.2 Гідратоутворення в природному газі та способи його запобігання**

Природний газ за певної температури та тиску при насичені парами води здатний утворювати щільні утворення газових гідратів на робочій поверхні трубопроводів [38].

Природний газ газових родовищ містить механічні тверді й рідкі домішки — пісок, пил, воду, оливу, конденсат, сірчасті сполуки тощо. Через низьку якість осушення газу на промислах у магістральних газопроводах конденсується волога,

внаслідок чого знижується пропускна здатність і виникають умови для утворення кристалогідратів, які зовнішнім виглядом нагадують сніг або лід [38].

Кристалогідрати були відкриті англійським хіміком Х. Девін 1810 р. За своєю структурою газові гідрати є сполуками включення (клатрати), що утворюються шляхом упродовження в порожнечі кристалічних структур, утворених із молекул води і газу. Спільна формула газових гідратів  $M \cdot nH_2O$ , де значення «n» змінюється в межах  $5,75 \div 17$  залежно від складу газу і умов виникнення гідратів. Максимальна величина вологовмісту (при повному насиченні) залежить від складу газу, зростаючи зі збільшенням кількості  $S_2H$  і  $CO_2$  і знижуючись з підвищенням вмісту  $N_2$  [38].

До якості газу в залежності від того, де він буде використовуватися ставлять вимоги відповідно до ТУ У 320.00158764.007-95 «Гази горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи», але на жаль цей документ, який жорстко обмежував величину точки роси, не був продовжений після закінчення його терміну дії. На сьогодні основні вимоги до якості газу, що подається в ГТС визначені у Кодексі газотранспортної системи України, який затверджений Постановою НКРЕКП від 30.09.2015 №2493.

Основними засобами боротьби із гідратами є:

- підвищення температури газу до рівноважної величини;
- зниження тиску в системі нижче рівноважного;
- осушення газу з метою запобігання конденсації парів води.

Вилучення з газу парів води називається осушенням. Осушення природних і попутних газів може здійснюватись абсорбцією за допомогою рідких поглиначів або адсорбцією із застосуванням твердих поглиначів –адсорбентів.

Основними показниками оцінки якості природного газу, який транспортується по магістральних газопроводах і подається споживачам, є:

1. Число Воббе – це основний показник якості газу, що використовується у побутових газових пальниках. Він визначає режим горіння газу в побутових приладах, взаємозаміну газу змінного складу для забезпечення



нормального режиму горіння. Число Воббе ( $W$ ) враховує взаємозв'язок теплоти згоряння газу ( $Q$ ) і густин газу по відношенню до повітря ( $\Delta$ ):

$$W = \frac{Q}{\sqrt{\Delta}}. \quad (1.1)$$

Значення числа Воббе для газових і газоконденсатних родовищ знаходиться в межах 40 195—50 244 кДж/м<sup>3</sup>, для нафтових родовищ — 46057—60711 кДж/м<sup>3</sup>. Виходячи з умов нормальної роботи газових приладів, встановлено номінальне значення числа Воббе, для якого регулюються газові прилади. Число Воббе природного газу, що транспортується по магістральних газопроводах, становить від 11000 до 12000 кДж/м<sup>3</sup>. При цьому відношення максимального значення числа Воббе до мінімального не перевищує 1,1, що відповідає рекомендаціям за допустимими межами відхилень Міжнародної газової спілки.

2. Вміст меркаптанової і загальної органічної сірки. Меркаптанова сірка міститься в газі у невеликій кількості, вона вводиться в газ для надання йому запаху як одорант. За нормами вміст одоранту в газі зумовлений необхідним рівнем запаху і становить 16 г/1000м<sup>3</sup> газу. Наявність у газі органічної сірки більше 30—50 мг обмежує можливість його використання без доочистки.

3. Вміст сірководню. Наявність у газі сірководню сприяє розвитку корозії внутрішньої поверхні газопроводів, газоперекачувальних агрегатів, арматури, забруднює атмосферу приміщень токсичними продуктами. вміст вологи в газі .

4. Вміст вологи в газі. Волога сприяє процесу корозії газопроводів і обладнання компресорних станцій, утворенню кристалогідратів. Для запобігання цим явищам необхідно, щоб точкариси газу за вологою була на 5—7 °К нижче найбільш низької температури газу при його транспортуванні по газопроводу.

Вологість — природний газ у пластових умовах, насичений парами води, які при русі газу конденсуються, збираються у низьких місцях газопроводів, порушуючи технологічний режим транспортування газу. Сполучення води з кислими газами сприяє інтенсивній корозії обладнання.

Наявність вологи в газі характеризується абсолютною і відносною вологістю. Абсолютна вологість характеризує вміст водяних парів в одиниці об'єму газу в г/м або кг/1000 м<sup>3</sup>. Відносна вологість це відношення абсолютної вологості при даних

тиску і температурі до його вологоємності, тобто до кількості вологи в одиниці об'єму газу, що міститься при умовах насичення. Відносна вологість вимірюється в частках одиниці або відсотках. Відносна вологість газу, насиченого парами води, дорівнює 100%. Вологовміст природних газів залежить від тиску, температури, складу газу й води, характеристики середовища контакту і визначається за номограмою. Температура, при якій газ повністю насичений водяними парами, називається точкою роси даного газу.

5. Точка роси за вуглеводнями. Наявність у газі вуглеводнів, що конденсуються, призводить при певних термодинамічних умовах до виділення конденсату. Це знижує пропускну здатність магістральних газопроводів, збільшує потужність компресорних агрегатів. Сучасні сорбційні процеси (процеси поглинання з газу певних фракцій) дають змогу відділити з газу важкі вуглеводні до точки роси « $-10^{\circ}\text{C}$ ». Така глибина видалення дозволяє найповніше використовувати вуглеводні для отримання зріджених газів, газових бензинів, індивідуальних вуглеводнів.

Основні вимоги яким повинен відповідати природний газ, що подається в газотранспортну систему наведено у табл. 1.41.

Тиск насичених парів вуглеводнів є функцією температури. При підвищенні температури рідини тиск збільшується за рахунок переходу частини рідини в пароподібний стан. При рівновазі парової і рідкої фаз парціальний тиск компонента в паровій фазі (над рідиною) і в рідкій фазі (в рідині) буде однаковим. Тиск, при якому рідина при даній температурі знаходиться в стані рівноваги зі своїми парами, називається пружністю насичених парів рідини.

Для запобігання утворенню газових гідратів при редукуванні газу на ГРС використовують такі методи: підігрів газу, підігрів корпусу регулятора тиску; введення метанолу у газопровід.

Таблиця 1.4 – Вимоги до природного газу що подається в газотранспортну систему.

№п\п	Найменування показників	Норми
1.	Точка роси газу за вуглеводнями °С	0
2.	Точка роси газу за вологою °С при 3,92 МПа	(-8)
3.	Нижча теплота згоряння МДж/м <sup>3</sup>	32,66 МДж/м <sup>3</sup>
4.	Вміст сірководню, г/м <sup>3</sup>	максимум 0,006
5.	Вміст меркаптанової сірки, г/м <sup>3</sup>	максимум 0,02
6.	Вміст метану (С <sub>1</sub> ), мол. %	мінімум 90
7.	Вміст етану (С <sub>2</sub> ), мол. %	максимум 7
8.	Вміст пропану (С <sub>3</sub> ), мол. %	максимум 3
9.	Вміст кисню (О <sub>2</sub> ), мол. %	максимум 0,02
10.	Вміст механічних домішок:	відсутні

Загальний або частковий підігрів природного газу на ГРС здійснюється за допомогою промислових підігрівачів [39]. Конструктивно підігрівачі можуть бути оснащені різними комплектами автоматики та допоміжними пристроями.

Локальний підігрів регуляторів здійснюють шляхом обмотування корпусу електричним стрічковим обігрівачем. При своїй відносній економічній вигоді, даний спосіб вимагає наявності стороннього джерела електроенергії. Доцільно використовувати на ГРС із продуктивністю більше 70тис. м<sup>3</sup>/год [40].

Введення метанолу в газопровід здійснюється шляхом установки системи впорскування. Вартість даної установки досить висока, плюс витрати на придбання витратного матеріалу - метанолу. Крім того, потрібно врахувати, що метанол є дуже сильною отрутою, що має кумулятивні властивості, тобто може накопичуватися в організмі. Навіть незначна концентрація метанолу в повітрі може привести до дуже сильного отруєння. Тому для обслуговуючого персоналу метанольної установки потрібні додаткові засоби захисту, а відповідно, і додаткові витрати.

Найбільш широкое застосування знайшов метод загального або часткового підігріву газу. Вартість підігрівачів є високою і залежить від теплопродуктивності, пропускної здатності і комплектації. Даний спосіб є фінансово затратним, але він дозволяє постійно підтримувати необхідну температуру газу незалежно від подачі

електроенергії та є безпечним для персоналу, що забезпечує автономність роботи газорозподільчої станції (ГРС) та безпеку газопостачання населення [41].

При пониженні тиску газу на ГРС відбувається різке падіння його температури та можуть утворюватися газові гідрати на поверхні клапанів і сідел регуляторів тиску, що призведе до виходу їх із ладу і спричинить повну зупинку ГРС. Для запобігання утворенню газових гідратів використовують підігрів природного газу до відповідної температури.

Проблема оптимізації роботи підігрівачів газу достатньо глибоко досліджується багатьма вченими, зокрема у роботі [42] представлено результати наукових досліджень щодо доцільності використання лінійного нагрівача з сонячною системою нагрівання. У роботі здійснено розрахунок оптимальної кількості сонячних колекторів з врахуванням капітальних витрат на їх встановлення та вартості зекономленого палива. У дослідженнях [39, 43] запропоновано використовувати турбодетандери на ГРС для зниження тиску, таким чином компенсувати частину енергії, спожиту на компресорних станціях. У статті [44] досліджено процеси передачі тепла і падіння тиску на нагрівачі ГРС з нагрівальним елементом у вигляді провідника на вставку трубки і вплив зміни геометричних параметрів трубки. На основі проведених досліджень доведено, що розміщення відповідних трубних вставок в теплообмінниках призводить до збільшення їх теплового коефіцієнта.

Вищезгадані способи підвищення енергоефективності процесу підігрівання газу на ГРС вимагають капіталовкладень від 50 до 500 тис. дол. США та мають термін окупності від 2 до 15 років. У даному дисертаційному дослідженні запропоновано заходи, які не потребують значних капіталовкладень, а їх реалізація вимагає тільки прийняття певних управлінських рішень при експлуатації ГРС.

### **1.3 Вторинні джерела енергії та теоретичні підходи до вибору методів оцінки ефективності проєктів по їх використанню.**

Стан енергетичної ефективності кожної країни визначається рівнем розвитку її економіки. Ступінь економічного розвитку світового господарства визначається системою технологічних укладів [45]. Більшість науковців виділяють таку градацію технологічних укладів: I – рівень ручних технологій (за допомогою знаряддя праці); II – рівень перших технічних пристроїв; III – рівень машинних технологій; IV – рівень матеріально-механізованих технологій; V – рівень машинно-комп'ютерних та інформаційних технологій; VI – рівень конвергентних технологій, нано-, біо-, інформаційно-комунікаційних технологій, нових матеріалів та джерел енергії. Економіка різних технологічних укладів характеризується якісними та кількісними показниками енергоспоживання.

В залежності від рівня технологічного укладу, на якому знаходяться основні галузі економіки країни, формуються різні вимоги щодо реалізації політики енергозбереження та підвищення енергоефективності. Якщо в Україні на сьогодні найбільш поширеними є III та IV технологічний укладу, то вимоги до реалізації політики енергоефективності у нас мають відмінності у порівнянні з провідними країнами ЄС та США, де починають домінувати сектори з економікою VI технологічного укладу [46].

Тому якщо в Західній Європі величина потенціалу енергоощадності дорівнює 10–20% обсягів споживання енергоресурсів, то в Україні, яка має найбільш енергоємну економіку у світі, ця цифра перевищує 45% [47, 48]. Тому реалізація проєктів із енергоефективності в Україні є дуже привабливою із точки зору їх швидкої окупності.

Вторинні енергоресурси є майже на кожному підприємстві і займають значне місце в енергетичному балансі основних галузей промисловості: металургійної, нафтопереробної, деревообробної, будівельних матеріалів та ін. Утилізація теплових відходів у більшості випадків не представляє великих труднощів, а отримане тепло використовується для експлуатаційно-промислових або комунальних потреб підприємств відповідних галузей.

Вторинні теплові енергоресурси (ВТЕР) як частина вторинних енергоресурсів (ВЕР) несуть в собі потенціал теплової енергії, що знаходиться у

готовій та проміжній продукції, відходах тощо. Їх поділяють на чотири групи: тепло відхідних газів та рідин (димових газів, тепло води та технологічних рідин і готових продуктів), тепло відпрацьованої пари парогенераторних установок та вторинна пара теплових технологічних установок (випарні установки, ректифікаційні апарати, сушарки, пара випаровування); тепло горючих відходів; тепло, що знаходиться в кінцевих продуктах та відходах виробництва (тепло готового хліба, гаряче повітря з вентиляції гарячих цехів тощо). Використовуються ВТЕР на трьох рівнях: внутрішні (всередині цеху, всередині технології), зовнішні (опалення, теплопостачання), комбіновані.

За кількістю ВТЕР, що утворюються під час виробництва, можна оцінити досконалість процесу: чим менше утворюється ВТЕР, тим агрегат чи установка більш ефективно працює.

Сучасна технологія повинна бути без- чи маловідходною, але часто вихід ВТЕР є неминучим, тому необхідно їх повне та кваліфіковане використання [10].

У сфері впровадження енергозберігаючих технологій є значні резерви, бо поряд з установками, що працюють з коефіцієнтом корисної дії 90% і вище, діє велика кількість теплових установок з низьким ККД, що не перевищує 30%.

Перше місце в споживанні палива для технологічних процесів займає чорна металургія, на частку якої припадає близько 20% всього палива, що витрачається в країні. Вторинні енергоресурси у металургії – це, в основному, тепло, що отримується в процесі охолодження. Найбільш енергоємними є вторинні енергоресурси сталеплавильного, прокатного і коксохімічного виробництва [49].

При спалюванні палива в технологічних печах 30...40% тепла (а в ряді випадків - 60...70%) несеться з продуктами згоряння. Температура відхідних газів мартенівських нагрівальних печей становить 600...800 °С, кисневих конверторів – 1600...1800 °С. Найбільш раціональним є ступінчастий спосіб охолодження продуктів згоряння: в спеціальних рекуперативних або регенеративних теплообмінниках, що нагрівають дуттьове повітря, а іноді і газ, що спалюють, і в котлах-утилізаторах, де за рахунок утилізованого тепла отримують пар і гарячу

воду. Двоступенева утилізація тепла газів, що відходять, дозволяє знизити температуру цих газів на виході до 200...300 °С [50].

Не є виключенням і ГТС України де газотурбінні установки (ГТУ), які використовуються для транспортування природного газу, залежно від часу їх розробки та введення в експлуатацію корисно використовують тільки 25-40% теплового потенціалу спалюваного палива. Тому утилізація теплового потенціалу вторинних енергоресурсів ГТУ є важливим чинником зниження енерговитрат. Ефективність використання тепла в більшості технологічних процесів транспортування природного газу можна значно підвищити за рахунок впровадження енергоощадних проєктів. Капіталовкладення для цього необхідні значно менші за обсягом порівняно з необхідністю використання покупного палива.

Вітчизняний та зарубіжний досвід свідчить про те, що вартість зекономленої енергії при реконструкції в 3–5 разів менша, ніж енергії, що отримана при будівництві нових установок аналогічної продуктивності.

На сьогодні у світі діють декілька механізмів спрямування коштів у енергоефективність. Джерелом фінансування більшості програм є донори та міжнародні фінансові організації. Іншим джерелом фінансування заходів із енергоефективності є власні кошти підприємств та кошти енергосервісних компаній (ЕСКО) [51, 52]. На жаль, відсоток використання таких коштів є невисоким, у першу чергу через недостатній розвиток ризикоорієнтованого підходу до впровадження енергоефективних проєктів.

Як відомо найбільший прибуток приносять проєкти з високим рівнем ризику, а недостатність знань та вмінь з питань ідентифікації та оцінки ризиків в подібних проєктах, стають на заваді їх реалізації. Як правило, для вирішення подібних проблем топ-менеджмент вдається до традиційних методів керування, які переважно базуються на особистому досвіді та суб'єктивних припущеннях, коли при прийнятті рішень не враховується весь спектр загроз та можливостей.

Аналізуючи дослідження з оцінки та управління енергоощадними проєктами слід зазначити, що питання використання різних статистичних та імітаційних

методів оцінки ризиків в таких проєктах достатньо глибоко досліджується багатьма вченими, в Україні ці питання висвітлюються у працях Цюцюри С.В. [53], Ратушняк.Г., Ратушняк Г.С. [54], Праховника А.В., Прокопенко В.В. [55],. Методології управління проєктами та програмами присвячені наукові праці багатьох авторів: Бушуєва С.Д. [56], Меркушова В.Т. [57], Поколенка В.О. [58], Польшакова В.І. [59], Пономаренко Л.А. [60], Рача В.А. [61], Теслі Ю.М. [62], Тяна Р.Б. [63], Теліженко О.М. [64], та інших. У Росії питанням методології енергоефективності займаються Табунщиков Ю.А. [65], Бродач М.М. [66], Дмитрієв А.Н. [67] та інші. Зарубіжні автори Осборн А. [68], Родманн Д., Ленсен Н. [69], Сепанен О. [70], Lee P. [71] та Уилл Бліс [72] теж вивчали цю проблему.

На сьогодні на підприємствах нафтогазової галузі діє методика щодо визначення економічного ефекту від впровадження заходів нової техніки [73] (Методика), згідно якої економічний ефект вимірюють як різницю між грошовими доходами завдяки впровадженню та експлуатації заходів і грошовими витратами на розроблення, впровадження та використання заходів.

Показник періоду окупності визначається досить просто, якщо інвестиційні витрати є одноразовими і мають місце на початку здійснення проєкту, а також, якщо отримувані корисні результати (доходи, прибутки) від реалізації проєкту є однаковими за періодами здійснення проєкту. Тоді для визначення періоду окупності сума початкових інвестицій ділиться на величину річних (або середніх за обраний будь-який період) надходжень від реалізації проєкту.

Необхідно зазначити, що у радянські часи одним із основних показників, який пропонувався до використання при оцінці ефективності був показник приведених витрат [74; 75].

$$C_i + E_n K_i = \min \quad (1.2)$$

або

$$K_i + T_n C_i = \min \quad , \quad (1.3)$$

де:

$T_n$  – нормативний термін окупності;  $E_n$  – нормативний коефіцієнт ефективності;  $K_i$  – загальна сума капітальних вкладень (інвестиційних витрат);  $C$  – річна собівартість продукції;  $i$  – варіант вкладення капіталу.



Нормативні коефіцієнти порівняльної ефективності встановлювались диференційовано за галузями:  $E_n$  – від 0,15 до 0,3 і  $T_n$  – від 3 до 7 років (для окремих галузей встановлювались значення  $E_n > 0,1$ ,  $T_n < 10$  років). Зрозуміло, що в умовах ринкової економіки не може бути мови про якісь нормативні значення прибутковості або окупності.

Проте важливо нагадати про теоретичну сутність показника приведених витрат і не сприймати його як якусь штучно прийнятну суму двох величин. Сутність приведених витрат полягає у тому, що вони є модифікованим показником вартості продукції (робіт, послуг), які виробляються (надаються) із використанням інновацій, який враховує суму інвестиційних і поточних (експлуатаційних) витрат на їх виробництво [76]. Тому перед використанням його з метою оцінки інноваційно-інвестиційних проєктів на газотранспортних підприємствах, треба обґрунтувати значення  $E_n$  і  $T_n$  або ж приймати  $E_n$  на рівні існуючої рентабельності виробничих фондів на газотранспортному підприємстві.

Приведена методологія є статичною відносно оцінки руху грошових коштів та не враховує, що вартість грошей з часом змінюється. Тому для оцінки ефективності інвестиційного проєкту було використано іншу методику, яка згідно з міжнародними стандартами бізнес-планування, визначає основні показники економічної ефективності інвестиційних проєктів.

Із часом зекономлені кошти втрачають у своїй вартості. Тому, для визначення справжньої (приведеної) вартості грошей використовують поняття дисконтування. В результаті, справжньою (приведеною) вартістю грошей є сума майбутніх грошових надходжень, приведених до теперішнього моменту часу з урахуванням певної процентної ставки (ставки дисконтування):

$$k_d = \frac{1}{(1+i)^n}, \quad (1.4)$$

де:

$k_d$  – справжня (приведена) вартість грошей;  $i$  – відсоткова ставка;  $n$  – номер періоду, кількість років.

Здебільшого інвестиційні проєкти є значними за обсягами інвестицій та розраховані на довготривалий період. Тому постає проблема, як об'єктивно

врахувати фактор часу при оцінці та економічному обґрунтуванні ефективності таких інноваційно-інвестиційних проєктів і цим досягнути належної точності та забезпечити адекватність проведених економічних розрахунків.

Відомо, що врахування фактора часу здійснюється на основі концепції дисконтування, центральним моментом якої є визначення ставок дисконту [77; 78; 79; 80; 81]. Тому важливою і вкрай актуальною проблемою, яку необхідно вирішувати для належного врахування фактора часу, є визначення ставок дисконту.

Теорія інвестиційної оцінки має достатньо великий обсяг системних знань як щодо пояснення економічного змісту ставки дисконту, так і методики її розрахунків при проектуванні, оцінці та інвестиційному аналізі. Значний внесок у дослідження окреслених проблем здійснили такі вітчизняні та зарубіжні вчені, як Валдайцев С. [82], Витвицький Я. [79] Дамодаран А. [77], Бланк І. [84], Еванс Ф. і Бішоп Д. [83] та інші.

В Україні застосування напрацьованих у міжнародній практиці методичних підходів із визначення ставок дисконту значно ускладняється у зв'язку із нерозвиненістю фондового ринку, нестачею інформації про його стан та іншими обставинами, пов'язаними з формуванням ринкової економіки. Існують певні методичні підходи до вирішення цієї проблеми, однак вони стосуються визначення ризиків і ставок дисконту для найбільш типових умов фінансування при управлінні використанням капіталу [84], оцінці бізнесу дохідним підходом [79].

У нафтогазовій сфері також є напрацювання щодо визначення ставок дисконту на етапах пошуку та розвідки нафтових і газових родовищ, при оцінці інвестиційних проєктів з розробки нафтових і газових родовищ [79], для оцінювання природоохоронних інвестицій [85].

Що стосується визначення ставок дисконту для оцінки інвестиційних проєктів у сфері транспортування нафти і газу, то тут розроблено методичний підхід до визначення ставок дисконту для технологічних нафтопроводів, які використовуються для транспортування нафти при розробці родовищ нафти і газу [86].

Для визначення ставок дисконту в Україні найбільш широко використовується метод кумулятивної побудови [84]. Аналітичний вираз, що описує метод кумулятивної побудови, має такий вигляд:

$$r = r_0 + \sum_{i=1}^n r_i \quad , \quad (1.5)$$

де:

$r_0$  – базова норма доходу;  $\sum_{i=1}^n r_i$  – сумарна премія за ризик

Визначаючи ставку дисконту необхідно враховувати умови, за яких здійснюються фінансово-економічні розрахунки. Так, грошові потоки, економічні вигоди, платежі, що можуть бути отримані у результаті реалізації інноваційно-інвестиційного проєкту, можуть враховувати або не враховувати такі чинники як інфляцію, структуру грошових потоків, діючу систему оподаткування, вартість кредитних ресурсів у разі залучення позичкових коштів для реалізації проєкту та ін. Тому обов'язково потрібно здійснювати відповідні коригування ставки дисконту.

Так, якщо грошовий потік розраховують у поточних цінах, то і ставку дисконту потрібно брати реальну, тобто очищену від інфляційної складової, що можна здійснити за формулою [87]:

$$r_p = \frac{1+r_n}{1+i} - 1, \quad (1.6)$$

де:

$r_p$  – реальна ставка дисконту, у частках одиниці;  $r_n$  – номінальна ставка дисконту, у частках одиниці;  $i$  – темп інфляції, у частках одиниці.

Якщо при формуванні річного грошового потоку використовується прибуток після оподаткування, то при визначенні ставки дисконтування необхідно здійснити коригування, яке враховує частку чистого прибутку у грошовому потоці за формулою:

$$r_b = r_p(1 - \gamma \cdot \text{ПП}), \quad (1.7)$$

де:

$r_B$  – ставка дисконту для власного капіталу, у частках одиниці;  $III$  – ставка податку на прибуток, у частках одиниці;  $\gamma$  – частка чистого прибутку у грошовому потоці, у частках одиниці.

При залученні до реалізації інноваційно-інвестиційних проєктів позичкових коштів слід застосовувати модель середньозваженої вартості капіталу (WACC). Ця модель ґрунтується на тому, що для приведення грошових потоків, визначених з точки зору всього інвестованого капіталу у теперішню вартість, необхідно використовувати ставку дисконту, яка дорівнює сумі зважених ставок віддачі на власний капітал та позикові кошти, де у якості вагових коефіцієнтів виступають частки власних та позикових засобів у загальному обсязі інвестованого капіталу [88]. Модель (WACC) може бути представлена такою формулою:

$$r = i_n \cdot \gamma_n + r_B \cdot \gamma_B \quad , \quad (1.8)$$

де:

$i_n$  – норма доходу на позиковий капітал у част. од.;  $\gamma_n$  – частка позикового капіталу в загальній сумі активів у част. од.,  $r_B$  – норма доходу на власний капітал у част. од.;  $\gamma_B$  – частка власного капіталу в загальній сумі активів у част. од.

Головною вимогою при коригуванні ставки дисконту є чітка відповідність між обраним грошовим потоком і ставкою дисконтування [87].

У світовій практиці інвестиційного аналізу за базову норму доходу найчастіше приймається норма за так званими «без ризиковими активами» – довгостроковими урядовими облігаціями з терміном погашення 10-20 років, оскільки даний вид інвестицій вважається найменш ризикованим [85].

У зв'язку з нестабільною політичною та економічною ситуацією, постійними змінами законодавства, недостатньою розвиненістю ринкового середовища в Україні немає підстав вважати інвестиції у державні облігації найменш ризиковими. Тому, за базові доцільніше використовувати норми доходу при інвестуванні у альтернативні активи, які є найдоступнішими і потребують мінімального менеджменту від інвестора [89]. Такими активами є депозитні вклади для юридичних осіб у вільно конвертованій валюті у провідних українських комерційних банках, в середньому депозитна ставка складає 2,9%.

Сумарну премію за ризик слід розрахувати як суму компенсації систематичного та несистематичних специфічних ризиків. Систематичний ризик описує стан невизначеності відносно загальних економічних умов господарської діяльності у країні. Оцінити систематичний ризик можливо на основі аналізу коливань дохідності акцій на ринку цінних паперів. У зарубіжній практиці інформацію про ризик країни отримують з International Country Risk Guide, Ibbotson Associates та інших подібних джерел [89]. В Україні це важко зробити через недостатню статистичну базу фондового ринку.

Якщо за базові використовувати норми доходів за короткостроковими депозитними вкладками в Україні, то вони певною мірою враховують систематичну складову. Але при цьому слід здійснити коригування базової ставки на можливі зміни норм доходів за депозитними ставками. На даний час величина цього ризику складає близько 2,1 % [87], що засвідчують події на фінансових ринках України у 2004, 2009, 2014 роках.

Належне обґрунтування несистематичних специфічних ризиків є найбільш проблемним при вирахуванні ставок дисконту.

Для розрахунку ефективності інвестиційних проєктів використовується підхід, який базується на історичних даних про норми доходу мільйонів інвесторів, що інвестували мільярди доларів за останні 80 років. Статистичні дані підтверджують, що інвестори готові піти на підвищений ризик довгострокових вкладень у великі публічні компанії у порівнянні з відносно безризиковими вкладками, якщо вони отримають норму доходу вдвічі більшу за без ризикову ставку, очищену від інфляції, і ця величина складає приблизно 5% [83]. Оскільки ГТС України відносяться до великих підприємств немає підстав вважати, що в Україні інвестиційні очікування щодо величин приросту норм доходів для компенсації ризиків є іншими.

Таким чином із вище приведеного аналізу, ставка дисконтування для інвестиційного проєкту із підвищення енергоефективності у ГТС України має становити 10%. З яких 2,9% – це розмір депозитних вкладів для юридичних осіб у вільно конвертованій валюті у провідних українських комерційних банках, 2,1% –

норми доходів за короткостроковими депозитними вкладками в Україні та 5% – норма доходу за безризикову ставку, очищена від інфляції.

Метод дисконтування грошових потоків (DCF) був розроблений в 1930 і рр. Автором даного методу вважається видатний економіст І. Фішер, який в роботі «Теорія процентних ставок» (1930 г.) ввів поняття чистої приведеної вартості (NPV) [91].

Надалі значний вклад в розвиток методу внесли такі економісти, як Д. Кейнс (запропонував концепцію внутрішньої ставки прибутковості – IRR) і Е. Соломон [92], який розробив ідею залишкової, або кінцевої, вартості (Terminal Value) компанії.

Ось уже понад 70 років DCF є одним з основних інструментів фінансових аналітиків: він в різних варіантах широко використовується для оцінки фундаментальної вартості компаній і обчислення чистої приведеної вартості інвестиційних проєктів.

Незважаючи на свою популярність, даний метод має ряд широко відомих недоліків як з теоретичної, так і з практичної точки зору. На практичному рівні метод дисконтування грошових потоків є дуже чутливим до змін в параметрах фінансової моделі - наприклад, в ставці дисконтування або темпах зростання грошових потоків. В результаті невеликі зміни в цих параметрах можуть привести до істотних коливань чистої приведеної вартості проєктів і / або фундаментальної вартості компаній. На теоретичному рівні метод дисконтування грошових потоків не враховує імовірнісний характер результатів інвестиційного проєкту, ігнорує стратегічну складову вартості компаній і не дозволяє оцінити внесок у вартість гнучкості керування (можливості приймати оптимізуючі управлінські рішення по ходу реалізації проєктів). Особливо погано працює DCF в умовах високої невизначеності і ризику.

За останні 20 років були розроблені численні альтернативні методи, які частково усувають недоліки методу DCF. На рис. 1.2 показана класифікація існуючих методів оцінки вартості та інвестиційної привабливості в залежності від наявності стратегічних і ринкових ризиків [93].

Всі види ризику можна умовно розділити на дві основні категорії: дискретні ризики і безперервні ризики (безперервна невизначеність). До дискретних можна віднести ризики, пов'язані зі стратегічними рішеннями, до безперервних відносяться ринкові ризики, а також ризики коливання ринкових чинників (ціна, процентні ставки, обмінні курси і т. д.).

Метод дисконтування грошових потоків дає задовільні результати, тільки якщо дискретні і безперервні ризики знаходяться на низькому рівні рис. 1.4. У разі наявності значних дискретних ризиків використовується метод дерева прийняття рішень. При високій безперервній невизначеності застосовується комп'ютерне моделювання за методом Монте – Карло. За наявності високого рівня безперервної невизначеності і значних дискретних ризиків застосовується метод реальних опціонів. Слід зазначити, що на різних етапах життєвого циклу проекту на перший план можуть висуватися або дискретні, або безперервні ризики. На початкових етапах (наприклад, на етапі розробки нового продукту) значну роль відіграють дискретні ризики, а на пізніх етапах (наприклад, на етапі комерціалізації і продажів) – безперервні ринкові ризики.

Монте – Карло це метод оцінювання або аналізу чутливості на основі комп'ютерної імітації, під яким розуміють конкретний метод рішення економічних чи математичних завдань, у якому є ті чи інші параметри моделюються у формі випадкових величин. Цей метод заснований на комп'ютерній імітації, що розраховує справжні випадкові величини та формує відповідні оціночні показники проектів на основі цих розподілень. Він являє собою імітаційний метод аналізу стійкості, який історично отримав свою назву за назвою міст, в яких розташовані відомі ігрові будинки та казино. Термін "моделювання за методом Монте–Карло" був представлений американськими студентами С. Уламом і Дж. фон Нейманом в процесі роботи в рамках відомого Манхэттенського проекту. Перша стаття за цією проблематикою написана в 1949 році [94].



Рисунок 1.4 – Види ризиків та методи оцінки вартості

З однієї сторони, метод Монте-Карло представляє модифікацію дискретного аналізу чутливості, оскільки мова йде про оцінку впливу зміни параметрів грошового потоку на чисту приведену вартість і інші критерії оцінки інвестиційних проєктів. З іншого боку – основна відмінність від дискретного методу виявляється в тому, що в процесі застосування методів Монте-Карло формується розподілення значень чистої приведеної вартості проєкту, ставки внутрішнього відсотка, індексу доходів та інших показників, які визначаються залежно від імітованих випадкових розподілень вибраних факторів. Це дозволяє отримати конкретні оцінки цього розподілення у формі дисперсії, стандартних відхилень або коефіцієнта варіацій за чистими існуючими цінами або іншому суттєвому показнику, аналіз яких дозволяє зробити висновки про стійкість майбутніх умов виконання проєкту, можливості отримання сприятливих або несприятливих результатів. Даний метод, заснований на імітаційному моделюванні на комп'ютерах випадкових розподілень вибраних параметрів грошового потоку – факторів ризику, на базі яких формується розподіл показників оцінок проєкту [95].



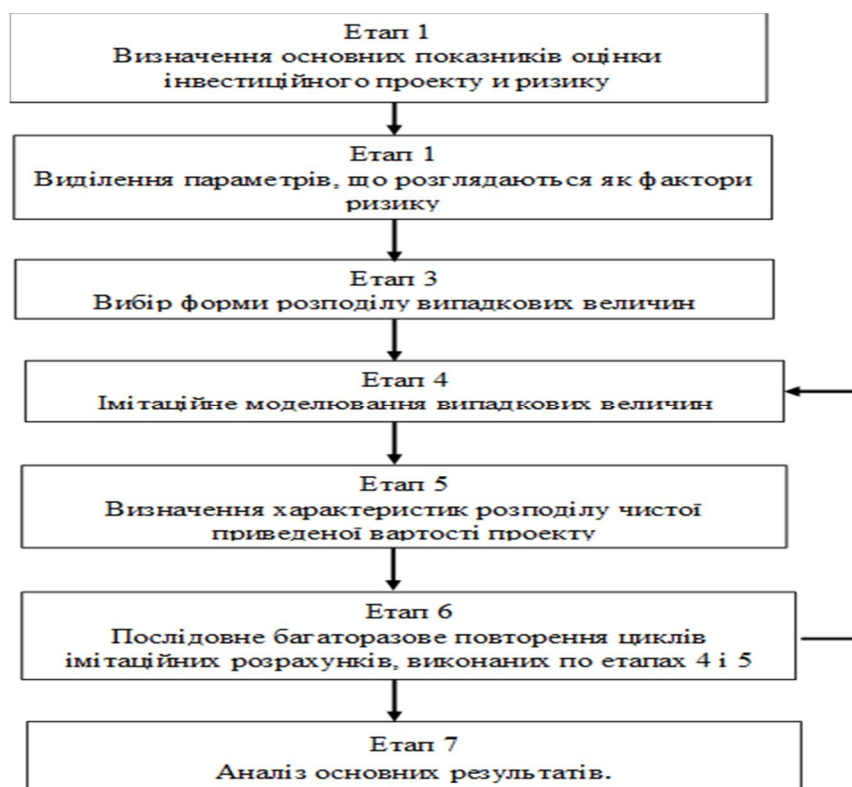


Рисунок 1.5 – Процес аналізу ризиків по методу Монте-Карло

Загальна послідовність розрахунків за методом Монте-Карло представлена на рис. 1.5. Відповідні розрахунки можуть бути виконані тільки на ЕОМ при використанні вбудованих можливостей пакету Microsoft Excel чи інших пакетів прикладних програм.

Організаційно метод Монте-Карло як метод імітаційного комп'ютерного моделювання можна описати такою послідовністю основних етапів.

Етап 1.

Визначення основних показників оцінки інвестиційного проекту, по відношенню до яких буде вимірюватися вплив факторів ризику. До числа таких показників можуть бути віднесені: чиста приведена вартість проекту, ставка внутрішнього відсотка, індекс прибутковості, період окупності або інші за бажанням зацікавлених сторін інвестиційного проекту.

Етап 2.

Виділення параметрів, що розглядаються як фактори ризику, які будуть моделюватися в формі випадкових величин. Для їх чисельної реалізації

передбачається проводити комп'ютерне моделювання на основі генераторів псевдовипадкових чисел, вбудованих в пакет Microsoft Excel, на основі заздалегідь обраної форми розподілу. Для аналізу виділяють ті компоненти грошового потоку, які на думку інвестора, менеджера або експерта у відповідній області, мають найбільший вплив на зміну виділеного показника проєкта, тобто є найбільш суттєвими факторами ризику. В принципі можна розглянути, як випадкові всі параметри всіх компонентів грошового потоку, але це пов'язано з трьома проблемами. По-перше, збільшення числа виділених випадкових параметрів може привести до суперечливих результатів внаслідок корелювання розглянутих реалізацій випадкових величин; по-друге, це може зайняти набагато більше часу для аналізу отриманих результатів і обґрунтування впливу окремих факторів; по-третє, залишиться невиявленим, які саме чинники вплинули на результати.

#### Етап 3.

Вибір форми розподілу випадкових величин, на основі яких буде проведена комп'ютерна імітація їх чисельної реалізації. Він здійснюється на основі деяких уявлень про розподіли розглянутих показників. У числі подібних розподілів можна відзначити: нормальний, логнормальний (частіше використовується при моделюванні параметрів фінансових ринків), трикутний, рівномірний та інші. Нормальний, трикутний і рівномірний розподіли є симетричними, і їх використання спирається на припущення про симетричний розподіл майбутніх результатів, хоча і з різною щільністю заповнення. Логнормальний розподіл не є симетричним, і його застосування спирається на передумову про те, що велика частина значень випадкової величини зсунута в певну сторону щодо очікуваного результату [96].

#### Етап 4.

Імітаційне моделювання випадкових величин – обраних параметрів грошового потоку. Для моделювання чисельної реалізації відповідної випадкової величини використовують вбудований генератор псевдовипадкових чисел в опції "Аналіз даних" меню "Сервіс" пакета Microsoft Excel. В цьому випадку має бути заздалегідь задане очікуване значення розглянутого параметра і його стандартне

відхилення, а також кількість чисельних реалізацій випадкових величин, які повинні бути отримані протягом одного циклу імітаційних розрахунків. Для подібних розрахунків можна також застосовувати спеціальні пакети прикладних програм.

З огляду на кожен отриману реалізацію даної випадкової величини, а також параметрів грошових потоків, які є фіксованими, виконуються розрахунки грошових потоків для кожної отриманої реалізації зазначених випадкових величин. Кількість грошових потоків збігається з обраним числом реалізацій цих величин. На основі цих грошових потоків відбувається формування розподілу чистої приведеної вартості проєкту або інших оціночних показників даного проєкту в кожному циклі імітаційних розрахунків.

#### Етап 5.

Визначення характеристик розподілу чистої приведеної вартості проєкту, отриманого в результаті одного циклу імітаційних розрахунків, в тому числі очікуваного значення чистої приведеної вартості проєкту, дисперсії і стандартного відхилення, і інших показників отриманого розподілу даного показника. До їх числа можна віднести найбільше і найменше значення чистої приведеної вартості, коефіцієнт варіації як додаткову характеристику розподілу, ймовірність реалізації негативного значення чистої приведеної вартості, тобто не вигідного для інвестора результату виконання проєкту. В останньому випадку зазначена ймовірність визначається як відношення числа негативних значень чистої приведеної вартості в отриманому розподілі до загальної кількості виконаних експериментів в рамках одного циклу імітаційних розрахунків:

$$P(NPV < 0) = \frac{k}{m}, \quad (1.9)$$

де:

$k$  – число негативних значень чистої теперішньої вартості в отриманій в процесі імітації вибірці;  $m$  – кількість проведених імітаційних експериментів.

Подібна оцінка ймовірності несприятливих результатів спирається на припущення про те, що ймовірність кожного результату в процесі одного циклу імітаційного моделювання однакова і становить  $p=1/m$ . Аналогічні розрахунки

можуть бути виконані і для ставки внутрішнього відсотка, індексу прибутковості та періоду окупності.

#### Етап 6.

Послідовне багаторазове повторення циклів імітаційних розрахунків, виконуваних по етапах 4 і 5, яка передбачає послідовне формування розподілів значень чистої приведеної вартості, а також відповідних їм наборів значень оціночних показників, представлених на етапі 5.

Для перевірки стійкості отриманих характеристик розподілу чистої приведеної вартості та підвищення якості обґрунтованості висновків повинно бути виконано декілька сотень або тисяч циклів ітераційних розрахунків в режимі імітації.

#### Етап 7.

Аналіз основних результатів. Результати застосування методу Монте-Карло для аналізу і оцінки стійкості проєкту до виділених факторів ризику можуть бути представлені в двох формах. Перш за все мова може йти про аналіз отриманих в результаті імітаційних розрахунків кількісних значень показників, що характеризують параметри отриманого розподілу чистої приведеної вартості проєкту або інших оціночних показників. До числа таких показників можна віднести: очікуване значення чистої приведеної вартості; дисперсію, стандартне відхилення і коефіцієнт варіації як міри ризику; найбільше і найменше значення чистої приведеної вартості по отриманій вибірці; ймовірність отримання негативного значення чистої приведеної вартості проєкту. У процесі багаторазового повторення циклу імітаційних розрахунків можна побудувати середнє значення по даній вибірці для кожного зазначеного показника, розглядаючи їх як певні очікувані характеристики впливу чинників ризику на умови виконання даного інвестиційного проєкту.

Аналіз розподілу значень зазначених показників, отриманих в результаті досить великого числа ітерацій, дозволяє зробити певні висновки про відносну стійкість чистої приведеної вартості проєкту, очікуваного значення і стандартного відхилення одержуваного розподілу NPV, ймовірності отримання від'ємного

значення NPV проєкту за умови зміни виділених випадкових величин відповідно до обраної формою їх розподілу. Цю стійкість можна оцінити візуально, побудувавши графіки вибіркового значень зазначених показників, або за допомогою відповідних статистичних оцінок, які визначаються на основі отриманої вибірки відповідного показника. Аналогічний аналіз може бути виконаний і в тому випадку, якщо використовуються інші критерії оцінки проєкту.

Іншою формою результату комп'ютерної імітації або досліджень по методу Монте-Карло можуть бути різні графіки. Йдеться про частотні гістограми значень чистої приведеної вартості, які формуються в залежності від частоти потрапляння імітованих значень чистої приведеної вартості в виділені інтервали або групи її значень, а також про графіки розподілу ймовірності від'ємного значення чистої приведеної вартості або інших оціночних показників [96].

#### **1.4 Аналіз теоретичних підходів щодо визначення понять «енергозбереження», «енергоощадність» та «енергоефективність».**

Економія енергії – це ефективне використання енергоресурсів за рахунок застосування інноваційних рішень, які здійснюються технічно, обґрунтовані економічно, прийнятні з екологічної і соціальної точок зору та не змінюють звичного способу життя [97].

У науковій літературі немає єдиної думки щодо визначення поняття «енергозбереження», тому доцільно проаналізувати наявні підходи до його тлумачення.

Так, у Законі України «Про енергозбереження» зазначається, що енергозбереження – це «діяльність (організаційна, наукова, практична, інформаційна), яка спрямована на раціональне використання й економне витрачання первинної та перетвореної енергії і природних енергетичних ресурсів у національному господарстві і яка реалізується з використанням технічних, економічних та правових методів» [98].

О.С. Гордієнко [99] вважає, що енергозбереження – це «процес, у ході якого скорочується потреба в енергетичних ресурсах на одиницю кінцевого корисного ефекту від їхнього використання».

О.Г. Кошева зазначає, що «енергозбереження – це процес раціонального використання енергетичних ресурсів і залучення в господарський обіг відновлюваних джерел енергії для забезпечення енергоефективності економічного розвитку і поліпшення соціальної ситуації в країні, а також збереження екосистеми й непоновлюваних джерел енергії для майбутніх поколінь» [100].

В.М. Тимофєєв та І.А. Немировський вважають, що «енергозбереження є однією із складових частин енергетичного менеджменту як практична сторона його діяльності, яка використовує передові технології та обладнання», тоді як, на їхню думку, поняття «енергоменеджмент» є значно ширшим і включає, крім енергозбереження, «впровадження і використання нетрадиційних та поновлюваних джерел енергії, розроблення цінової політики, правила гри на ринку енергоресурсів, які відповідають передусім інтересам держави, а потім вже інтересам бізнесу» [101].

На думку Б.В. Гаприндашвілі [102], енергозбереження – це «комплекс організаційних, наукових, економічних, екологічних і технологічних дій, спрямованих на раціональне та безпечне використання енергетичних і природних ресурсів у національному господарстві для скорочення витрат під час виробництва продукції, надання послуг і задля досягнення кінцевих корисних соціально-економічних ефектів від їх використання».

К.І. Докуніна [103] дає таке визначення: «Енергозбереження – це комплекс визначених та послідовних дій, у результаті яких досягається позитивний (економічний) результат використання енергоресурсів».

Автори праці [104] вважають, що «енергозбереження – це ефективне використання енергії споживачами, у тому числі мінімізація енерговитрат на одиницю продукції».

Таким чином, аналіз наукових досліджень свідчить про те, що існують різні підходи до визначення цього поняття:

- енергозбереження як діяльність;
- енергозбереження як складова частина управління;
- енергозбереження як процес;
- енергозбереження як результат.

Узагальнюючи наведені визначення, можна зробити висновок, що, незважаючи на різні підходи, більшість дослідників прямо чи опосередковано ототожнює поняття «енергозбереження» з підвищенням енергоефективності, що є можливим лише в разі організації на кожному підприємстві ефективної енергозберігаючої діяльності.

Але не зважаючи на це поняття сучасного енергозбереження не відповідає умовам сьогодення. Неправильним є подання в українських наукових доповідях, статтях, підручниках та інших джерелах понять, які англійською (російською) позначають так: energy saving (рос. энергосбережение), energy saving mode (рос. энергосберегающий режим), energy-saving technology (рос. энергосберегающая технология). Широковживаний термін «енергозбереження» є хибним, оскільки для збереження (рос. сохранения, англ. conservation) енергії не треба докладати жодних зусиль, бо є фундаментальний закон природи – закон збереження та перетворення енергії (рос. закон сохранения и превращения энергии, англ. conservation law), згідно з яким за будь-яких фізичних взаємодій енергія не створюється і не зникає, а лише перетворюється з однієї форми в іншу. [105]. З точки зору української мови зберігає енергію акумуляторна батарея. А правильним є термін енергоощадність (рос. энергосбережение, англ. Energy – saving).

**Енергоощадність** – діяльність (організаційна, наукова, практична, інформаційна), яка спрямована на раціональне використання та економне витрачання первинної та перетвореної енергії і природних енергетичних ресурсів в національному господарстві і яка реалізується з використанням технічних, економічних та правових методів. [105].

Продуктивне використання енергетичних ресурсів визначається показником, що характеризує матеріальний вхід (сумарна кількість матеріальних, зокрема земельних, водних, атмосферних ресурсів) у всьому життєвому циклі продукції на

одиницю одержаної послуги продукції, – величина MIPS (Material Inputs Per Service Unit), розроблена Ф. Шмідтом-Бліком (Вуппертальський інститут, Німеччина) [106]. Що стосується поняття «ощадливе», то його розуміння, за А. Праховником, починається із визначень методів, технологій та шляхів можливого зменшення енергоспоживання [107]. Критерієм економічно виправданого енергоощадження є оптимальне співвідношення економічних витрат на заощадження енергії та результативності даного заощадження. [108]

Екологічна безпека передбачає «такий стан навколишнього природного середовища, згідно з яким забезпечується попередження погіршення екологічної ситуації та виникнення небезпеки для здоров'я людей» [109]. Відповідно до європейської термінології (Terminology of European education and training policy) енергоефективність розглядається як зменшення енергозатрат або ж розширення (збільшення) послуг за умови, що затрати енергії не збільшуються (у технічному плані) [110].

**Енергоефективність** – співвідношення (коефіцієнт) або інший кількісний взаємозв'язок між отриманим результатом (вихідний показник), тобто між виконаною роботою, послугами, виробленими товарами чи енергією, і вхідним показником, тобто вхідним рівнем енерговитрат. [111, 112]. Для окремих виробів це поняття збігається з поняттям коефіцієнт корисної дії (ККД). Отже, енергоощадність – це діяльність, а енергоефективність – це сукупність показників, яка дає змогу порівнювати різні вироби однакового призначення з погляду споживання енергії [105].

Енергоефективність як поняття з'явилося у 1973 році після світової енергетичної кризи і передбачає продуктивне, ощадливе, економічно виправдане (доцільне) та екологічно безпечне для оточуючого середовища використання енергетичних ресурсів (альтернативних джерел енергії) для виробництва продукції, якісний рівень якої відповідає сучасним виробничим технологіям [105].

Енергоефективність – це характеристика устаткування, технології, виробництва або системи у цілому, що свідчить про ступінь використання енергії на одиницю кінцевого продукту. Енергоефективність оцінюється як кількісними



показниками (кількість використаної енергії у розрахунку на одиницю кінцевого продукту), так і якісними (низька, висока) [113].

В цілому, поняття енергоощадність та енергоефективність дуже часто використовуються як рівнозначні. Проте, насправді енергоефективність є всього лише одним аспектом енергоощадності. На відміну від енергоощадності (заощадження енергії), яке головним чином направлене на зменшення споживання енергії шляхом скорочення енергозатратних заходів, енергоефективність (користь енергоспоживання) — це зменшення витрати енергії при виконанні тих самих енергетичних завдань.

При здійсненні заходів із економії паливо–енергетичних ресурсів (ПЕР) у поняття сучасного енергозбереження, потрібно вводити поняття економічний ефект енергоощадності[114].

**Економічний ефект енергоощадності** – система вартісних показників, що відображають прибутковість (чи збитковість) заходів щодо енергоощадності[111].

Тобто, будь який успішний захід спрямований на зменшення енергоємності продукції буде енергоощадним, але не завжди він буде економічно ефективним.

Наприклад при проведенні ремонту будівлі вирішено провести утеплення фасаду. Чи будуть ці роботи енергоощадними? Звичайно. А от чи будуть вони економічно ефективні залежить від ряду факторів.

Якщо це цегляна будівля товщиною стін 50 – 60 см, ефект від такого утеплення буде не великий, відношення отриманого ефекту до затрачених ресурсів буде малим. Окупність такого проекту може розтягнутись на десятки, а інколи і сотню років. За цей проміжок часу виникне потреба провести новий ремонт фасаду, або збудувати нову будівлю. Тому на сьогоднішній день поняття енергоощадність є не достатнім для планування та впровадження заходів із зменшення енергоємності виробництва.

Цілі організації та її менеджменту завжди більш комплексні, ніж просто енергоефективність, яка є лише одним з ознак, важливих для обліку в процесі прийняття рішень на всіх рівнях організації.

Виділення енергетичного менеджменту як специфічної діяльності умовне, воно необхідне для вибудовування цієї гілки управління, але вимагає максимально безшовної інтеграції в систему менеджменту в цілому.

Ключовими цілями будь-якого підприємства є задоволення потреб клієнтів, конкурентоспроможність, стійкість і прибуток (як результат успішного ведення справ). У сучасних мінливих умовах зовнішнього середовища і високої невизначеності на перший план виходить також здатність до адаптації, гнучкість, швидкість у прийнятті рішень [115].

У цій гонці конкурують вже не продукти, а системи менеджменту: саме від якості системи залежить успіх компанії. І це означає, що час визнати цінність, яку додають системи менеджменту у прийнятті рішень у компанії [116].

Метою системи менеджменту стає така трансформація бізнесу, яка б дозволяла зберегти існуючі переваги, ринки і доходи, в той же час забезпечивши гідне місце підприємства в майбутньому, на умовах, мінливості ринків і зовнішнього середовища.

Найбільш переконливим економічним аргументом на користь енергоменеджменту є зниження затрат на придбання енергоресурсів. Більшість організацій можуть скоротити свої затрати на енергоресурси на величину до 20% за рахунок більш якісного управління енергоспоживанням і інвестицій в економічно ефективні заходи. Досвід широкого кола різноманітних компаній, які користувались послугами Carbon Trust, показує, що ефективний енергоменеджмент дозволяє знизити енергоспоживання на 5-25%, причому типовий період окупності інвестицій становить два роки або менше. У багатьох випадках мінімальні капітальні витрати дозволяють скоротити енергоспоживання на 5-10% [117].

Дослідження, виконане Carbon Trust, показує, що інвестиції, необхідні для зниження загальних витрат на придбання енергоресурсів на 15%, мають внутрішню норму рентабельності 48%, що набагато перевищує рівень, який компанії вважають мінімально прийнятною (в середньому - 11,5% ).

Портфель рекомендованих інвестицій, розроблений Carbon Trust спільно з компаніями-клієнтами, має середній термін окупності менше трьох років. За

даними опитування фінансових директорів, недавно проведеного Carbon Trust, цей показник задовольняє критеріям восьми з десяти респондентів.

Інше дослідження [118] показує, що зниження енергоспоживання в перші два роки після впровадження становить в середньому близько 10% в рік, і в подальші роки - ще 3-5%.

За даними Міненерго Росії, у 89% компаній, що впровадили СЕНМ відповідно до вимог стандарту ISO 50001: 2011, спостерігається зниження питомої витрати паливно-енергетичних ресурсів, причому у 65% зниження склало більше 5% [119].

У США програма Superior Energy Performance Program показала, що ефект від впровадження СЕНМ в перший рік склав в середньому близько 3,8%, в наступні півроку – ще 10,1% [120].

Сьогодні СЕНМ застосовується все більш широко. Система енергетичного менеджменту і захисту клімату Німецького енергетичного агентства (dena) розроблена на основі міжнародного стандарту і адаптована навіть для муніципалітетів і впроваджується в такому вигляді з 2014 р, а станом на 2020 рік близько 70 міст в Німеччині та 16 міст в Китаї вже впровадили цю систему [121]. Досвід тиражується і в Україні: пілотне впровадження системи енергоменеджменту здійснили муніципалітети м. Суми, м. Долина Івано-Франківської обл. та м. Маріуполь Кіровоградської обл.

Підходи, властиві енергетичному менеджменту, зустрічаються в різних методиках і техніках. Одним з поширених методів є застосування положень міжнародного стандарту ISO 50001: 2018.

До його поновлення в 2018 році діяла версія 2011 року. Для неї є аналог і серед українських стандартів – це ДСТУ ISO 50001-2014. Авторизований переклад і адаптований український стандарт, відповідний версії 2018 року, поки не опублікований.

На міжнародному рівні діють ряд «дочірніх» стандартів, які розкривають і деталізують положення основного:

- ISO 50002:2014 Енергоаудити – Вимоги та керівництво по застосуванню.

- ISO 50004:2014 Системи енергоменеджменту – Керівництво по впровадженню, підтриманню в робочому стані і поліпшенню СЕнМ.
- ISO/PWI 50005 Системи енергоменеджменту – Модульне впровадження СЕнМ із використанням користуванням методів оцінки рівня енергоефективності.
- ISO 50006 діє до: 2014 Системи енергоменеджменту – Вимірювання рівня енергоефективності з використанням енергетичних базових ліній і індикаторів енергоефективності – Загальні принципи і Керівництво.
- ISO / DIS 50007 Діяльність, пов'язана з Енергосервісом – Керівні вказівки користувачам з оцінки та поліпшення.
- ISO / AWI 50008 Обмін даними про енергосистеми будівель.
- ISO 50015:2014 Системи енергоменеджменту – Вимірювання та верифікація рівня енергоефективності організацій – Загальні принципи і Керівництво.
- ISO / PWI 5000X Системи енергоменеджменту – Керівництво по впровадженню групою організацій.

До більшості з них є затверджені відповідні українські версії в системі ДСТУ від 2016 року, які не враховують положення оновленого стандарту ISO 50001: 2018, однак, із цим застереженням,, можуть застосовуватися на практиці для вдосконалення систем менеджменту.

В початкових версіях стандартів [122] (англійською мовою) мова йде про енергетичну результативність – energy performance, але українські автори і читачі віддають перевагу більш поширеній терміну – енергоефективність.

Стандарт являє собою список вимог і пояснень, як їх виконувати, на основі аналізу кращих практик – безлічі кейсів успішних підприємств, які зуміли домогтися послідовного (continual) поліпшення (в українському перекладі – постійного) енергетичних показників.

Виконання цих вимог призведе до систематичного процесу, направлено на послідовне поліпшення енергетичної результативності, причому процес цей заснований на даних і фактах.

Отже, енергозатратна економіка є наслідком не стільки застарілого енергетично не ефективного обладнання, а, насамперед, застарілої системи керування. Впровадження нових системних підходів до керування енергоефективністю дасть можливість виявити місця втрат енергоресурсів та вчасно їх ліквідувати.

### **1.5 Постановка задач досліджень та конкретизація мети роботи**

Не зважаючи на те, що вітчизняні та зарубіжні фахівці одностайні в тому, що енергоефективність як сукупність процедур та процесів має стати пріоритетом для роботи підприємств та економіки в цілому, проблематика впровадження енергоефективних процедур у роботу газотранспортних підприємств не є дослідженою та систематизованою. Тому систематизація та впровадження цих процедур та процесів є надзвичайно актуальним і своєчасним завданням.

Мета дослідження полягає у вирішенні науково-практичної задачі в галузі підвищення енергоефективності газотранспортної системи шляхом розроблення та вдосконалення моделей, методів і синтезу засобів накопичення та аналізування даних системи керування енергоефективністю газотранспортного підприємства. Для досягнення зазначеної мети, в рамках дисертаційного дослідження, були поставлені такі завдання:

дослідити вплив параметрів експлуатації газопроводу на оцінку обсягу газу в його порожнині

– розробити та впровадити у виробництво корпоративну систему цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу на конкретному газотранспортному підприємстві;

– провести математичне моделювання та оцінити оптимальні режими роботи газорозподільчої станції та їх вплив на витрати палива вогневими підігрівачами газу;;

– провести математичне моделювання та розрахувати ефективність роботи системи відбирання тепла із системи охолоджувальної оливи газоперекачуючого агрегата (ГПА) та оцінити економічний ефект від впровадження даного заходу.

## РОЗДІЛ 2

### ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ ЦІЛЬОВОГО ЕНЕРГЕТИЧНОГО МОНІТОРИНГУ ТА ВНУТРІШНЬОГО БЕНЧМАРКІНГУ

#### **2.1 Робота системи цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу по керуванню роботою котелень для опалювання приміщень в опалювальний період.**

У регламенті європейського парламенту та Ради «Встановлення рамки для маркування енергії» [123] ужито термін energy efficiency class. Євросоюз встановив сім класів енергоефективності (A, B, C, D, E, F,G): клас A відповідає максимальній енергоефективності, а клас G – мінімальній.

Згідно із законом України “Про енергетичну ефективність будівель” [124] для поступового підвищення енергетичної ефективності будівель розробляється національний план збільшення кількості будівель з близьким до нульового рівнем споживання енергії, що підлягає затвердженню згідно із статтею 9 Директиви Європейського Парламенту і Ради від 19 травня 2010 р. 2010/31/ЄС щодо енергетичної ефективності будівель, що замінює Директиву 2002/91/ЄС.

Також у законі України “Про енергетичну ефективність будівель” визначено потребу у здійсненні заходів щодо досягнення збільшення кількості будівель, які не лише відповідатимуть, але і перевищуватимуть чинні мінімальні вимоги до енергетичної ефективності будівель та споживання енергії в яких частково забезпечуватиметься енергією з відновлюваних джерел.

Збільшення кількості таких будівель - будівлі із наближеним до нульового рівнем споживання енергії в енергонезалежні будівлі також спрямоване на зменшення загального постачання первинної енергії та викидів двоокису вуглецю як однієї з головних цілей Директиви № 2012/27/ЄС про енергетичну ефективність [125].

Для досягнення сталості забезпечення високого рівня енергетичної ефективності в Україні було розраховано внесок України у досягнення загальної мети з енергоефективності для Договірних Сторін Договору про заснування

Енергетичного Співтовариства [126]. Прогнозні показники, визначені відповідно до Заключного проєкту з розрахунку національної мети з енергоефективності до 2020 року, включаючи перспективу до 2030 року[127], передбачають зниження кінцевого споживання енергії на 15 % у 2020 році та на 32 % у 2030 році (порівняно з прийнятими за базові значеннями за 2005-2009 роки).

Національним планом пропонується передбачити відслідковування досягнення національної мети з енергоефективності шляхом моніторингу стану досягнення її цільових показників за допомогою індикаторів енергоефективності за секторами кінцевого енергоспоживання, розрахованих за методологією Міжнародного енергетичного агентства та запроваджених для щорічної публікації на виконання пункту 80 плану заходів з реалізації етапу “Реформування енергетичного сектору (до 2020 року)” Енергетичної стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”[128].

З огляду на технологічні особливості енергоефективності будівель, їх складність та підвищену вартість будівництва особливої уваги заслуговує проблема забезпечення економічної доцільності, фінансової спроможності власників будівель здійснювати заходи, спрямовані на підвищення енергоефективності.

Технологічна модернізація – частина діяльності з підвищення енергоефективності, досягненню більш амбітних результатів в галузі використання енергії, але вона не є основою системи енергетичного менеджменту, як не є нею і система обліку, диспетчеризації, автоматизації, добірки документів і регламентів і т. д. СЕнМ – організаційна рамка, парасолька для всього комплексу робіт по керуванню енергетичними потоками на підприємстві і поліпшення показників енергорезультативності. Більш того, за свідченням багатьох успішних енергоменеджерів, будь-яке нововведення, впровадження СЕнМ вимагає величезної роботи із комунікації з людьми, переконання їх та залучення до усіх енергетичних процесів; не випадково інформування, компетентність і залученість персоналу є однією із вимог міжнародного стандарту ISO 50001:2018.



Таблиця 2.1 – Характеристика та типи котлів УМГ «Черкаситрансгаз» за 2019 рік.

Структурний підрозділ	Розміщення	Характеристики котлів						Рік вводу
		Назва, тип	Кількість котлів, шт.	Потужність, Гкал/год (кВт)	Загальна потужність, Гкал/год (кВт)	ККД, %	Питома витрата умовного палива на вироблену 1 Гкал (1 кВт) тепла, кг.у.п./Гкал (кг.у.п./кВт)	
Кременчуцьке ЛВУМГ	КС-Машівка	TRISTAR 3G 840	1	0,72(840)	0,72	94	152/0,177	2016
Кременчуцьке ЛВУМГ	КС-Машівка	TRISTAR 3G 1100	2	0,95(1100)	1,9	94	152/0,177	2016
Кременчуцьке ЛВУМГ	КС-Кременчук	Vitoplex-100	3	1,5(1744)	4,5	94	152/0,131	2010
Кременчуцьке ЛВУМГ	КС-Задніпровська	Vitoplex-100	3	1,2(1395)	3,6	94	152/0,131	2009
Кременчуцьке ЛВУМГ	КС-Олександрівка	БК-22	3	0,86(1000)	2,58	91	157/0,135	2000
Кременчуцьке ЛВУМГ	КС-Кіровоградська	TRISTAR 3G 1320 2S	1	1,135(1320)	1,135	95	149,5/0,129	2016
Кременчуцьке ЛВУМГ	КС-Кіровоградська	TRISTAR 3G 1600 2S	2	1,377(1600)	2,754	95	149,5/0,129	2016
Кременчуцьке ЛВУМГ	КС-П.Бузька	БК-21	2	1,72(2000)	3,44	91	158,7/0,136	2003
Золотоніське ЛВУМГ	КС-Софіївська	Vitoplex-100	3	1,2(1395)	3,6	94	152/0,131	2008
Золотоніське ЛВУМГ	КС-Ставищенська	TRISTAR 3G 1100 2S	3	0,95(1100)	2,85	95	149,5/0,129	2017
Золотоніське ЛВУМГ	КС Іллінці	TRISTAR 3G 1100 2S	3	0,95(1100)	2,85	95	149,5/0,129	2017
Барське ЛВУМГ	КС-Бар-19	БК-22	3	0,86(1000)	2,58	91	157/0,135	2001
Барське ЛВУМГ	КС-Бар-37	Logano S815	3	1,63(1900)	4,89	93	153,6/0,132	2003
Барське ЛВУМГ	КС-Гусятин-20	TRISTAR 3G 630 2S	3	0,541(630)	1,623	95	149,5/0,129	2017
Барське ЛВУМГ	КС-Гусятин-38	TRISTAR 3G 1600 2S	2	1,377(1600)	2,754	95	149,5/0,129	2016
Барське ЛВУМГ	КС-Гусятин-38	TRISTAR 3G 1320 2S	1	1,135(1320)	1,135	95	149,5/0,129	2016
Барське ЛВУМГ	КС-Гайсин	Vitoplex-100	3	0,963(1120)	2,889	94	152/0,13	2010
Барське ЛВУМГ	КС-Тальне	БК-22	3	0,86(1000)	2,58	91	157/0,135	2001
Одеське ЛВУМГ	КС Орлівка	Expres Trio	3	0,5805(675)	1,742	94,6	151/0,130	2018
Одеське ЛВУМГ	КС Ананьїв	Expres Trio	3	0,5805(675)	1,742	94,6	151/0,130	2018
Одеське ЛВУМГ	КС Березівка	КСВа-2,0 Ге "БК-21"	2	1,72(2000)	3,44	86,6	164,9/0,142	1994
Одеське ЛВУМГ	Одеська промдільниця	Факел-Г	2	0,86(1000)	1,72	86,4	165,3/0,142	1992
Апарат Управління ЧТГ	Сумгайтська 3	Buderus GE 615	3	0,955(1110)	2,865	93	149,5/0,129	2010

Підрозділи центрального регіону ТОВ «Оператор ГТС України» розташовані на 20 промислових майданчиках (ПМ) у різних регіонах України.

Для обігріву приміщень у опалювальний період використовуються 59 газових котлів загальною потужністю 61 МВт. табл. 2.1. Використання газу за опалювальний сезон становить близько 3,5 млн. м<sup>3</sup>.

У 2013 році ГТС України» одна із перших в країні впровадила систему енергетичного менеджменту та пройшла міжнародну сертифікацію в сфері надання послуг з транспортування і зберігання природного газу відповідно до вимог ISO 50001.

Впровадження згаданої системи дало можливість:

1. Визначити суттєвих споживачів енергоресурсів.
2. Ввести поняття енергетичного планування.
3. Призначити представника керівництва та групу із впровадження та функціонування СЕНМ.
4. Визначити бази енергоспоживання та встановити енергетичні цілі.
5. Впровадити процедуру здійснення закупівель енергоспоживаючого обладнання з точки зору енергоефективності.
6. Проводити енергетичний аналіз.

Найбільш ефективним методом у сфері енергоощадності є заміна застарілого обладнання на нове енергоефективне. Але, на жаль, такі заходи є не завжди економічно обґрунтовані [114].

Досвід реконструкції та будівництва нових котелень показує, що їх окупність становить 15-20 років [129]. Тому дані заходи з енергоощадності проводять, як правило, для заміни обладнання, яке не можливо експлуатувати в подальшому через його технічний стан, а енергоощадність є позитивним «побічним ефектом». Тому, у цьому випадку, більш ефективними є організаційні методи, за яких відношення отриманого ефекту до витрачених на них коштів буде економічно обґрунтованим.

Автор розробив та впровадив корпоративну систему енергетичного моніторингу (КСЕМ) (Додаток Б), яка є симбіозом внутрішнього бенчмаркінгу та

цільового енергетичного моніторингу (ЦЕМ), для постійного вдосконалювання об'єктів досліджування та для аналізування ефективності заходів енергоощадності. Запровадження системи має на меті на підставі досліджень встановити потребу у змінах і шлях досягнення успіху в результаті цих змін, та побудові системи моніторингу за енергоресурсами на підприємстві по окремим центрам енергетичного керування рис. 2.1.

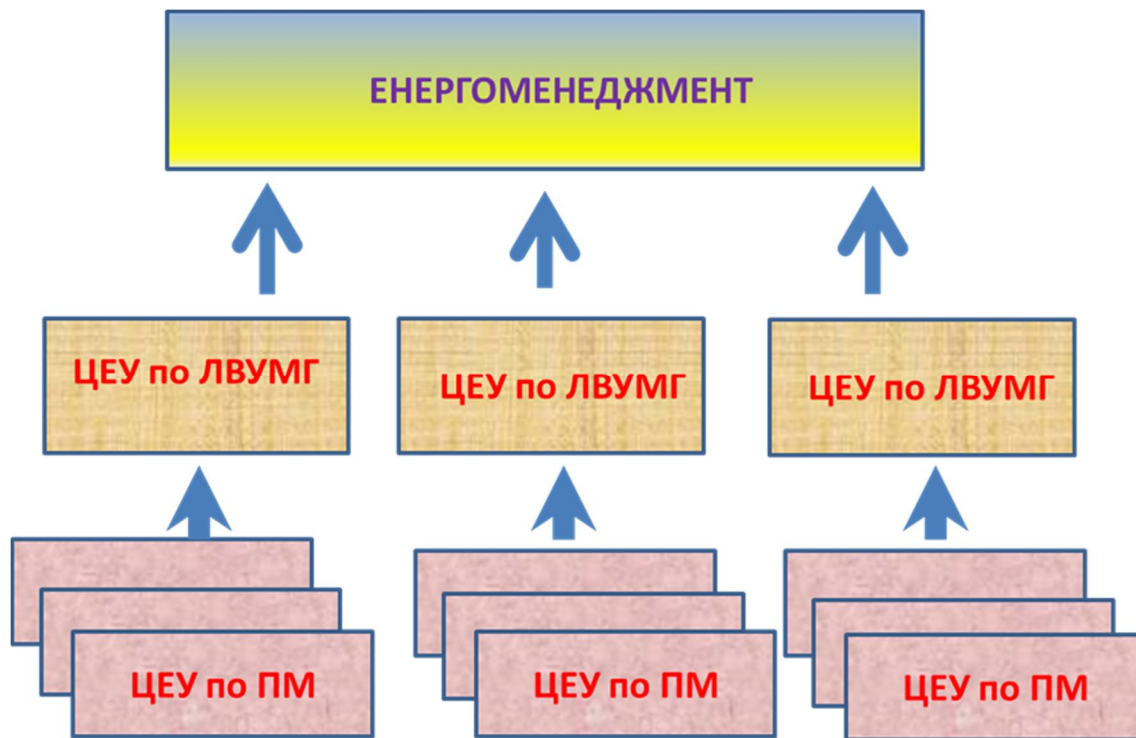


Рисунок 2.1 – Підсистема збирання даних щодо споживання енергоресурсів у філії УМГ «Черкаситрансгаз».

Внутрішній бенчмаркінг енергоефективності є особливим типом бенчмаркінгу діяльності, сфокусованим на ефективності використання енергії [130], який являє собою збирання, аналізування та оцінювання інформації про енергоспоживання досліджуваних об'єктів, а також про використовувані методи керування процесами. Його мета полягає у підвищенні енергоефективності зниженням загального споживання енергії та пов'язаних з ними витрат і викидів вуглекислого газу на основі порівняння енергоефективності об'єктів

досліджування, пошуку найкращих практик та демонстрації можливостей для поліпшення [131].

Термін «цільовий енергетичний моніторинг» є відповідником англійської виразу «Energy Monitoring and Targeting», де словосполучення «енергетичний моніторинг» передбачає відстеження показників споживання енергоресурсів, а слово «цільовий» – це відстеження показників споживання енергоресурсів з одночасним розробленням енергетичних завдань в кількісних показниках енергоспоживання, до яких потрібно прагнути, за отриманими результатами моніторингу [132].

Ядром системи є організація підсистеми збирання даних щодо споживання енергоресурсів (котельного обладнання, обладнання для підігріву газу на газорозподільчих станціях, електричного обладнання). Слід зазначити, що у ГТС як і у більшості підприємств України є система збору даних щодо споживання енергоресурсів. Але вона не є ефективною по ряду причин:

1. Інформацію збирають різні структурні підрозділи (енергетики, екологи, служби зі списання газу та ін.), що призводить до відсутності концентрації інформації в одному підрозділі.

2. Під час аналізування споживання енергетичних ресурсів не враховують сумарну корисну роботу, виконану енергоспоживальним обладнанням, що не дає змоги визначити фактори, що впливають на енергоефективність.

3. Аналізують підприємство в цілому, що призводить до відсутності інформації про енергоефективність окремих вузлів, агрегатів.

4. Не проводиться порівняння ефективності роботи між аналогічним обладнанням в різних структурних підрозділах.

5. Не створено механізму зворотного зв'язку на всіх рівнях підприємства. Отже, персонал не усвідомлює весь процес використання енергії та не мотивований його поліпшувати.

На початковому етапі сформовано групу із енергоефективності, основним завданням якої є збирання та систематизування даних на різних рівнях структури керування.

На другому етапі впровадження систематизовано облік споживання енергоресурсів за лічильниками та визначено щоденну систему звітів, що дало змогу вимірювати енергоефективність кожного центру енергетичного моніторингу(ЦЕУ).

Далі створено механізм аналізування даних та зворотного зв'язку на всіх рівнях підприємства, що підвищило усвідомлення і мотивацію персоналу.

Упровадження КСЕМ дало змогу виявити та «підтягти» у межах виробничої системи об'єкти, що відстають за рівнем енергоефективності, та стало корисним інструментом для моніторингу енергетичної ефективності агрегатів, технологічних установок, виробничих процесів для того, щоб переконатися, чи дотримуються енергетичних цілей, а також для кращого розуміння результативності заходів щодо підвищення енергоефективності

Ця система спрямована на розв'язання таких основних завдань:

1. Порівняти енергоефективність роботи котельного обладнання на різних промислових майданчиках та визначити причини розбіжностей.

2. Визначити доцільність та ефективність заходів з енергоощадності (утеплення приміщень, замінення вікон та дверей, заізолювання трубопроводів тощо).

3. Проінвентаризувати приміщення та вимкнути опалення в тих, які його не потребують.

4. У режимі реального часу визначати технічний стан котлів за витратою газу.

Для прикладу візьмемо дані моніторингу котелень ПМ одного із магістральних газопроводів (МГ) за березень 2016 року. Котельні призначені обігрівати приміщення в опалювальний сезон, використовуючи котли, що працюють на природньому газі.

В газотранспортну систему України подається газ з Росії та з Європи, нижча теплота згоряння якого біля 8200 ккал/м<sup>3</sup>. Діючий в Україні ГОСТ 5542 "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия" вимагає значення теплоти згоряння нижчої не менше 7600 ккал/м<sup>3</sup>.

За значеннями теплоти згоряння газу, як умовно сталої величини та значенням об'єму газу, приведених до стандартних умов, визначається енергія природного газу. Така процедура визнана в світовій практиці і прийнята в міжнародному стандарті ISO 15112 [133], який в 2009 році набув чинності і в Україні.

Кількість одержаної енергії на пряму залежить від теплоти згоряння природного газу. При зменшенні теплоти згоряння від 8400 ккал/м<sup>3</sup> до 8000 ккал/м<sup>3</sup> (більшість природного газу в Україні саме такої теплоти згоряння) кількість енергії зменшується на 5 %.

Так як від теплоти згоряння природного газу залежить об'єм використаного палива котельнею та, як наслідок, ефективність її роботи, тому у КСЕМ розраховано коефіцієнт впливу якості газу на ефективність роботи котельні.

Автором проведено аналіз якості природного газу, який надходив в ГТС України із 2014 року і встановлено, що показник нижчої теплоти згорання газу коливався із 7700 ккал/м<sup>3</sup> до 9226 ккал/м<sup>3</sup>. На рис. 2.2 побудовано математичну залежність впливу якості газу на витрату газу котельнею.

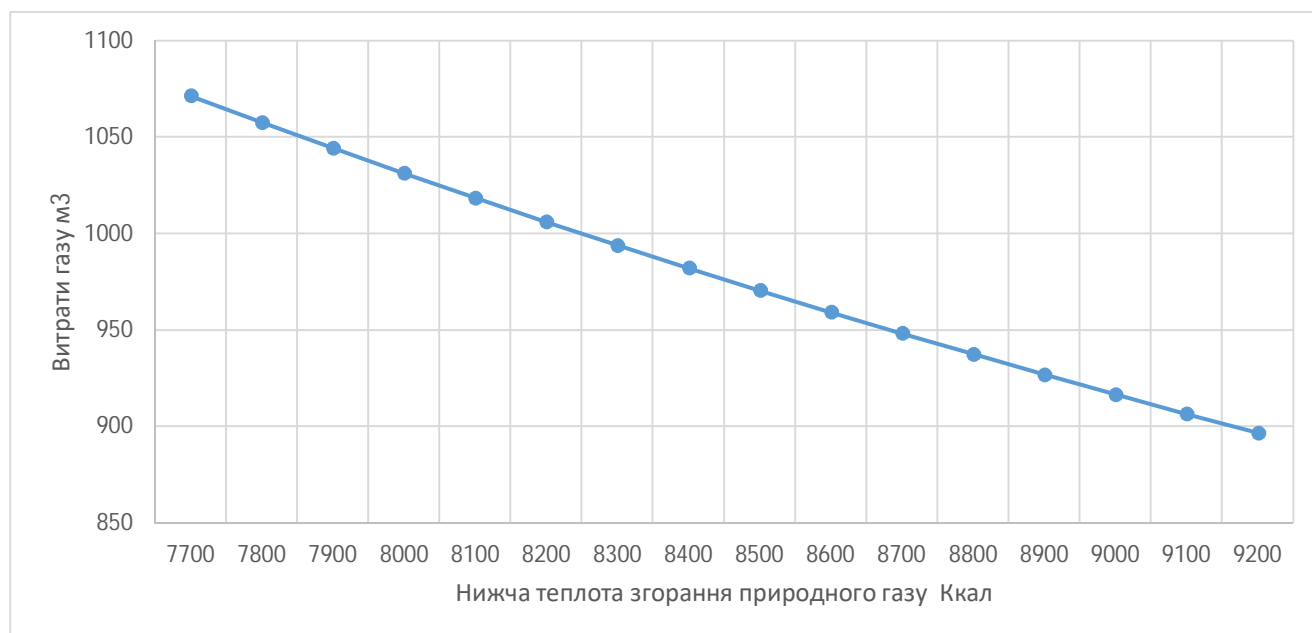


Рисунок 2.2 - Математична залежність витрати газу котельнею від якості природного газу.

Як видно із рисунка при зміні якості газу від 7700 до 9200 Ккал витрати газу змінюються на 17% від 896 м<sup>3</sup> до 1071 м<sup>3</sup>.

Також на розхід газу котельнями впливає і коефіцієнт корисної дії (ККД) котлів. В теплоенергетиці використовуються два підходи до визначення ККД котлів: по прямому та зворотному тепловому балансу. Для водогрійних котлів на природному газі ККД можна визначити за допомогою спеціальних приладів – газоаналізаторів.

Коефіцієнт корисної дії – це відношення корисно використаної теплоти до всієї затраченої теплоти, що вноситься в топку котла при спалюванні палива [134]. Не вся корисна теплота, що виробляється котлоагрегатом, йде до споживачів, частина теплоти витрачається на власні потреби. З урахуванням цього розрізняють ККД по виробленій теплоті (ККД брутто) і по відпущеній теплоті (ККД нетто). Витрата на власні потреби визначається як різниця між виробленою і відпущеною теплотою. На власні потреби витрачається не тільки теплота, але й електрична енергія (наприклад, на привід димососа, вентилятора, живильних насосів, механізмів подачі палива, тощо).

В результаті, ККД брутто котла характеризує ступінь його технічної досконалості, а ККД нетто – комерційну економічність. За рівнянням прямого балансу ККД брутто визначається за формулою:

$$\eta = \frac{Q_{\text{кор}}}{Q_{\text{зат}}} \cdot 100\% , \quad (2.1)$$

де:  $Q_{\text{кор}}$  – кількість корисно використаної теплоти, МДж/кг;  $Q_{\text{зат}}$  – затрачена теплота, МДж/кг.

За рівнянням зворотного балансу ККД брутто визначається за формулою:

$$\eta = 1 - q_2 + q_3 + q_5 , \quad (2.2)$$

де:  $q_2$  – втрати теплоти з відхідними газами %;  $q_4$  – втрати теплоти від механічної неповноти згорання палива %;  $q_5$  – втрата теплоти в навколишнє середовище через ізоляцію і обмурівку %.

Втрати теплоти з відхідними газами  $q_2$  є основними і залежать від виду палива, температури відхідних газів, організації процесу спалювання в топці і

конструктивних особливостей котла. Згідно з [135] втрати теплоти від хімічної неповноти згорання палива зумовлені сумарною теплотою згорання продуктів неповного згорання, що залишаються у відхідних газах. Трембовля В. І. [136] зазначає, що втрати теплоти в навколишнє середовище за рахунок природної конвекції і випромінювання зовнішніми поверхнями котла (обмурівкою і металевими частинами) змінюються в залежності від теплового навантаження котла. При збільшенні навантаження втрати  $q_5$  (віднесена до 1 кг палива) зменшується.

Втрата теплоти з відхідними газами, основна втрата, що визначає ККД котла, є змінною величиною в процесі експлуатації котла і визначається за формулою:

$$q_2 = \frac{(I_{\text{від}} + \alpha_{\text{від}} \cdot I_{\text{х.п.}}^0)}{Q_n^p}, \quad (2.3)$$

де:  $I_{\text{від}}$  – ентальпія відхідних газів, визначається їх температурою і об'ємом, кДж/кг;  $\alpha_{\text{від}}$  - коефіцієнт надлишку повітря в димових газах, залежить від  $\alpha_T$  – коефіцієнту надлишку повітря в топці і величини присосів по газовому тракту котла;  $I_{\text{хп}}^0$  – ентальпія повітря приміщення, кДж/кг.

Втрати тепла від хімічної неповноти згорання газового палива (природного газу) виникають в зв'язку з тим, що для забезпечення його повного згорання, повітря в топку котла подається з надлишком, що зумовлено неможливістю повного змішування палива з повітрям. Надлишок повітря характеризує коефіцієнт надлишку повітря  $\alpha$ , який дорівнює відношенню дійсної кількості повітря, що подається в топку, до теоретично необхідної, і для котлів на газовому паливі становить 1...1,1. За недостатнього надлишку повітря утворюються продукти неповного згорання палива, такі як чадний газ CO і водень H<sub>2</sub>, а у відхідних газах може з'явитися і метан CH<sub>4</sub>, для згорання якого не вистачило кисню (повітря). А у разі надто великого надлишку повітря відбувається "видування тепла з топки", – тобто непотрібне нагрівання цього надлишкового повітря, а відповідно і атмосфери.



Сьогодні регулювання співвідношення газ/повітря здійснюється на основі аналізу хімічного складу відхідних газів. Наявність чадного газу (CO) у відхідних газах свідчить про неповноту згорання (замалий коефіцієнт надлишку повітря), а наявність кисню (O<sub>2</sub>) – про надлишок повітря в топці. Для цього під час налагодження контуру регулювання співвідношення газ/повітря вимірюють вміст кисню і чадного газу для заданих певних навантажень котла (наприклад, 25, 50, 75, 100 % від номінальної потужності). Для кожного із цих режимів, домагаючись найнижчої концентрації кисню та відсутності чадного газу у відхідних газах встановлюють оптимальне співвідношення газ/повітря. На основі отриманих значень знаходять інтерполюванням значення оптимального співвідношення газ/повітря і для проміжних навантажень. Отримані значення співвідношень газ/повітря для певного навантаження котла вносять в алгоритм керування котлом.

Робота КСЕМ полягає в оцінці енергоефективності роботи котелень з урахуванням умов навколишнього середовища (температури зовнішнього повітря за опалювальний період), реального значення ККД котла в залежності від його завантаження та реального значення теплоти згорання (якості) природного газу. Це дає можливість оцінити, на скільки на об'єктах дотримуються впровадженої системи енергоменеджменту.

Для цього визначимо початкові умови: "базові" та "за період порівняння", зокрема, зовнішню температуру та в середині приміщень, споживання тепла (базове та за період порівняння), кількість діб опалення та якість (теплоту згорання) природного газу.

Кількість теплоти, яку виробляє котельня за відповідної теплоти згорання газу розраховується за формулою:

$$Q_{\bar{o}} \Rightarrow K_{\text{дiб}(\bar{o})} (t_{\text{г}} - t_{\text{зог}(\bar{o})}); \quad (2.4)$$

$$Q_{\text{н}} \Rightarrow K_{\text{дiб}} (t_{\text{г}} - t_{\text{зог}}); \quad (2.5)$$

Звідки:

$$Q_{\text{н}} = \frac{Q_{\bar{o}} \cdot K_{\text{дiб}} (t_{\text{г}} - t_{\text{зог}})}{K_{\text{дiб}(\bar{o})} (t_{\text{г}} - t_{\text{зог}(\bar{o})}}; \quad (2.6)$$

де:  $Q_{\bar{b}}$  – споживання тепла за базовий період;  $Q_H$  – споживання тепла за період порівняння;  $K_{\text{дiб}(\bar{b})}$  – тривалість базового періоду опалення, діб;  $K_{\text{дiб}}$  – тривалість періоду опалення для порівняння, діб;  $t_{\bar{b}} - 20$  °C;  $t_{\text{зоб}(\bar{b})} - 3$  °C.

Так як

$$Q = C \cdot V \cdot \eta, \quad (2.7)$$

де:  $C$  – нижня теплота згорання газу;  $V$  – об'єм спожитого газу;  $\eta$  – ККД котла.

Тоді

$$C_H \cdot V_H \cdot \eta_H = \frac{C_{\bar{b}} \cdot V_{\bar{b}} \cdot \eta_{\bar{b}} \cdot K_{\text{дiб}}(t_{\bar{b}} - t_{\text{зоб}})}{K_{\text{дiб}(\bar{b})}(t_{\bar{b}} - t_{\text{зоб}(\bar{b})})}. \quad (2.8)$$

Об'єм спожитого газу із врахуванням умов навколишнього та внутрішнього середовища розраховуємо за формулою:

$$V_H = \frac{C_{\bar{b}} \cdot V_{\bar{b}} \cdot \eta_{\bar{b}} \cdot K_{\text{дiб}}(t_{\bar{b}} - t_{\text{зоб}})}{C_H \cdot \eta_H \cdot K_{\text{дiб}(\bar{b})}(t_{\bar{b}} - t_{\text{зоб}(\bar{b})})}. \quad (2.9)$$

Оскільки

$$V_{\bar{b}} = q_{\bar{b}} \cdot K_{\text{дiб}(\bar{b})} \cdot 24 \quad (2.10)$$

та з урахуванням отриманої за експериментальними даними із застосуванням методів математичної регресії залежності ККД котла від витрати газу котлом (рис. 2.3)

$$\eta_{\bar{b}} = 111,41 \cdot q_{\bar{b}}^{-0,04}, \quad (2.11)$$

де:  $q_{\bar{b}}$  – витрата газу котлом (м<sup>3</sup>/год).

Об'єм споживання газу, який враховує теплотворну здатність газу, ККД котла, час роботи обладнання та умови навколишнього та внутрішнього середовища визначаємо за формулою:

$$V_H = \frac{C_{\bar{b}} \cdot K_{\text{дiб}(\bar{b})} \cdot q_{\bar{b}} \cdot 24 \cdot 111,41 \cdot q_{\bar{b}}^{-0,04} \cdot K_{\text{дiб}}(t_{\bar{b}} - t_{\text{зоб}})}{C_H \cdot 111,41 \cdot q_H^{-0,04} \cdot K_{\text{дiб}(\bar{b})}(t_{\bar{b}} - t_{\text{зоб}(\bar{b})})}$$

$$V_H = \frac{C_{\bar{b}} \cdot q_{\bar{b}} \cdot 24 \cdot q_{\bar{b}}^{-0,04} \cdot K_{\text{дiб}}(t_{\bar{b}} - t_{\text{зоб}})}{C_H \cdot q_H^{-0,04}(t_{\bar{b}} - t_{\text{зоб}(\bar{b})})} = \frac{24 \cdot C_{\bar{b}} \cdot q_{\bar{b}}^{0,96} \cdot q_H^{0,04} \cdot K_{\text{дiб}}(t_{\bar{b}} - t_{\text{зоб}})}{C_H \cdot (t_{\bar{b}} - t_{\text{зоб}(\bar{b})})}$$

$$V_H = 24 \cdot \frac{C_b \cdot q_b^{0,96} \cdot q_H^{0,04} \cdot K_{дгб} (t_b - t_{зоб})}{C_H \cdot (t_b - t_{зоб}(b))} \quad (2.12)$$

Використовуючи режимні карти (Додаток Ж) за формуло 2.12 було побудовано змодельовані режими роботи котла рис. 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 та занесено у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Змодельовані режими роботи котла на основі режимних карт

Навантаження	Теплова потужність, Гкал/год	ККД брутто, %	Витрата газу, м <sup>3</sup> /год
51%	0,44	94,7	56,18
55%	0,474	94,7	60,48
60%	0,513	94,4	65,8
75%	0,644	93,1	83,62
86%	0,736	93,1	95,63
89%	0,765	92,6	99,84

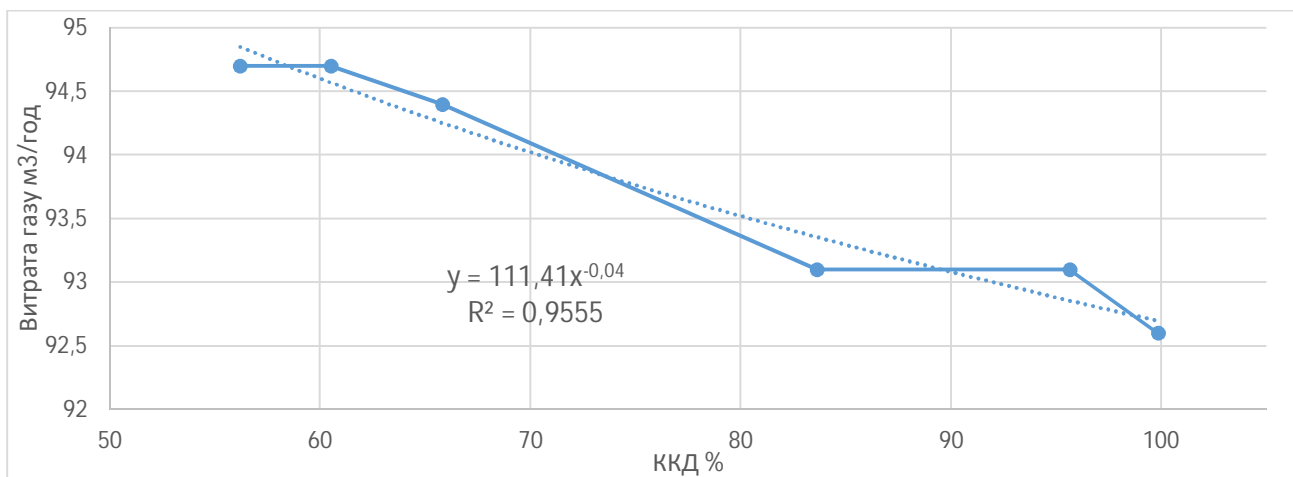


Рисунок 2.3 – Залежність витрати газу котлом від його ККД

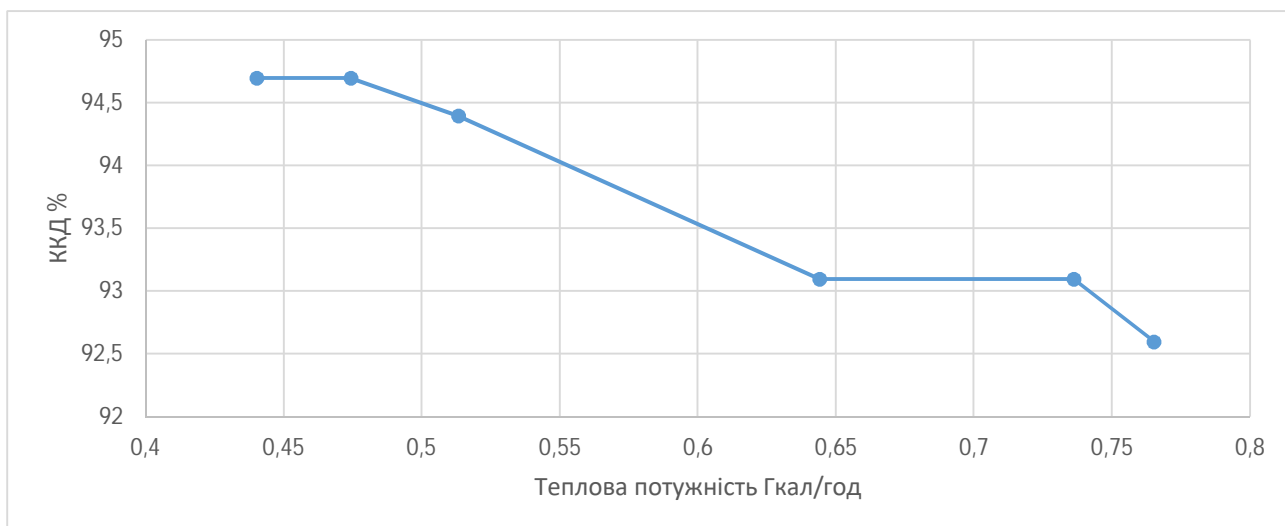


Рисунок 2.4 – Залежність ККД котла від його потужності

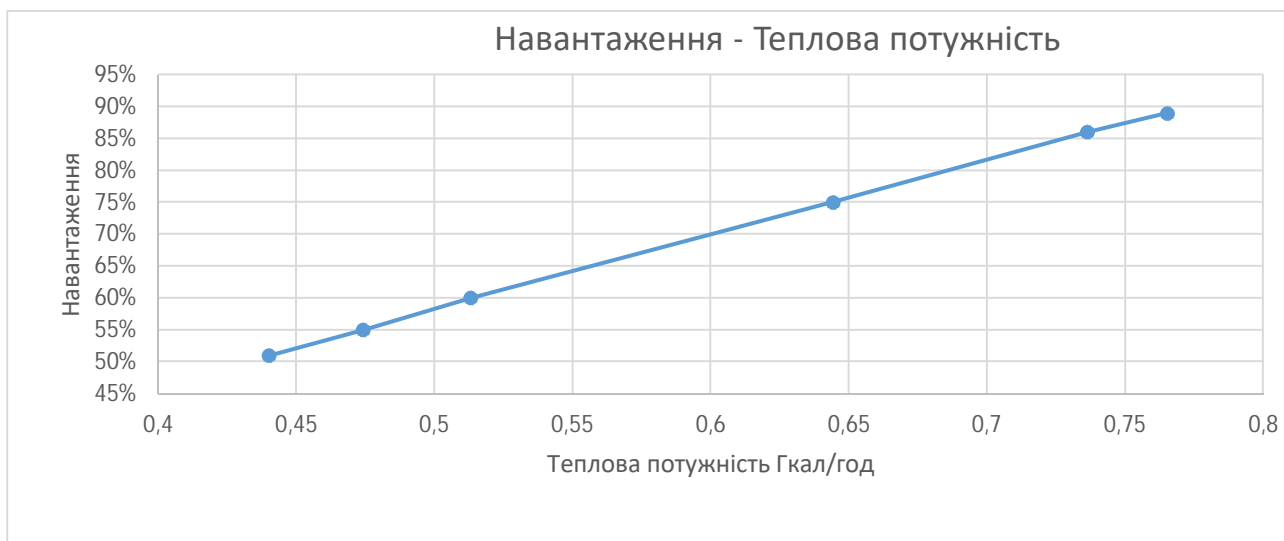


Рисунок 2.5 Залежність навантаження котла від його потужності

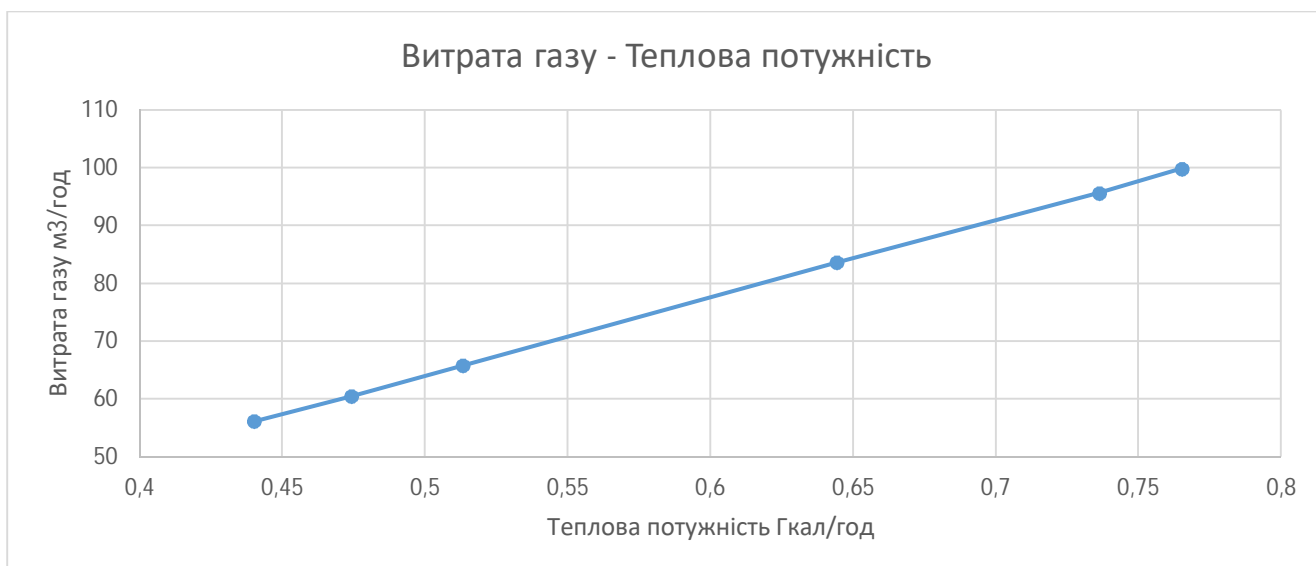


Рисунок 2.6 Залежність витрати газу котла від його потужності

На основі цих даних проведено моделювання залежності основних параметрів, які впливають на ефективність роботи обладнання табл. 2.3.

Як видно із табл. 2.3 ККД котла залежить від витрати газу. Коефіцієнт кореляції  $-0,9758$  показує дуже високу залежність зазначених параметрів. Оскільки виміряти ККД в режимі реального часу не просто (потребує вартісних приладів та складних розрахунків), ми можемо визначати ККД котла за витратою газу в режимі реального часу за лічильником.

Таблиця 2.3 – Коефіцієнти кореляції параметрів, які впливають на роботу котла

Фактори, які впливають на роботу котла	Навантаження	Теплова потужність	ККД бруто, %	Витрата газу, м <sup>3</sup> /год
Навантаження	1,0000	0,9999	-0,9728	0,9998
Теплова потужність		1,0000	-0,9742	1,0000
ККД бруто, %			1,0000	<b>-0,9758</b>
Витрата газу				1,0000

Отримана таким чином залежність оцінює споживання газу котельнею в залежності від зовнішніх та внутрішніх умов її експлуатації з урахуванням теплоти згорання природного газу та ККД котла (через кореляцію з витратою газу). Також вона дає змогу оцінити ефективність роботи системи енергоменеджменту. При дотриманні підрозділами відповідних температурних режимів та режимів роботи обладнання і при цьому відбувається зниження ККД котла у порівнянні з його споживанням газу, це дає змогу зробити висновок про необхідність проведення профілактики котла (чистки, ремонту) з метою підвищення його ККД.

При цьому, формула (2.12) не є прив'язаною до типу котельні (типу котлів). Для використання її для аналізу роботи інших котлів достатньо мати режимні карти котла на конкретній котельні і з цих даних вивести залежність ККД котла від витрати газу.

Тому в алгоритм розрахунку КСЕМ внесено показник ККД при відповідному завантаженні котла визначеного у режимній карті котла.

Автором запропоновано як показник ефективності опалення використовувати показник градусодні – умовну одиницю виміру перевищення середньої добової температури над заданим мінімумом («базовою температурою»).

Показник градусодні (Degree Days) визначаємо за формулою:

$$DD = (T_{int} - T_{ht}) * Z_{ht} , \quad (2.13)$$

де:  $T_{int}$  – визначена нормативними актами мінімальна середньодобова температура повітря, за якої вмикають систему опалення  $T_{int} = 10$ ;  $T_{ht}$  –

середньодобова температура зовнішнього повітря на досліджуваному об'єкті;  $Z_{ht}$  – кількість досліджуваних діб (цим показником можемо знехтувати так як розрахунок проводимо щодобово тому  $Z_{ht}=1$ ).

Формулу (2.13) вдосконалено так як при середньодобовій температурі повітря  $9^{\circ}\text{C}$  та  $11^{\circ}\text{C}$  показник градусодні буде однаковий і дорівнювати одиниці тільки із від'ємним знаком. Тому

$$DD = (T_{int} - T_{ht}) \cdot n_{puT_{ht}} < 10 ; \quad (2.14)$$

$$DD = 10 + (T_{int} - T_{ht}) / 10 \cdot n_{puT_{ht}} > 10 ; \quad (2.15)$$

$$DD = (T_{int} - T_{ht}) + 1 \cdot n_{puT_{ht}} = 10 \quad (2.16)$$

На сьогодні в Україні функціонує біля 120 хіміко-аналітичних лабораторій, акредитованих та атестованих на право визначення фізико-хімічних показників (далі – ФХП) природного газу. По всій газотранспортній системі визначено біля 700 характерних місць відбору проб, де періодично (не рідше одного разу на тиждень) відбираються проби газу, за якими в таких акредитованих лабораторіях проводиться визначення ФХП природного газу, серед яких є теплота згоряння (теплотворна здатність). В особливо важливих місцях експлуатується біля 50-ти потокових хроматографів, покази яких можуть використовуватися для визначення енергії газу в масштабі реального часу.

Так як в КСЕМ за допомогою показника градусодень нівелюється вплив зовнішньої температури на об'єм використаного газу котельнею тому кількість виробленого тепла котельнею за різні періоди буде:

$$Q_1 = Q_2 \text{ при } t = \text{const}; \quad (2.17)$$

$$V_1 \cdot C_1 \cdot \eta = V_2 \cdot C_2 \cdot \eta \text{ так як } \eta = \text{const}. \quad (2.18)$$

Тоді:

$$V_1 = \frac{V_2 \cdot C_2}{C_1} = V_1 = V_2 \Rightarrow C_2 / C_1. \quad (2.19)$$

Тобто відношення  $\frac{C_2}{C_1}$  і буде коефіцієнтом  $K$  впливу якості газу на ефективність роботи котельні.

Потім, визначаємо показник витрачання газу для обігріву приміщень  $Q_{DD}$  при відповідному  $DD$  за формулою:

$$Q_{DD} = \frac{Q_i}{DD \cdot K \cdot \eta}, \quad (2.20)$$

де:  $Q_i$  – розхід газу на котельню за  $i$ -й проміжок часу  $i=1$ ;  $K$  – коефіцієнт впливу якості газу на ефективність роботи котла.

Суть ідеї полягає у тому, щоб при порівнянні показників енергоефективності різних об'єктів, в нашому випадку котелень, нівелювати вплив змінних чинників, які впливають на ефективність роботи обладнання. Такими чинниками є температура зовнішнього повітря, яка є різною для різних регіонів за досліджуваний час, теплота згорання природного газу, ККД котлів, який залежить від режиму роботи котлів і технічного стану обладнання та опалюваний об'єм приміщень.

Тому питома енергоспоживання опалення кожного з ПМ знаходимо за формулою:

$$E = Q_{DD\text{сеп}} / V_{\text{опал}}, \quad (2.21)$$

де:  $Q_{DD\text{сеп}}$  – середнє значення показника витрачання газу для обігріву приміщень за досліджуваний період;  $V_{\text{опал}}$  – опалювальний об'єм приміщень.

Для уніфікації за одиницю опалення було взято  $\text{м}^3$  так як технічні приміщення (гаражі, склади, укриття ГПА) мають різну висоту, що суттєво впливає на опалюваний об'єм.

Як видно із діаграми (рис.2.7) питома енергоспоживання ПМ 1 є найвищим, а ПМ 4 найнижчим. Для визначення причин розбіжностей по кожному ПМ було вирішено графічно моніторити роботу котелень за показниками (рис.2.8): питоми показник (відношення кількості спаленого газу котельнею до опалюваного об'єма

приміщень) – синя крива та середньодобова температура зовнішнього повітря – червона крива.

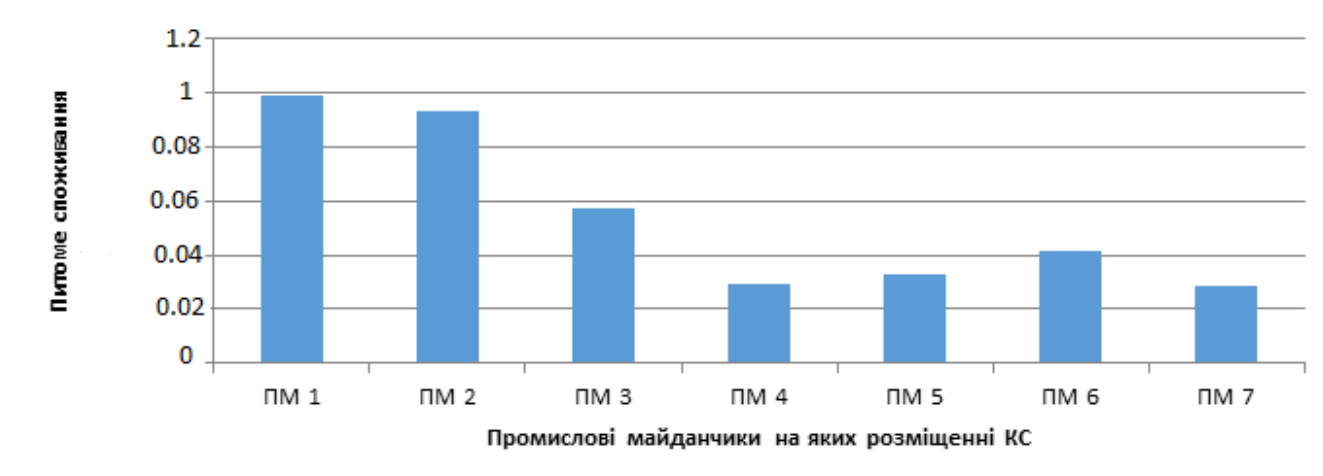


Рисунок 2.7. – Питоме споживання газу котельнями за березень 2016 року.

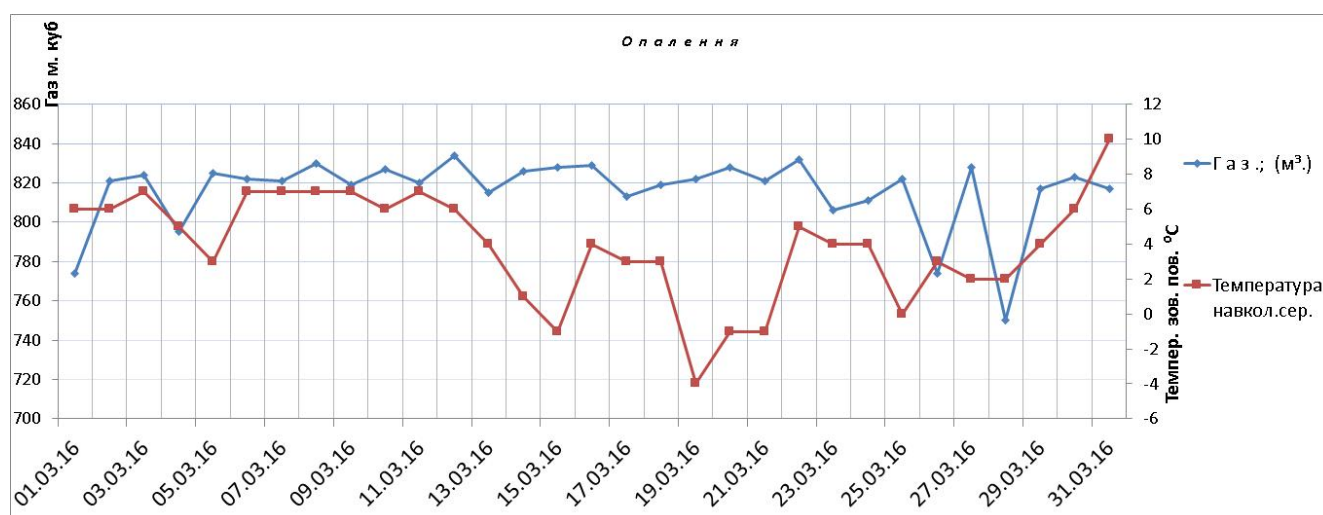


Рисунок 2.8 – Добові значення питомого споживання газу та середньодобової температури зовнішнього повітря ПМ 1 за березень 2016р.

З даного графіка можна побачити, що в разі зміни температури повітря від – 4 до +10° С (червона крива) питоме споживання газу (синя крива) майже не змінюється. Хоча, в ідеалі, повинна бути зворотна залежність, тобто в разі збільшені температури, споживання газу має зменшуватись і навпаки. Як альтернативу взято дані, за аналогічний період, роботи котельні ПМ 4 того самого



МГ. Обидва ПМ будувались за одним проєктом, і вони мають майже однаковий об'єм опалювальних приміщень, але як можна побачити на рисунку 2.9, робота котельні на ПМ 4 має чітку залежність питомого споживання газу (синя крива) від середньої температури повітря (червона крива).

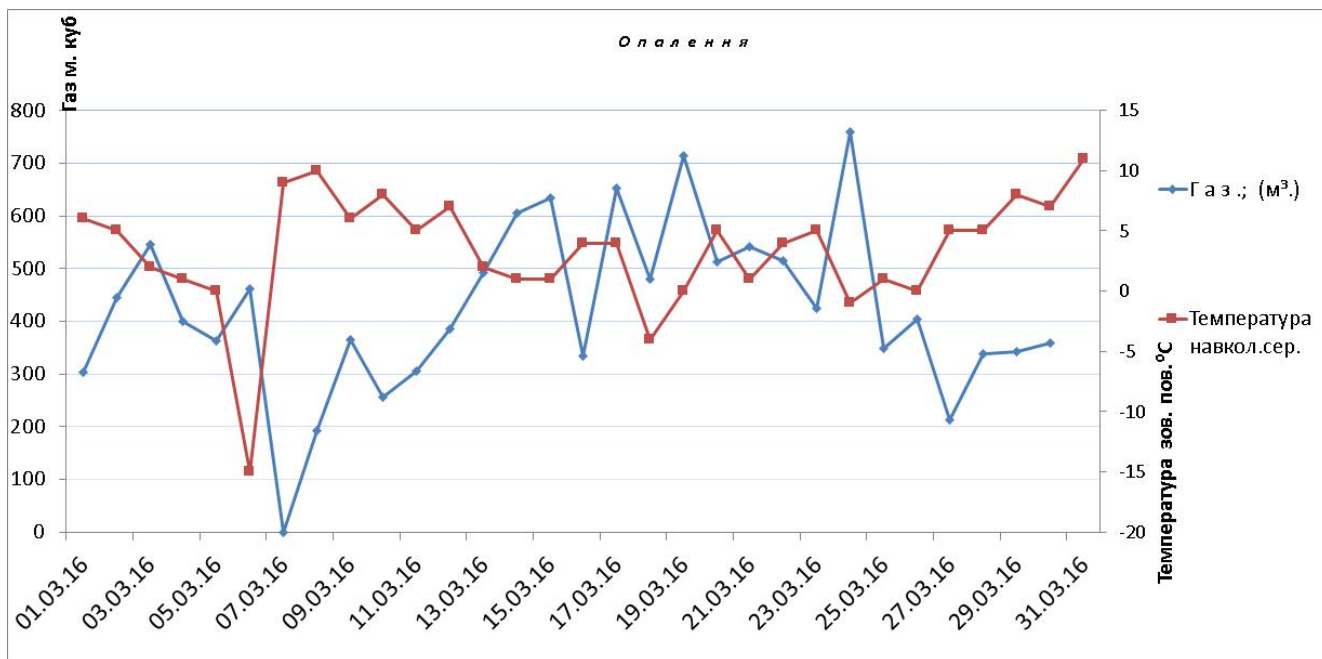


Рисунок 2.9 – Добові значення питомого споживання газу та середньодобової температури зовнішнього повітря ПМ 4 за березень 2016 року

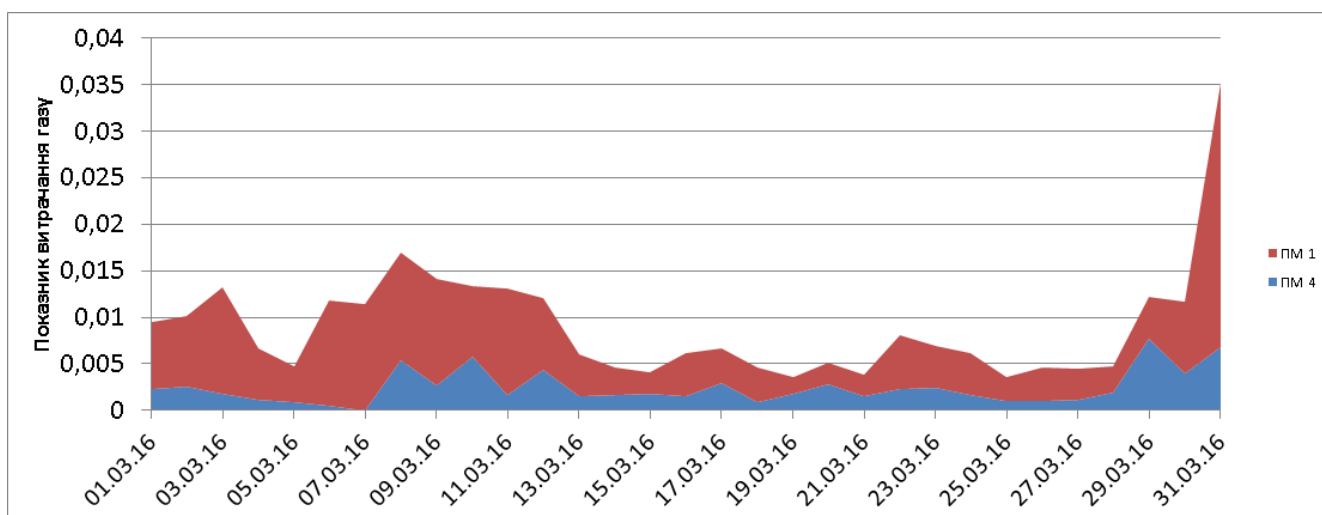


Рисунок 2.10 – Добове питоме споживання газу котельнями на ПМ 1 та ПМ 4 за березень 2016 року

Далі за формулою (2.21) знаходимо питоме споживання газу котельнями ПМ 1 та ПМ 4 за кожну добу досліджуваного періоду (березень 2016 року) Нанесемо дані відношення на діаграму у формі графіків (рис. 2.10).

Площа червоної фігури між і буде перевитратою газу котельнею ПМ 1. Різниця між обсягами спожитого газу між ПМ1 та ПМ4 в натуральних одиницях, становила 12,3 тис м<sup>3</sup> газу, та становить 96% від спожитого газу котельнею ПМ 4. За цінами на газ станом на березень 2016 року перерозхід склав 93,2 тис. грн. [137].

Основним змінним чинником від якого залежить споживання газу на котельні є середньодобова температура зовнішнього повітря [138]. Так як за аналізований період ПМ 1 рис. 2.8 показники питомого споживання газу практично не залежить від температури навколишнього повітря, коефіцієнт кореляції Пірсона становить 0,35, тому проводити подальший аналіз не доцільно.

Головним заходом з економії газу було встановлення обладнання на котли, яке визначає споживання газу в залежності від температури зовнішнього повітря, та проведено навчання персоналу.

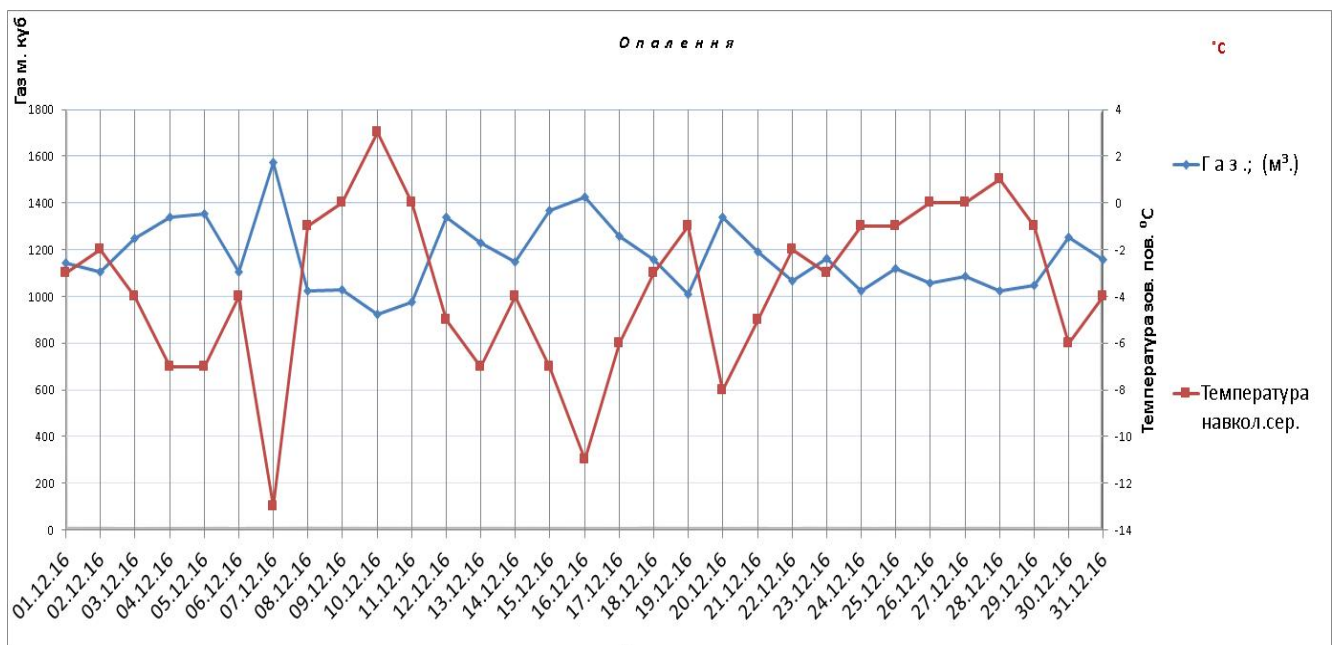


Рисунок 2.10 – Добові значення питомого споживання газу та середньодобової температури зовнішнього повітря ПМ 1 за грудень 2016р.

Уживши ряд організаційних та адміністративних заходів на наступний опалювальний сезон ефективність використання газу на ПМ 1 суттєво змінилась, що і видно із графіка на рисунку 2.11.

Знайдемо питомих споживання газу кожного проммайданчика за формулою 2.21 та нанесемо на діаграму (рис.2.12).

Із діаграми видно, що в результаті проведених заходів на ПМ 1 зменшилось питомих споживання газу.

Як бачимо різниця між кривими споживання не значна і в натуральних одиницях склала 5 тис м<sup>3</sup> газу, або 17% від спожитого газу котельнею ПМ 4 за аналогічний період, що за цінами газу на грудень 2016 року склала 43,2 тис. грн. [137]. У подальшому на ПМ 1 було заплановано проведення ряд техніко-економічних заходів, спрямованих на економію паливо-енергетичних ресурсів (ПЕР), зокрема: утеплення ряду будівель, переізолювання теплотрас, удосконалення системи опалення, що спричинять до зниження енергоспоживання.

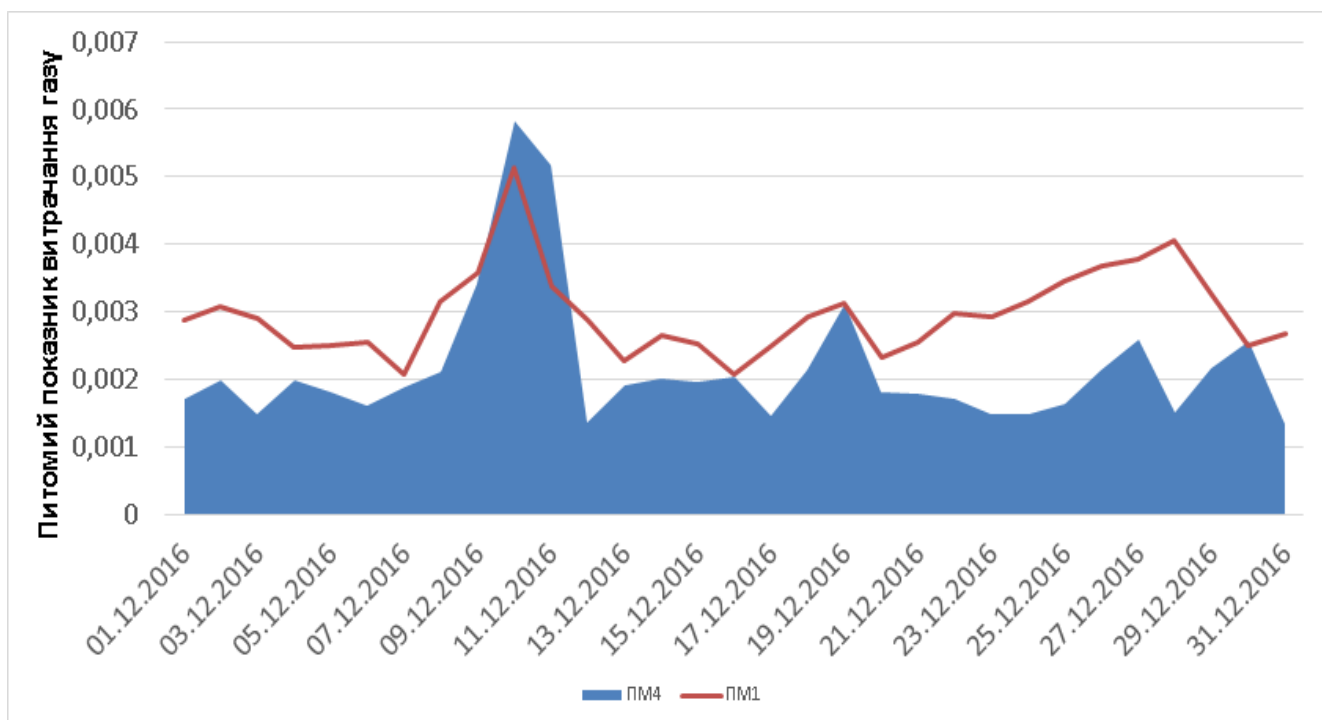


Рисунок 2.12 – Добове питомих споживання газу котельнями на ПМ 1 та ПМ 4 за грудень 2016 року

У КСЕМ для ідентифікації та оцінки ризиків використовуються статистичні карти Шухарта. Контрольна карта – це графічний засіб застосування статистичних методів, важливість яких для керування виробничими процесами була вперше показана доктором Уолтером Шухартом у 1924 р. і, на сьогодні, є загально визнаним статистичним інструментом.

Теорія контрольних карт розрізняє два види мінливості: мінливості спричинені випадковими причинами та мінливості спричинені спеціальними (реальними) причинами. Контрольні карти дозволяють визначити момент, коли порушується природний перебіг процесу. Контрольні межі на карті Шухарта містяться на відстані  $3\delta$  від центральної лінії, де  $\delta$  – генеральне стандартне відхилення. Мінливість усередині підгрупи є мірою випадкових варіацій – викликаною випадковими причинами. Для одержання оцінки  $\delta$  обчислюють вибіркоче стандартне відхилення. Межі  $3\delta$  вказують, що приблизно 99,7 % значень характеристики підгруп потраплять у ці межі за умови, що процес знаходиться в статистично керованому стані [139].

При наявності тільки випадкових причин мінливості усі точки знаходяться у межах  $3\delta$  процес є статистично керованим. Усі адміністративні важелі впливу на статистично не керований процес призведуть до погіршення роботи процесу [139].

Вважається, що для усунення випадкових причин мінливості потрібно змінювати сам процес, у нашому випадку це комплекс енергоефективних заходів (утеплення приміщень та теплотрас, заміна вікон та батарей на енергоефективні та ін.).

Система енергетичного менеджменту для аналізу якості роботи обладнання передбачає встановлення базового рівня енергоспоживання (БРЕ). БРЕ – це кількісний показник, який служить основою для порівняння енергетичних параметрів в певний період часу. Це енергетичний показник, по відношенню до якого майбутні енергетичні показники будуть вимірюватися з метою виявлення будь-яких змін енергоефективності [140]. Порівняння рівня досягнутої енергоефективності між періодом базового рівня енергоспоживання та звітним

періодом полягає у обчисленні різниці значень показників енергоефективності за різні періоди.

Так як основним змінним чинником, який впливає на розхід газу котельнею є зовнішня температура повітря [138], тому знаходження оптимального співвідношення зовнішньої температури повітря та кількості газу, що витрачається на роботу котельні, і є головним завданням енергетичного менеджменту у даному процесі.

Для побудови БРЕ використовуємо контрольні карти індивідуальних значень. У випадку карт індивідуальних значень для одержання оцінок мінливості в межах партії не використовують раціональні підгрупи, а контрольні межі розраховують на основі міри варіації, отриманої за ковзними розмахами. Ковзний розмах — це абсолютне значення різниці вимірювань в послідовних парах; тобто це різниця першого і другого вимірювання, потім другого і третього і т.д.. На основі ковзних розмахів обчислюють середній ковзний розмах  $R$ , який використовують для побудови контрольних карт [139].

Контрольні межі розраховуємо за формулою:

$$X \pm E_2 R, \quad (2.22)$$

де:  $X$  – середнє значення для підгрупи;  $E_2$  – коефіцієнт із таблиці №3, [139];  $R$  – середнє значення розмаху підгрупи.

Розрахувавши дані роботи котельні ПМ 4 за грудень 2016 року за формулою 2.21 та контрольні межі за формулою 2.22 отримуємо графік тренду, який заходиться у контрольних межах рис.2.13 який буде БРЕ роботи котельні.

Коли нанесене значення або серія значень виходять за одну з контрольних меж такий стан не можна далі вважати статистично керованим. У цьому випадку треба дослідити та знайти невіпадкові причини, та скорегувати процес.

Як видно із діаграми питомий показник споживання газу за 10.12.2016 є за межами верхньої межі відхилень. Тобто використання енергоресурсів у даний період було неприйнятне та виходить за межі функціонування системи. Із табл.2.4

ми бачимо, що особливою причиною мінливості є підвищення температури повітря 10.12.2016. Здійснивши аналіз роботи котельні на ПМ 4 за наступний період рис. 2.14, ми бачимо точки за верхньою межею відхилень, що свідчить про наявність збільшеного розходу енергетичних ресурсів. Із аналізу табл. 2.5 ми робимо висновок, що неприйняте енергоспоживання знову викликано підвищенням температури зовнішнього повітря.

Таблиця 2.4 Споживання газу котельнею ПМ 4 за грудень 2016 року

Дата	Газ .; (м³)	Температура навкол.сер. °С	Показник DD
01.12.16	1142	-3	81,57
02.12.16	1103	-2	84,85
03.12.16	1249	-4	83,27
04.12.16	1337	-7	74,28
05.12.16	1352	-7	75,11
06.12.16	1103	-4	73,53
07.12.16	1575	-13	65,63
08.12.16	1022	-1	85,17
09.12.16	1028	0	93,45
10.12.16	924	3	115,50
11.12.16	975	0	88,64
12.12.16	1341	-5	83,81
13.12.16	1230	-7	68,33
14.12.16	1146	-4	76,40
15.12.16	1368	-7	76,00
16.12.16	1423	-11	64,68
17.12.16	1258	-6	74,00
18.12.16	1155	-3	82,50
19.12.16	1011	-1	84,25
20.12.16	1337	-8	70,37
21.12.16	1193	-5	74,56
22.12.16	1068	-2	82,15
23.12.16	1161	-3	82,93
24.12.16	1022	-1	85,17
25.12.16	1119	-1	93,25
26.12.16	1055	0	95,91
27.12.16	1085	0	98,64
28.12.16	1024	1	102,40
29.12.16	1049	-1	87,42
30.12.16	1254	-6	73,76
31.12.16	1158	-4	77,20

Таблиця 2.5 Споживання газу котельнею ПМ 4 за лютий 2017 року

Дата	Газ .; (м³)	Температура навкол.сер. °С	Показник DD
01.02.17	1359	-8	79,94
02.02.17	1176	-5	84,00
03.02.17	1091	-2	99,18
04.02.17	1068	0	118,67
05.02.17	1122	-3	93,50
06.02.17	1410	-9	78,33
07.02.17	1616	-14	70,26
08.02.17	1721	-16	68,84
09.02.17	1549	-13	70,41
10.02.17	1327	-8	78,06
11.02.17	1223	-4	94,08
12.02.17	1187	-4	91,31
13.02.17	1306	-6	87,07
14.02.17	1238	-3	103,17
15.02.17	1210	-3	100,83
16.02.17	1270	-9	70,56
17.02.17	1131	-2	102,82
18.02.17	952	1	119,00
19.02.17	1011	-1	101,10
20.02.17	814	1	101,75
21.02.17	787	1	98,38
22.02.17	968	4	193,60
23.02.17	1009	2	144,14
24.02.17	837	4	167,40
25.02.17	1119	-1	111,90
26.02.17	995	1	124,38
27.02.17	850	6	283,33
28.02.17	934	2	133,43

Аналізуючи показники за вказані періоди ми можемо зробити висновок, що при підвищенні температури повітря система автоматики не забезпечує раціональне використання газу для роботи котельні. Карти Шухарта у даному випадку є гарним прикладом візуалізації процесу.

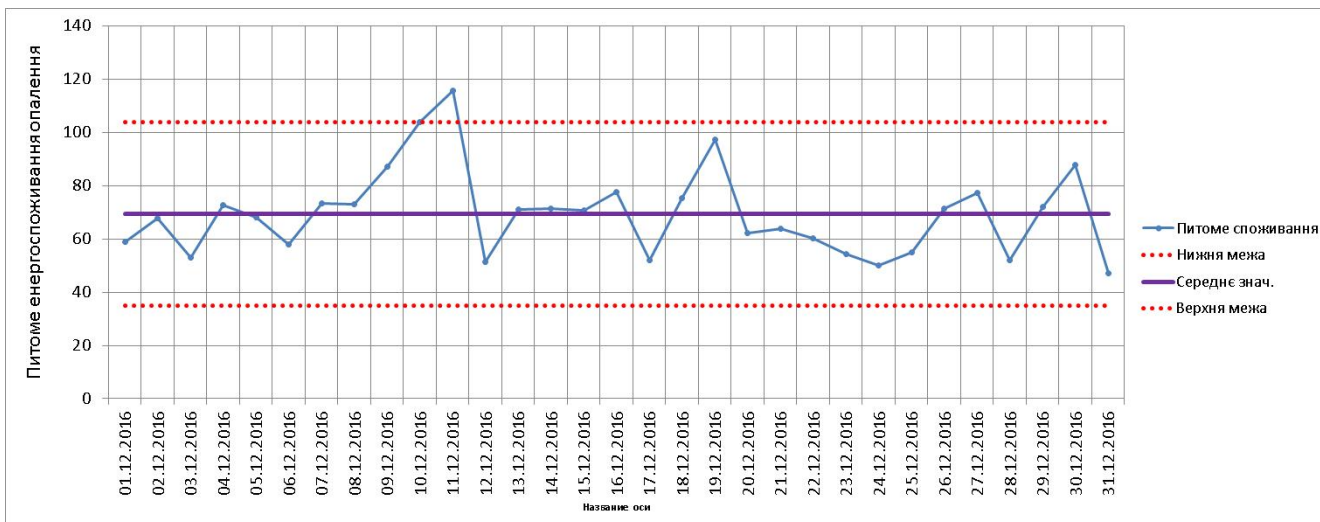


Рисунок 2.13 – Базовий рівень енергоспоживання ПМ 4 за грудень 2016 року

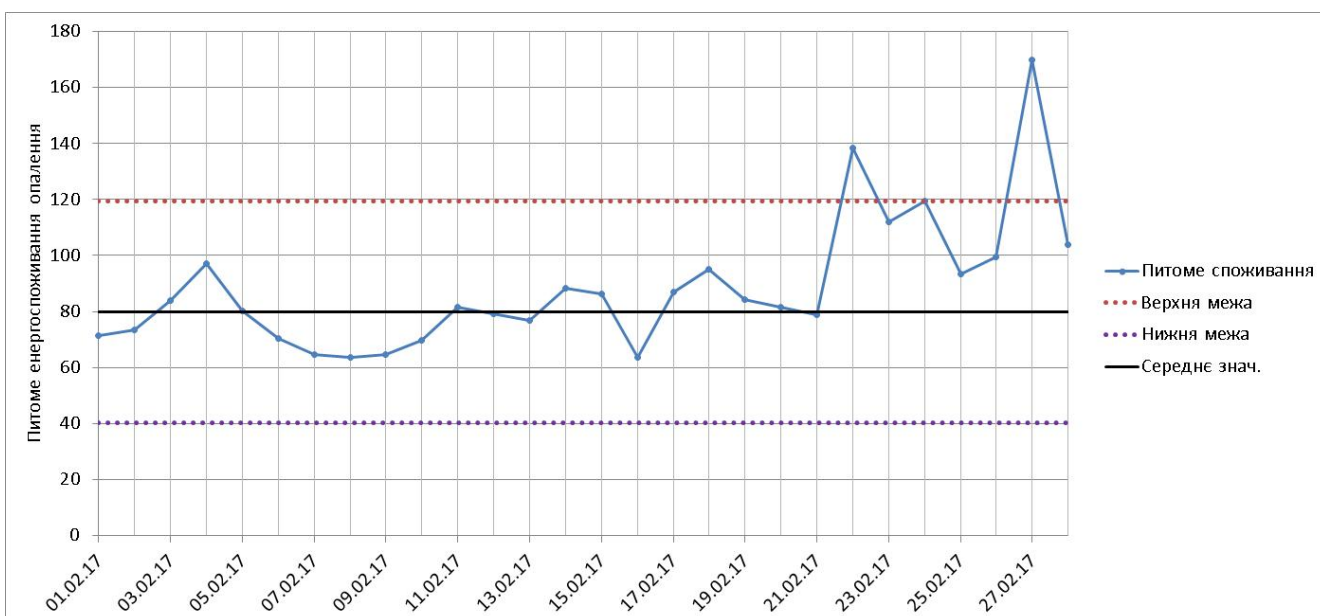


Рисунок 2.14 – Базовий рівень енергоспоживання ПМ 4 за лютий 2017 року

Менеджеру не має потреби порівнювати температуру та витрату газу по таблиці, а достатньо глянути на графік, знайти точки виходу за контрольні межі та, в подальшому, встановлювати причини відхилень.

Метод ЦЕМ передбачає, що для кожного центру енергетичного обліку існує лінійна залежність енергоспоживання  $E_{cm}$  від фактора  $F$ , який називають функцією стандартного енергоспоживання:

$$E_{cm}(F) = a + bF, \quad (2.23)$$

де: коефіцієнти  $a$  і  $b$  визначають методом лінійної регресії (апроксимації).

Отже, функцію стандартного енергоспоживання будемо методом математичної регресії по точкам обліку за  $i$ -й інтервал часу, виділеного аналізованого періоду по фактичному споживанню енергоресурсу за  $i$ -й інтервал часу  $E_i$  і фактичного значення фактора  $F_i$  за той самий інтервал часу. А отримана сукупність значень  $E_{ст}$  (пряма лінія) є середньостатистичним фактичним енергоспоживанням за різних значень  $F$ .

Знаючи  $E_{ст}(F)$ , легко розрахувати економію або перевитрату енергії для будь-якого  $i$ -го інтервалу часу за формулою [141]:

$$\Delta E_i = E_{ст}(F) - E_i = a + bF_i - E_i \quad , \quad (2.24)$$

де:  $F_i$  і  $E_i$  – значення фактора і енергоспоживання за  $i$ -й інтервал часу відповідно.

За формулою (2.23) побудуємо функцію математичної регресії залежності спожитого газу до температури повітря на ПМ4 та ПМ 1 за грудень 2016 року (рис. 2.15).

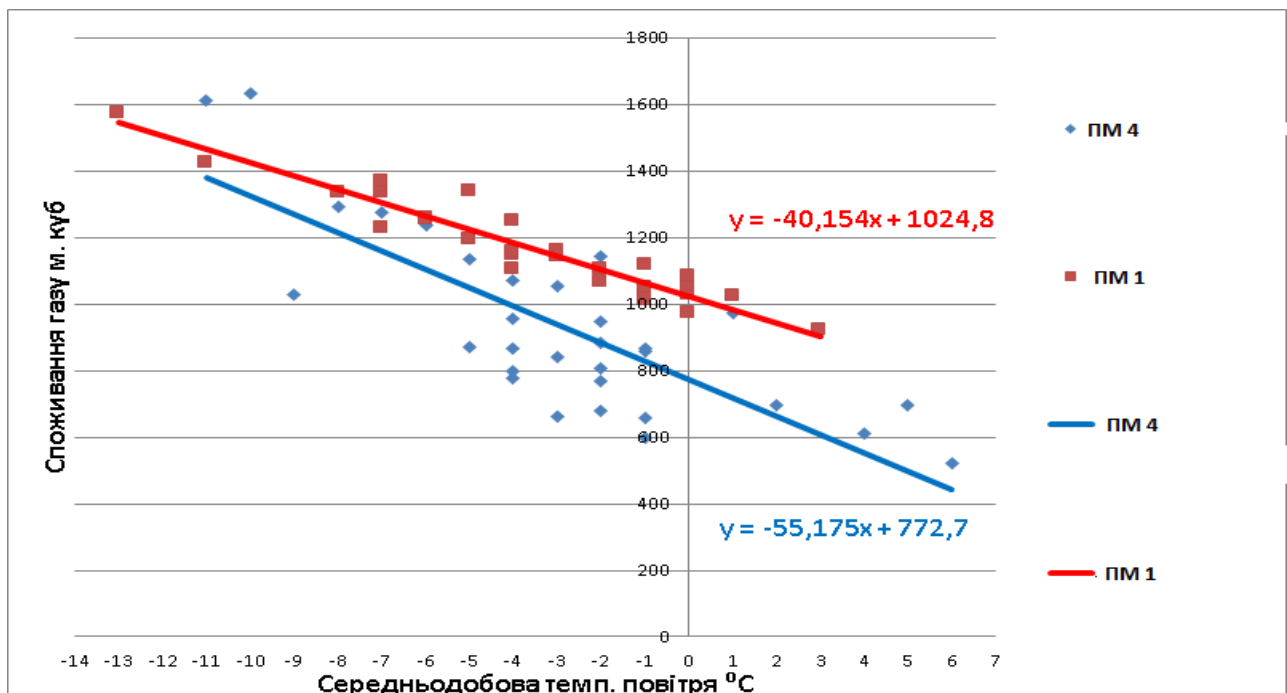


Рисунок 2.15 – Залежність споживання газу котельнями КС 4 та КС 1 залежно від температури повітря за грудень 2016 року



Оскільки стандартні функції побудовано за показниками реального споживання, то точки фактичного споживання, розташовані нижче стандартної функції відображають вже досягнуті реальні показники. Усі точки, розташовані вище стандартної функції, тобто вищі за середньостатистичні показники, можна вважати перевитратою, пов'язаною з неоптимальним споживанням енергоресурсів у відповідні інтервали часу. Зазвичай такий вид перевитрати можливо усунути за рахунок організаційних заходів без великих капіталовкладень [141]. Організаційні заходи охоплюють не тільки виявлення причин перевитрати енергоресурсів, але і складання потрібних інструкцій, проведення навчання обслуговчого персоналу для усунення цих причин, своєчасну профілактику, ремонт і налаштування встановленого обладнання, додаткове встановлення вимірювальних приладів для отримання повнішої інформації тощо. Таким чином, сума всіх додатних значень  $\Delta E_i$  характеризує потенціал можливої економії енергоресурсу при малозатратних заходах.

Із рисунку 2.15 видно, що пряма ПМ 4 (синя лінія) розташована нижче ніж пряма ПМ 1 (червона лінія). Проаналізувавши формули прямих математичної регресії (ПМ1  $40.154x + 1024.8$ ; ПМ4  $55.175x + 772.7$ ) можна зробити висновок, що котли на ПМ 1 працюють із більшою ефективністю ніж на ПМ4, 40.154 порівняно із 55.175, але перевитрата тепла на ПМ 1 вища 1024.8 порівняно 772.7, що також підтверджується моделюванням на рис.2.12.

За формулою 2.24 знаходимо перевитрату споживання газу ПМ 1 за досліджуваний період. Перевитрата буде  $538 \text{ м}^3$ , що становить 1,6% від загального споживання. Аналогічно знаходимо перевитрату на ПМ 4 вона буде  $2163 \text{ м}^3$ , що становить 7,5% від загального споживання. Коефіцієнт кореляції Пірсона на ПМ 1 та ПМ 4 за грудень 2016 становить  $-0,952$  та  $-0,796$  відповідно. Із аналізу видно, що реконструкція системи автоматики котлів по споживанню газу в залежності від температури зовнішнього повітря на КС 4 має потенціал зменшення споживання газу на 6%.

Метод цільового енергетичного моніторингу можна було б вважати аналогічним методом аналізу питомих норм, якби він не мав однієї важливої

додаткової можливості: окрім функції стандартного енергоспоживання в цільовому енергетичному моніторингу використовують так зване цільове енергоспоживання, що дає змогу ставити конкретні цілі перед підприємством [141, 142]. Функція цільового енергоспоживання, як і функція стандартного енергоспоживання, є лінійною функцією. Перед тим, як будувати функцію цільового енергоспоживання, з усього масиву точок  $E_{ст}(F_i)$  виключаються ті, які лежать вище прямої функції стандартного енергоспоживання, а за рештою точок  $E_{ст}(F_i)$ , розташованих нижче функції стандартного енергоспоживання, будемо усереднену пряму, як і раніше, методом лінійної регресії. Отримана пряма (рис.2.16 пунктирна лінія) і є функцією цільового енергоспоживання:

$$E_{ц}(F) = a_{ц} + b_{ц}F \quad (2.25)$$

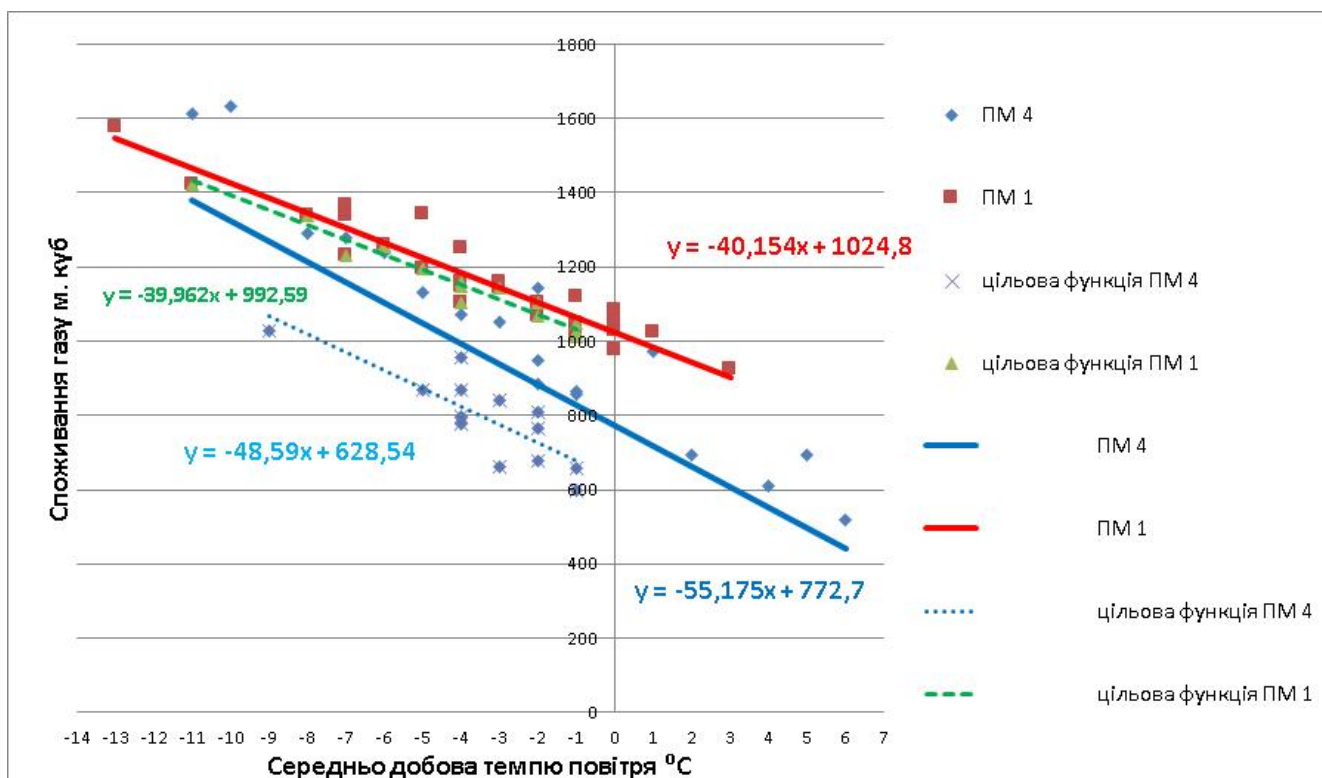


Рисунок 2.16 – Функція цільового енергетичного споживання газу котельнями ПМ 4 та ПМ 1 залежно від температури повітря за грудень 2016 року

Аналіз роботи котелень за весь досліджуваний період (рис.2.17, рис.2.18) показує незадовільну роботу системи автоматики котельні при плюсових температурах, на що вказують такі чинники:

1. З підвищенням температури повітря зменшується коефіцієнт кореляції температури до спожитого газу котельнею, тобто зменшується керованість системи по температурі.

2. На лінійних функціях (рис. 2.17, рис. 2.18) точки фактичного споживання при плюсовій температурі зовнішнього повітря, в більшості, знаходяться вище лінії функції, що свідчить про перевитрату газу у цей період.

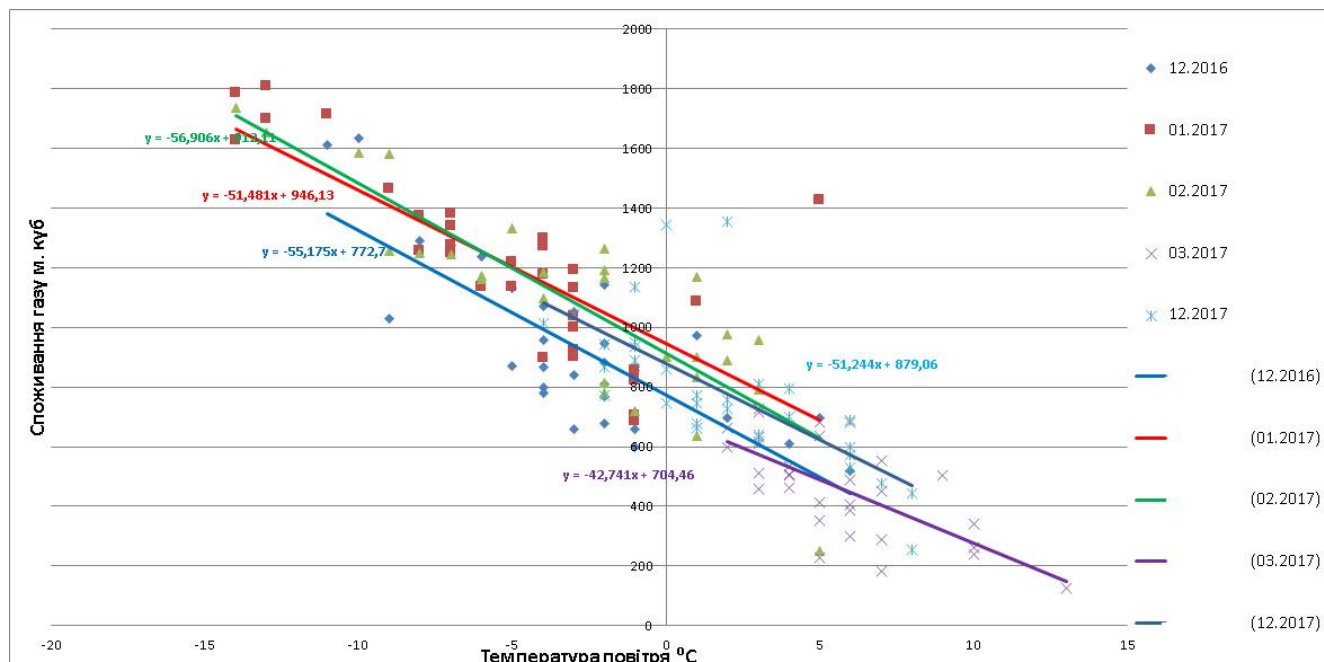


Рисунок 2.17 – Залежність споживання газу котельнею ПМ4 в залежності від температури повітря за опалюваний сезон 2016/2017 року.

Одним із основних заходів на усунення даної проблеми є налагодження систем автоматики для роботи за плюсових температур, що дасть змогу без суттєвих капіталовкладень підвищити енергоефективність їх роботи.

Унікальність методики полягає:

1. У можливості щоденного онлайн моніторингу ситуації із використання енергоресурсів.

2. У можливості не тільки проводити аналіз ефективності використання енергоресурсів, а й встановлювати енергетичні цілі на наступний період до яких потрібно прагнути та планувати кількість енергоресурсів на наступні періоди.

3. У графічному моделюванні ефективності використання енергоресурсів, що наглядно показує ефективність використання їх та є дієвим інструментом виявлення причин перевитрат енергії для керівника підрозділу.

4. У можливості виявляти системні помилки у використуванні природних ресурсів.

5. У використуванні методів внутрішнього бенчмаркінгу, що сприяє розвиткові духу суперництва між підрозділами та підвищенні енергоефективності виробництва.

6. У можливості оцінки потенціалу скорочень споживання енергоресурсів на основі стандартної і цільової функцій без детального аналізу технологічних процесів.

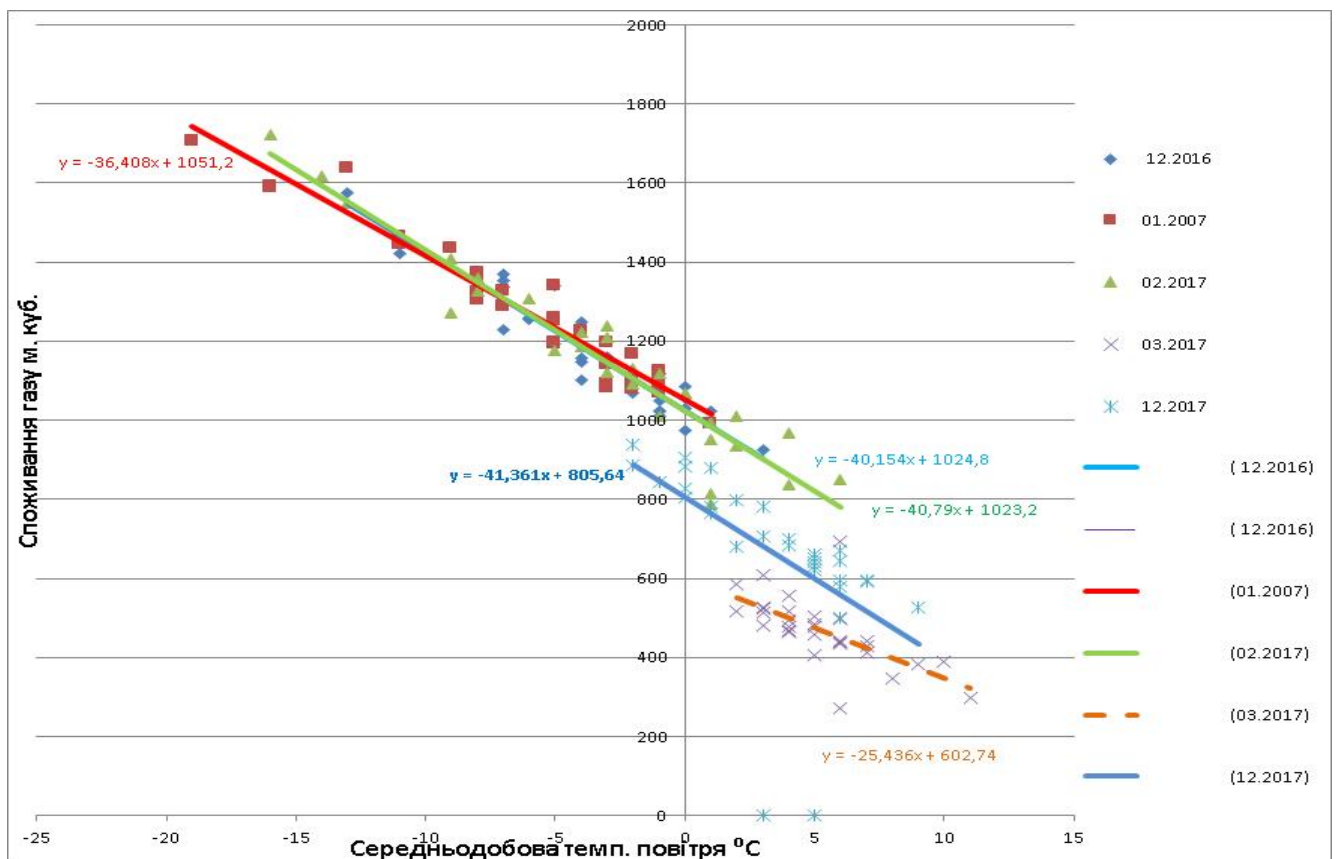


Рисунок 2.18 – Залежність споживання газу котельнею ПМ1 в залежності від температури повітря за опалюваний сезон 2016/2017 року.

Якщо аналізувати роботу ПМ 4 то хоч і його енергоефективність є найвищою, але існує проблема перевитрати палива у зв'язку із недостатньо високою якістю роботи системи автоматики у разі підвищення температури повітря.

## **2.2 Робота системи цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу по керуванню роботою газорозподільчих станцій (ГРС).**

Робота ГРС полягає у зниженні тиску газу з магістрального газопроводу до певного рівня, який забезпечить безпечне споживання природного газу. На ГРС здійснюються такі основні технологічні процеси: очищення газу від твердих і рідких домішок; підігрівання газу; зниження тиску (редукування) газу; одоризація газу; облік кількості (витрати) газу перед подачею його споживачеві.

При роботі котелень для опалювання приміщень в опалюваний сезон основним чинником, який впливає на їх роботу є температурою зовнішнього повітря [138]. На споживання газу при роботі вогневих підігрівачів газу на ГРС впливає багато чинників, зокрема: температура газу на вході та виході ГРС, різниця тисків газу на вході та виході ГРС, температура зовнішнього повітря, кількість газу, що передається споживачеві. Із вище перелічених чинників вибрати один основний було б не коректно так як усі вони мають більш менш однаковий вплив. Тому для аналізу роботи вогневих підігрівачів газу на ГРС у КСЕМ було вирішено контролювати температуру газу на виході із ГРС [143].

У нормативних документах, що регулюють діяльність ГТС України, температура газу на виході із ГРС не регламентується. Така ситуація залишається ще з радянських часів, коли основну увагу приділялось надійності системи, а на витрату енергоресурсів, у зв'язку із їх малою вартістю, ніхто не зважав. Зрозуміло, що і на сьогодні надійність газопостачання є і має залишатись пріоритетним напрямком роботи ГТС, але значне зростання вартості енергоресурсів змушує шукати енергоефективні шляхи роботи таких систем.

Як описано вище, при зниженні тиску газу на регуляторах ГРС відбувається зниження його температури. Значення температури після регулятора визначається за наступною формулою [144]:

$$T_2 = T_1 - D_i \cdot (P_1 - P_2) , \quad (2.26)$$

звідки:

$$D_i = \frac{T_1 - T_2}{P_1 - P_2} , \quad (2.27)$$

де:  $T_1, T_2$  – температура природного газу до та після регулятора тиску відповідно, К;  $P_1, P_2$ , – тиск природного газу до та після регулятора тиску відповідно, МПа;  $D_i$  – коефіцієнт Джоуля-Томсона, К/МПа.

Перевитрату природного газу на ГРС за добу можна знайти за формулою:

$$Q_{\text{перев}} = \frac{Q_{\text{підігр}}}{T_2 \text{ роз} - T_2 \text{ реал}} (T_2 \text{ реал} - T_2 \text{ задане}), \quad (2.28)$$

де:  $Q_{\text{підігр}}$  – кількість газу, що використана на підігрів природного газу за добу, м<sup>3</sup>;  $T_2 \text{ роз}$  – температура газу на виході із ГРС за формулою 2.27, К;  $T_2 \text{ реал}$  – реальна температура підігрітого газу на виході із ГРС, К;  $T_2 \text{ задане}$  – мінімально допустима температура на виході із ГРС, К.

Провівши аналіз роботи всіх ГРС (табл. 2.7), що входять до складу Центрального регіону ТОВ «Оператор ГТС України» встановлено, що із 199 ГРС підігрівачі газу мають 161 ГРС.

Із табл.2.7 видно, що проєктний тиск газу на виході встановлено лише на 11 ГРС. За домовленістю з газозабезпечуючими організаціями, для оптимізації зони перепаду тиску на замірних вузлах, було знижено вихідний тиск на 150 ГРС. Зниження тиску відбулось від 0,01 до 0,09 МПа. У середньому зниження тиску відбулось на 0,43 МПа.

Провівши розрахунки за формулою (2.27) по кожній ГРС встановлено, що середній коефіцієнт Джоуля-Томсона становить 5,42 К/МПа.

Таблиця 2.7 – Аналіз роботи ГРС по УМГ «ЧТГ»,  
відповідно до значень тиску на виході з ГРС  
згідно програмного комплексу ASK \*

Параметри тиску	ГРС шт.
Проектний тиск	11
Зменшення проектного тиску із них на :	150
0,01 МПа	13
0,02 МПа	8
0,03 МПа	51
0,04 МПа	32
0,05 МПа	2
0,06 МПа	4
0,07 МПа	3
0,08 МПа	9
0,09 МПа	28

\* ASK – програма, яка в режимі реального часу показує параметри роботи обладнання та характеристики природного газу при роботі ГРС

Для перевірки правильності вибраної методики розрахунку, визначений коефіцієнт Джоуля-Томсона було застосовано до ГРС, які не мають підігрівачів газу та порівняно із фактичною температурою газу на виході із ГРС. Середня різниця температур по всіх ГРС, які не мають підігрівачів газу склала менше 0,5 °С, що підтверджує правильність розрахунків. Зведені фактичні показники функціонування однієї з вибраних для перевірки ГРС та результати порівняльних розрахунків по ній подано у таблиці 2.8.

Для визначення економічного ефекту від доведення тиску на виході ГРС до проектного визначаємо збільшення температури на виході ГРС у разі підвищення тиску на 4,3 атм.= 0,43 МПа.

Із формули (2.26) випливає

$$(T_{2 \text{ реал}} - T_{2 \text{ задане}}) = D_i \times P_{\text{збільш}} \quad , \quad (2.29)$$

$$T_{\text{збільш}} = 0,43 \cdot 5,42 = 2,3 \text{ К,}$$

де:  $P_{\text{збільш}}$  – підвищення тиску на виході ГРС, МПа.

Отримані дані підставляємо у формулу (2.28) та отримуємо кількість газу, яка додатково затрачається підігрівачем на догрів газу на температуру  $T_{\text{збільш}}$  за добу.

$$Q_{\text{перев}} = \frac{Q_{\text{підігр}}}{T_{2 \text{ роз}} - T_{2 \text{ реал}}} T_{\text{збільш}} \quad (2.30)$$

Таблиця 2.8 – Фактичні показники функціонування ГРС

Дата	Кількість газу переданого споживачу	Тиск газу (кг/см <sup>2</sup> )		Температура газу; фактична (°C)		Температура газу на виході ГРС по формулі (2.26);	Різниця фактичної та розрахованої температур
	м <sup>3</sup>	вхід	вихід	вхід	вихід	(°C)	(°C)
01.01.2018	439348	27,1	2,5	9	-4,5	-4,28	0,22
03.01.2018	488220	27	2,5	9,1	-4,05	-4,38	0,33
05.01.2018	536523	27	2,5	9,2	-4,11	-4,28	0,17
07.01.2018	469539	27,5	2,5	9,4	-3,8	-4,35	0,55
09.01.2018	645190	26,1	2,5	8	-4,46	-4,98	0,52
11.01.2018	677904	26,5	2,5	9	-3,78	-4,2	0,42
13.01.2018	756138	26	2,5	9	-4,05	-3,93	0,12
15.01.2018	861825	27,3	2,5	9,2	-3,95	-4,44	0,49
17.01.2018	625184	28,4	2,5	9,2	-4,54	-5,05	0,51
19.01.2018	522778	28	2,5	8,2	-5,78	-5,83	0,05
21.01.2018	500650	27,5	2,5	8	-6,08	-5,75	0,33
23.01.2018	645110	27,7	2,5	8,1	-6,66	-5,76	0,9
25.01.2018	676110	27,1	2,5	8	-5,91	-5,53	0,38
27.01.2018	638018	26,6	2,7	8	-4,98	-5,15	0,17
29.01.2018	423737	26	2,7	8	-4,55	-4,82	0,27
31.01.2018	519599	26	2,7	8	-4,99	-4,82	0,17
<b>Серед. Знач.</b>	<b>589117,1</b>	<b>27,0</b>	<b>2,5</b>	<b>8,6</b>	<b>-4,8</b>	<b>-4,8</b>	<b>0,35</b>

Використовуючи програмний комплекс ASK було проаналізовано середню температуру газу на виході та середні розходи газу кожної із 150 ГРС філії УМГ «Черкаситрансгаз». Вказані ГРС оснащені підігрівачами газу та виконували домовленість з газозабезпечуючими організаціями про пониження проектного тиску на виході в 2018 році. Весь масив даних, а це близько 70 тис. наборів було розраховано за допомогою програми Mathcad. За результатами розрахунків встановлено, що  $Q_{\text{перев}}$  вищевказаними ГРС становить 170423 м<sup>3</sup> за 2018 рік.

Вартість перевитраченого газу розраховуємо за формулою:

$$B = Q_{\text{перев}} \cdot C = 1891 \text{ тис. грн.} \quad (2.31)$$

де:  $C$  – середня ціна газу для промисловості за 2018 згідно із [137].

Отримане значення вартості перевитраченого газу є оціночними, проте його величина підтверджує перспективність даного напрямку керування роботою ГРС,



з метою підвищення її енергоефективності. Щоб отримати точні значення вартостей перевитраченого газу по всіх ГРС, потрібно провести розрахунки по кожній із них індивідуально, з урахуванням реальних значень тисків та температури газу.

Провівши аналіз вимог нормативних документів, які регулюють діяльність роботи ГРС встановлено, що будівельні норми України які були чинні до 2018 року регламентували температуру газу на виході із ГРС при подачі в підземні газопроводи, на рівні не нижче мінус  $10^{\circ}\text{C}$  [145]. Ця норма була визначена для того, щоб запобігти утворенню обледеніння підземних газопроводів та, як наслідок, виникнення аварійних ситуацій. У чинних на сьогодні будівельних нормах України від 2018 року [146] дана норма відсутня, проте всі досліджувані ГРС будувались до 2018 року і підземні газопроводи розраховані на температуру газу до мінус  $10^{\circ}\text{C}$ .

Для унеможливлення утворення гідратів в трубопроводі температура газу має бути вищою точки роси [147]. Точка роси газу у газопроводах ГТС складає мінус  $8^{\circ}\text{C}$  при абсолютному тиску газу 3,92 МПа [148].

Також було проаналізовано температуру точки роси у основних транзитних магістральних газопроводах філії УМГ «ЧТГ»: «Союз», «Урінгой Помари Ужгород», «Прогрес» та «Кременчук Ананьїв Богородчани» за 2017-2018 роки та встановлено, що найвища температура точки роси за досліджуваний період становила мінус  $10,3^{\circ}\text{C}$  [149]. Оскільки в середньому тиск на виході ГРС складає 0,3 МПа, то згідно [150] відкладення гідратів у трубопроводі при такому тиску буде відбуватись при температурі газу мінус  $33,4^{\circ}\text{C}$ . Для забезпечення безпеки транспортування та у зв'язку із можливою інертністю підтримання температурного режиму, температуру газу потрібно тримати на 5 К вище ніж мінімально допустима [40].

Із вище наведеного можна зробити висновок, що температуру газу на виході ГРС потрібно підтримувати у діапазоні від  $-5^{\circ}\text{C}$  до  $-10^{\circ}\text{C}$ .

На рис. 2.19 показано середню температуру газу на виході із ГРС одного із ЛВУМГ Центрального регіону ТОВ «Оператор ГТС України» до та після приведення їх оптимальних.

Щоб розрахувати економічний ефект від впровадженого заходу було розраховано споживання газу вогневими підігрівачами газу за відповідні періоди до та після приведення температури газу на виході із ГРС до оптимальної. Поряд із температурою газу на виході, суттєвим чинником, який впливає на розхід газу вогневими підігрівачами є кількість протранспортованого газу через ГРС. На рисунку 2.20 показано графіки споживання газу вогневими споживачами газу ГРС центрального регіону ТОВ «Оператор ГТС України» у 2015 році та у 2017 тобто до та після приведення температури до оптимальної.

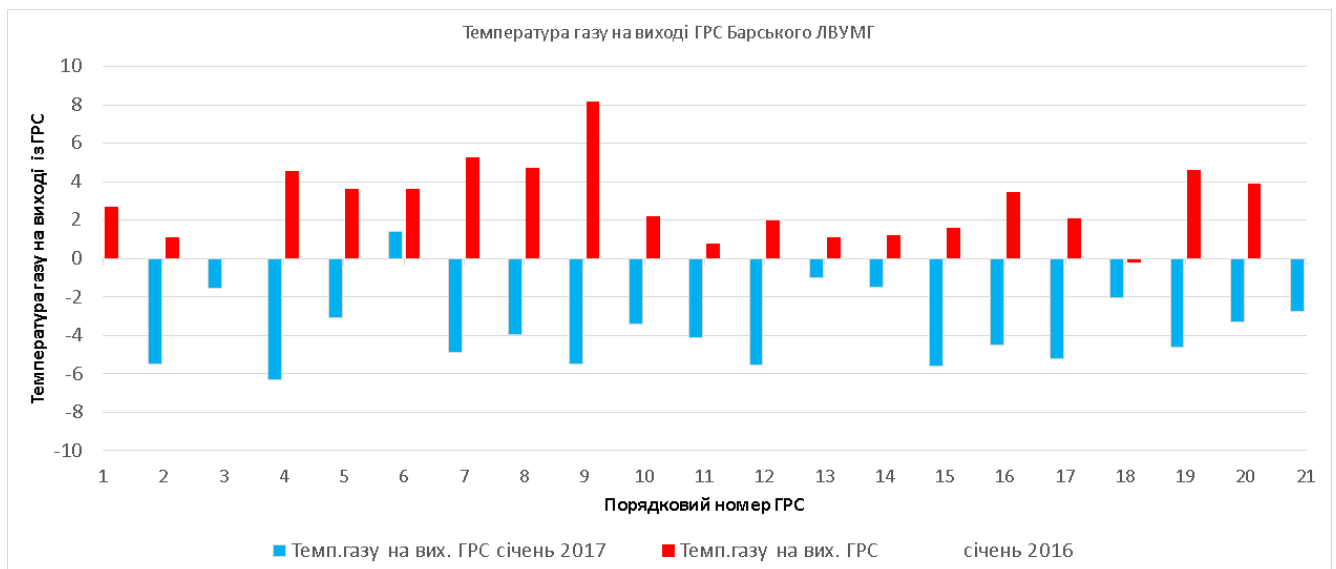


Рисунок 2.19 – Порівняння середньої температури газу на виході ГРС до та після приведення температури до оптимальної

Сірий графік на рисунку 2.20 показує величину зменшення транспортування газу через ГРС у 2017 році. Як видно із рисунку транспортування газу через ГРС у 2017 році зменшувалось переважно у теплі місяці року коли підігрів газу вогневими підігрівачами майже не змінюється. А у другому та одинадцятому місяці транспортування навіть виросло. Тому зменшення транспортування газу через ГРС не мало значного впливу на споживання газу вогневими підігрівачами ГРС.

Використовуючи програмний комплекс ASK було проаналізовано середню температуру газу на виході із ГРС та визначено середню кількість протранспортованого газу кожною із 161 ГРС по УМГ «Черкаситрансгаз» у 2015 році та 2017 році, тобто до та після приведення температури газу на виході із ГРС до оптимальної.

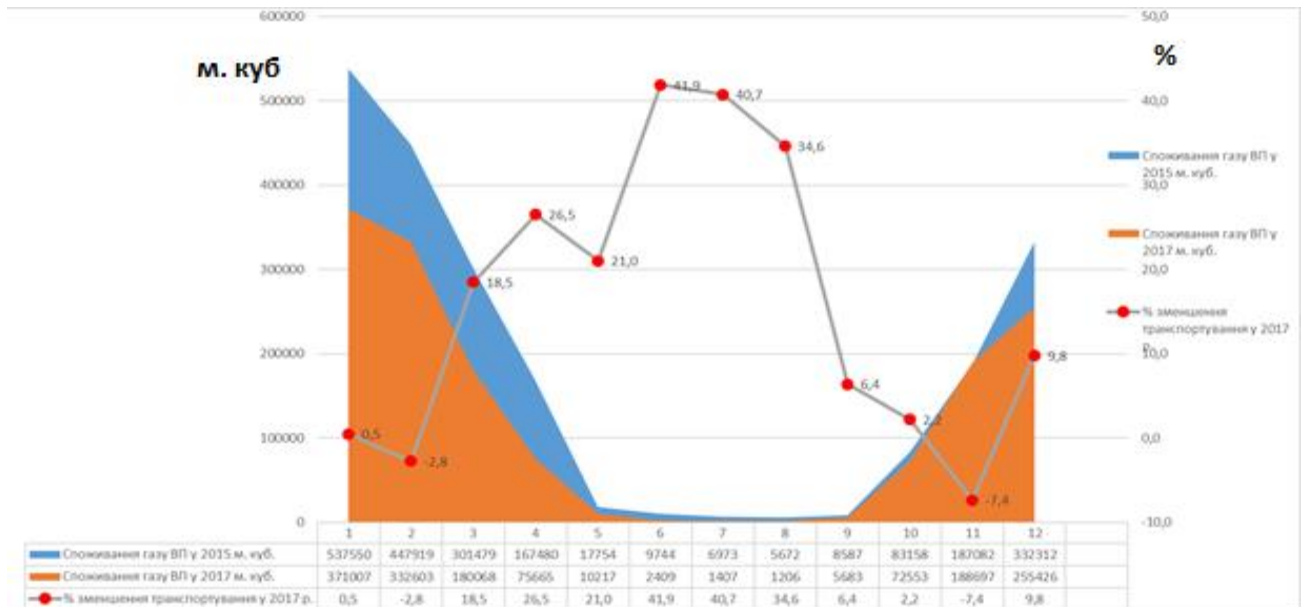


Рисунок 2.20 – Споживання газу вогневими підігрівачами ГРС центрального регіону ТОВ «Оператор ГТС України» до та після впровадження КСЕМ та відсоток зменшення транспортування газу через ГРС у 2017 році

Для визначення економічного ефекту від доведення температури газу на виході ГРС до оптимальної визначимо кількість газу, яка витрачена для підігріву одного м<sup>3</sup> протранспортованого газу через ГРС на один °С по кожній ГРС за зазначені періоди за формулою:

$$Q_0 = \frac{Q_{\text{підігр}}/Q_{\text{трансп}}}{T_{2 \text{ роз}} - T_{2 \text{ реал}}}, \quad (2.32)$$

де:

$Q_{\text{трансп}}$  – кількість газу, що протранспортовано через ГРС.

Весь масив даних, а це більше 120 тис. розрахунків було згруповано за звітними періодами у табл. 2.9. Далі визначено відсоток підвищення ефективності споживання газу вогневими підігрівачами ГРС у 2017 порівняно із 2015 роком.

У 2015 році вогневими підігрівачами газу ГРС було витрачено 2105,7 тис. м<sup>3</sup> газу. Із таблиці 2.9 видно, що енергоємність у процесі підігріву газу у 2017

зменшилась в середньому на 27 % порівняно із 2015 роком , тому економічний ефект розрахуємо за формулою:

$$Q_{\text{ефект}} = Q_{\text{витрач.}} \cdot \Delta \quad (2.33)$$

де:  $Q_{\text{витрач}}$  – кількість газу витраченого на вогневі підігрівачі ГРС у 2015 році;  
 $\Delta$  – середній відсоток зменшення енергоємності споживання газу у 2017 році порівняно із 2015 роком.

$$Q_{\text{ефект}} = 2105,7 * 0,27 = 568\,541 \text{ м}^3$$

Вартість зекономленого газу розраховуємо за формулою 2.15.

$$B = Q_{\text{ефект}} * C = 568\,541 * 8,87 = 5\,045\,064 \text{ грн.}$$

де:  $C$  – середня ціна газу для промисловості за 2017 згідно із [137].

Таблиця 2.9 – Розрахункові значення функціонування ГРС відповідно до звітного періоду

Період	Кількість газу витрачена ВП на підігрів 1м <sup>3</sup> протранспортованого через ГРС газу на 1 <sup>0</sup> С. (м <sup>3</sup> )		Підвищення ефективності споживання газу ВП ГРС за рахунок зниження температури газу на виході ГРС (%)
	у 2015 році	у 2017 році	
січень	0,00186	0,00129	30,7
лютий	0,00193	0,00139	27,8
березень	0,00151	0,00137	9,4
квітень	0,00132	0,00100	24,7
травень	0,00026	0,00023	11,0
червень	0,00014	0,00005	64,9
липень	0,00011	0,00005	53,1
серпень	0,00009	0,00005	45,3
вересень	0,00014	0,00010	30,3
жовтень	0,00059	0,00055	5,8
листопад	0,00097	0,00096	0,4
грудень	0,00140	0,00108	22,8
<b>Середній показник</b>			<b>27,2</b>

Проте деякі ГРС не знизили температуру газу на виході до оптимальної через ряд технічних та організаційних причин:

- частина встановленого обладнання не пристосована до роботи при низьких температурах;
- не на всіх підігрівачах газу встановлена сучасна система керування, яка дає змогу в автоматичному режимі впливати на температуру газу;
- персонал ГРС не вмотивований підвищувати енергоефективність роботи (не має матеріального стимулювання роботи по енергоефективності).

Щоб прорахувати потенціал енергоощадності при приведенні всіх ГРС центрального регіону ТОВ «Оператор ГТС України» до проєктного тиску було використано програмний комплекс ASK та проаналізовано середню температуру газу на виході. Також було розраховано середню кількість протранспортованого газу кожної із 161 ГРС, які мають підігрівачі газу за 2018 рік.

Як було сказано вище оптимальна температура газу на виході ГРС повинна бути на рівні мінус 5° С. Для визначення економічного ефекту від доведення температури газу на виході ГРС до мінімально допустимих вимог у формулу (2.29) замість значення  $T_{\text{задане}}$  підставляємо значення мінус 5. Весь масив даних, а це більше 73 тис. розрахунків було згруповано за звітними періодами (місяці) та розміщено у табл. 2.10.

На основі проведених розрахунків побудуємо графіки фактичної витрати газу на вогневі підігрівачі та змодельовані витрати при температурі газу на виході ГРС мінус 5°С рис. 2.21.

Кількість газу витраченого на вогневі підігрівачі ГРС при температурі на газу на виході мінус 5°С розраховуємо за формулою:

$$Q_{\text{оптим.}} = Q_{\text{витрач.}} - Q_{\text{перев}} \quad (2.35)$$

де:

$Q_{\text{витрач.}}$ — кількість газу витраченого на вогневі підігрівачі ГРС

Площа синьої фігури відображає економію газу при заданій температурі газу на виході мінус 5°С порівняно із фактичною.

Як видно із табл. 2.10  $Q_{\text{перев.}}$  за 2018 рік становить 274717 м<sup>3</sup>. Згідно із [37] середня ціна газу для промисловості за 2018 рік становила 11096 грн.

Таблиця 2.10 – Розрахункові значення функціонування ГРС відповідно до звітного періоду

Період	Кількість газу витраченого на вогневі підігрівачі ГРС (м <sup>3</sup> )	Перевитрата газу $Q_{перев}$ згідно формули (2.30) (м <sup>3</sup> )	Кількість газу витраченого на вогневі підігрівачі ГРС за температури газу на виході -5 °С
01.2018	323128	52192	270936
02.2018	307665	39761	267904
03.2018	321661	62520	259141
04.2018	51059	9167	41892
05.2018	3127	1120	2007
06.2018	1801	1008	793
07.2018	1935	232	1703
08.2018	1563	446	1117
09.2018	7647	2471	5176
10.2018	44422	8807	35615
11.2018	183840	35546	148294
12.2018	292687	61448	231239
<b>Всього</b>	<b>1540535</b>	<b>274717</b>	<b>1265818</b>

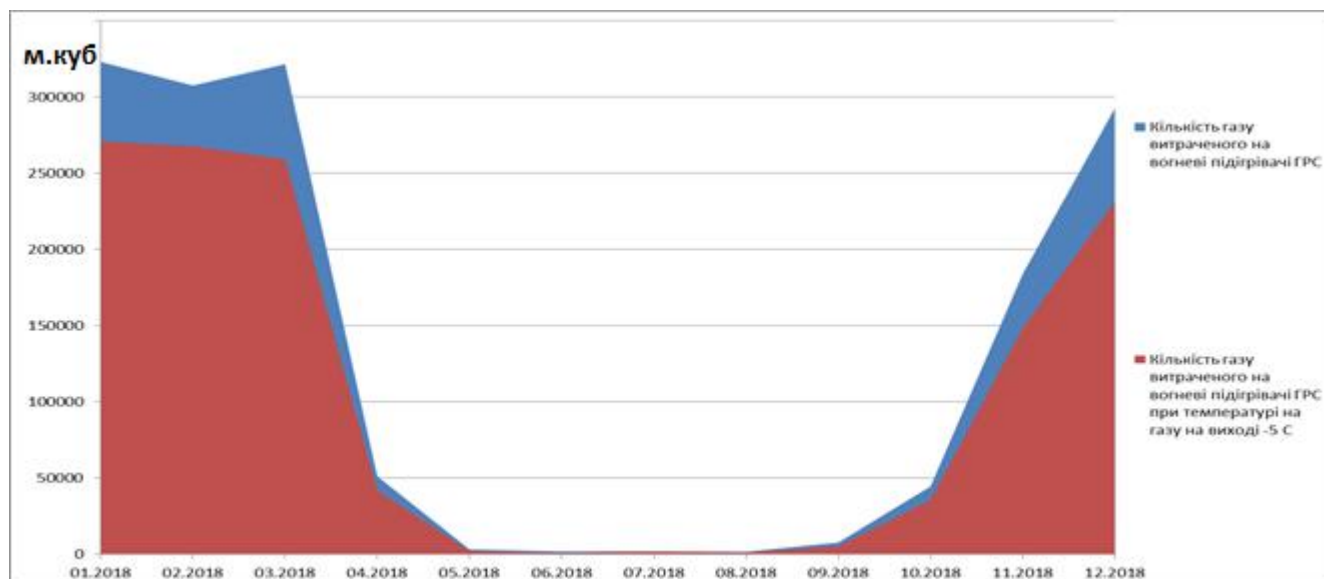


Рисунок 2.21 – Порівняння кількості фактичної витрати газу на вогневі підігрівачі із змодельованими витратами за температури газу на виході ГРС мінус 5 °С.

Таким чином згідно формули (2.31) вартість перевитраченого газу склала 3048,07 тис. грн. за 2018 рік.

Отже, сумарна економія від запропонованих заходів зокрема приведення тиску на ГРС до проєктного та встановлення температури газу на виході ГРС мінус 5°С могла б становити:

$$Q_{\text{екон}} = Q_{\text{екон}(1)} + Q_{\text{екон}(2)} = 445140 \text{ м}^3, \quad (2.36)$$

де:

$Q_{\text{перев}(1)}$  – економія природного газу на підігрівачах газу від приведення тиску газу на виході ГРС до проєктної;

$Q_{\text{перев}(2)}$  – економія природного газу на підігрівачах газу від встановлення температури газу на виході ГРС мінус 5°С.

### 2.3 Розрахунок викидів забруднюючих речовин та парникових газів в атмосферу при спалюванні природного газу.

Поряд із економічним ефектом впровадження даних заходів мають і екологічний ефект. При спалюванні природного газу утворюються такі сполуки як оксид вуглецю, оксид азоту та інші легкі не метанові сполуки, які є одними із найпоширенішими парниковими газами у природі [151]. Масова витрата природного газу на рік розраховується за формулою:

$$B = Q_{\text{екон}} * \rho = 309,8 \text{ т.} \quad (2.37)$$

де:

$Q_{\text{екон}}$  – загальний об'єм зекономленого газу ( $\text{м}^3$ );  $\rho$  – густина природного газу при нормальних умовах,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ,  $\rho=0,696\text{кг}/\text{м}^3$  [149];

Згідно із [152] викид забруднюючої речовини  $E_i$  (т), що надходить в атмосферу з димовими газами за звітний період знаходимо за формулою:

$$E = 10^{-6} * R * B * Q_{\text{згор}} \quad (2.38)$$

де:

$E$  – валовий викид забруднювальної речовини під час спалювання природного газу за звітний рік, т;

$R$  – показник емісії  $i$ -ї забруднювальної речовини для природного газу,  $\text{г}/\text{ГДж}$ ;

$V$  – витрата природного газу за звітний рік, т;

$Q_{згор}$  – нижча робоча теплота згоряння природного газу, МДж/кг [149].

Показники емісії забруднюючих речовин згідно із [152]:

$k_{NO_x}=64,311$  г/ГДж;  $k_{CO} = 248,75$  г/ГДж;  $k_{CO_2} = 58748,13$  г/ГДж;  $k_{CH_4}= 1,0$  г/ГДж.

Результати обчислень занесемо до таблиці 2.11.

Аналогічним чином розрахуємо викиди забруднюючої речовин в атмосферу від кількості газу, який був зекономлений завдяки доведенню температури газу на виході ГРС до оптимальної. Результати обчислень занесемо до таблиці 2.12.

Таблиця 2.11 – Зменшення викидів забруднюючих речовин в атмосферу від запропонованих заходів енергоефективності.

Позначення показника емісії	Значення показника емісії г/ГДж;	Валовий викид показника емісії тонн	Ставка забруднюючої речовини грн./тонну	Податкові зобов'язання грн.
<b>NO<sub>x</sub></b>	64,311	0,977	2454,81	2399,10
<b>CO</b>	248,75	3,780	92,37	349,17
<b>CO<sub>2</sub></b>	58748,13	892,769	10	8927,69
<b>CH<sub>4</sub></b>	1	0,015	138,57	2,11
	<b>Всього</b>	<b>897,541</b>		<b>11678,06</b>

Таблиця 2.12 – Зменшення викидів забруднюючих речовин в атмосферу від впровадження КСЕМ.

Позначення показника емісії	Значення показника емісії г/ГДж;	Валовий викид показника емісії тонн	Ставка забруднюючої речовини грн./тонну	Податкові зобов'язання грн.
<b>NO<sub>x</sub></b>	64,311	1,248	2454,81	3064,18
<b>CO</b>	248,75	4,828	92,37	445,97
<b>CO<sub>2</sub></b>	58748,13	1140,262	10	11402,62
<b>CH<sub>4</sub></b>	1	0,019	138,57	2,69
	<b>Всього</b>	<b>1146,358</b>		<b>14915,45</b>



## Висновки до розділу 2

1. КСЕМ є дієвим інструментом для моніторингу енергетичної ефективності роботи технологічних установок та виробничих процесів для того, щоб переконатися, чи досягають підрозділи енергетичних цілей, а також для кращого розуміння результативності заходів щодо підвищення енергоефективності. Її використання дало змогу виявити та усунути перевитрати газу на ПМ 1 порівняно із ПМ 4 із 96% до 17% за рахунок встановлення системи автоматики та навчання обслуговчого персоналу та зекономити 200,5 тис. грн. на місяць.

2. Доведено можливість, безпечність та енергоефективність транспортування газу споживачам із від'ємними температурами. Врегулювання цього питання є одним із ключових при визначенні енергоефективності роботи ГРС. Економічний ефект у запроваджених об'єктах становить більше 5 млн. грн. на рік.

3. Змодельована залежність ККД котла від розходу газу дозволяє в режимі реального часу визначити його технічний стан та, за потреби, проводити профілактичні роботи направлені на підвищення його ефективності.

## РОЗДІЛ 3

### ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПАРАМЕТРІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОПРОВОДУ НА ОЦІНКУ ОБСЯГУ ГАЗУ В ЙОГО ПОРОЖНИНІ

Природний газ, що транспортується магістральними газопроводами, являється енергоносієм, в зв'язку з чим обсяги газу еквівалентні енергетичним запасам. Тому кількість газу, що знаходиться в порожнині газопроводу в процесі його експлуатації, слід розглядати як акумульований запас енергії, який може бути використаний як на власні потреби газотранспортного підприємства, так і на газозабезпечення споживачів в пікові моменти енергодифіциту.

Кількість газу в порожнині газопроводу тісно пов'язана з параметрами його експлуатації. Так, збільшення маси газу в порожнині газопроводу (при інших ідентичних умовах) призведе до зростання тисків в кожній точці траси, а, отже, до зменшення лінійної швидкості газу в газопроводі і, як наслідок, до зниження енерговитрат на транспортування. Тому встановленню обсягу газу в порожнині газопроводу слід приділити особливу увагу в процесі дослідження енергетичних заходів керування режимами роботи газотранспортної системи.

#### **3.1 Вплив гідравлічної ефективності газопроводу на оцінку кількості газу в його порожнині**

Гідравлічна ефективність газопроводу і кількість газу в його порожнині не пов'язані прямою залежністю. Однак, розрахунок маси газу в порожнині газопроводу включає визначення геометричного об'єму газопроводу, зайнятого газом. Крім цього, частина геометричного об'єму порожнини газопроводу занята рідинними або твердими відкладеннями, обсяг яких в процесі експлуатації газопроводу постійно зростає, що відображає гідравлічна ефективність.

Як відомо[153], гідравлічною ефективністю газопроводу називається процес зниження його пропускної здатності внаслідок збільшення гідравлічного опору в процесі старіння.

Гідравлічна ефективність газопроводу на довільний момент часу експлуатації оцінюється коефіцієнтом гідравлічної ефективності  $E$ , що є відношенням фактичної продуктивності до проєктної величини пропускної здатності:

$$E = \frac{Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{пр}}} < 1 \quad (3.1)$$

Щоб оцінити коефіцієнт гідравлічної ефективності, потрібно на основі основного рівняння газопроводів розрахувати  $Q_{\text{пр}}$  і  $Q_{\text{факт}}$ .

$$Q_{\text{факт(пр)}} = 0,326 \cdot 10^{-6} d^{2,5} \sqrt{\frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\lambda \Delta z T_{\text{сер}} L}} \quad (3.2)$$

Гідравлічна ефективність газопроводу знижується за рахунок збільшення фактичного гідравлічного опору, тому вона з врахуванням (3.2) може бути знайдена з виразу :

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_{\text{теор}}}{\lambda_{\text{факт}}}} \quad (3.3)$$

Причинами зниження ефективності є наявність рідини в порожнині трубопроводу, яка може спостерігатися в двох формах – високов'язких смолистих відкладень та малов'язких рідких відкладень.

Високов'язкі смолисті відкладення зустрічаються на початкових ділянках на стінок трубопроводу після КС на довжині до 20-30 км, вони мають серпоподібну форму та ньютонівські властивості. Утворення відкладень зменшує площу поперечного перерізу і як наслідок збільшує гідравлічний опір. Основною причиною їх появи є винесення мастила з порожнини нагнітачів і осідання на стінках труб.

Малов'язкі рідкі відкладення представлені водою і газовим конденсатом. Причиною їх утворення є порушення вимоги до підготовки газу до транспорту (тобто висока температура точки роси).

За наявності великої кількості рідини і невеликих швидкостей рідина знаходиться в трубопроводі у вигляді рідинних пробок. При русі вони відіграють роль місцевих опорів. Втрати тиску в місцевому опорі визначаються за формулою:

$$\Delta P = \xi \rho \frac{w^2}{2}, \quad (3.4)$$

де:  $\xi$  – коефіцієнт місцевого опору .

При зростанні лінійної швидкості газу в трубопроводі  $w$  ці втрати збільшуються, що призводить до зростання гідравлічного опору і зниження гідравлічної ефективності.

При великих швидкостях газу та невеликій кількості рідини, вона осідає на стінки у вигляді крапель, а при великій щільності осідання утвориться плівка на стінках трубопроводу. У такому випадку рух газу призводить до утворення хвиль на поверхні плівки, на що витрачається значна енергія газового потоку. Втрати енергії за рахунок утворення хвиль зростають із збільшенням лінійної швидкості газу.

Причиною збільшення фактичного коефіцієнта гідравлічного опору і як наслідок зниження гідравлічної ефективності є збільшення еквівалентної шорсткості внутрішньої поверхні стінок труб внаслідок кислотності середовища, що перекачується.

Отже, коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу знижується з двох причин: збільшення рідинних відкладень в порожнині газопроводу і зростання еквівалентної шорсткості труб. Якщо причиною зниження коефіцієнта гідравлічної ефективності є наявність рідинних відкладень в порожнині газопроводу, то їх об'єм вплине на оцінку точності обсягу газу в порожнині газопроводу. Для встановлення причини зниження гідравлічної ефективності газопроводів «Союз», «Уренггой-Помари\_Ужгород», «Прогрес» проводились дослідження на ділянках УМГ «Черкаситрансгаз». Метою досліджень було встановлення залежності між коефіцієнтом гідравлічної ефективності і лінійною швидкістю газу в газопроводі.

Досліди проводились протягом 2012 –2019 років на ділянках вказаних газопроводів за наступною методикою.

Щоб розрахувати значення коефіцієнта гідравлічної ефективності при стаціонарному русі газу в газопроводі потрібно зробити такі виміри:

- 1) тиску на початку і наприкінці ділянки;
- 2) витрату газу;
- 3) температури на початку  $T_{\text{п}}$  і наприкінці  $T_{\text{к}}$ ;
- 4) температури ґрунту на даний момент.

При відомих фізичних властивостях газу і геометричних характеристиках трубопроводу розрахунок коефіцієнта гідравлічної ефективності проводився такому порядку:

1. Визначається середній тиск:

$$P_{\text{сеп}} = \frac{2}{3} \left( P_{\text{п}} + \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{п}} + P_{\text{к}}} \right). \quad (3.5)$$

2. Визначається середня температура:

$$T_{\text{сеп}} = T_0 + \frac{T_{\text{п}} - T_{\text{к}}}{\ln \frac{(T_{\text{п}} - T_0)}{(T_{\text{к}} - T_0)}}. \quad (3.6)$$

3. Визначається коефіцієнт стисливості  $z$ :

$$z = 1 - 5,5 \cdot 10^5 \frac{P_{\text{сеп}} \Delta^{1,3}}{T_{\text{сеп}}^{3,3}}. \quad (3.7)$$

4. Знаходиться фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору:

$$\lambda_{\text{факт}} = \frac{(0,326 \cdot 10^{-6})^2 \cdot d^5 (P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2)}{\Delta z T_{\text{сеп}} L Q^2}. \quad (3.8)$$

5. Визначається теоретичний коефіцієнт. Для цього знаходиться число Рейнольдса:

$$R_e = 1,8110^3 \frac{Q \Delta}{d \eta}. \quad (3.9)$$

6. Знаходиться теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору:

$$\lambda_{\text{теор}} = 0,067 \left( \frac{158}{R_e} + \frac{2k_e}{d} \right)^{0,2}, \quad (3.10)$$

де:  $k_e = 0,03$ .

7. Визначається коефіцієнт гідравлічної ефективності:

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_{\text{теор}}}{\lambda_{\text{факт}}}}. \quad (3.11)$$

8. Визначається середня лінійна швидкість газу в газопроводі

$$w = \frac{4Q}{\pi d^2} \frac{P_{cp}}{P_{CT}} \frac{T_{CT}}{T_{cp}} \frac{1}{z}. \quad (3.12)$$

За результатами розрахунків будувалися графічні залежності коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки газопроводу від середньої лінійної швидкості руху газу в трубах. Результати досліджень приведено на рисунку 3.1.

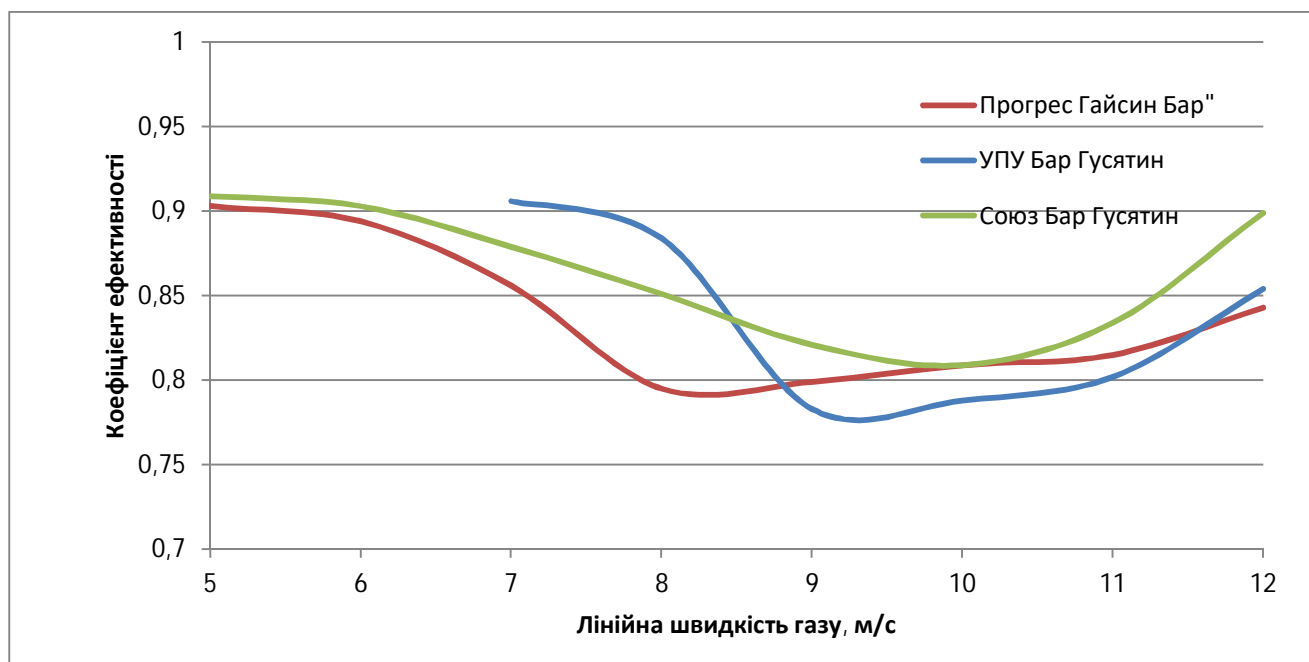


Рисунок 3.1 – Залежність гідравлічної ефективності від лінійної швидкості газу

Аналіз результатів дослідження дає змогу зробити висновок про причини зниження гідравлічної ефективності газопроводів на вказаних ділянках.

При малих значеннях лінійної швидкості газу коефіцієнт гідравлічної ефективності з зростанням швидкості газу зменшується, що характерно для проходження газу через місцеві опори. При великих швидкостях газу коефіцієнт

гідравлічної ефективності з зростанням лінійної швидкості зростає, що пояснюється винесенням рідини з колін газопроводу і зменшенням коефіцієнта місцевого опору. Отже, картина залежності коефіцієнта гідравлічної ефективності від лінійної швидкості газу дає підстави стверджувати про наявність рідкої фази в порожнині газопроводів.

Метод кореляції з ефективністю є найбільш простим з них. Українським науково-дослідним інститутом природних газів (м. Харків) на основі багаторазових вимірів ефективності і кількості рідких скупчень, що виносяться з газопроводу в процесі очистки, була запропонована кореляційна залежність:

$$\frac{W}{U_{\text{тр}}} = \frac{k_1 k_2}{k_3} (1 - E^{0.8}), \quad (3.13)$$

де:  $w$  – об'єм рідини,  $\text{м}^3$ ;  $U_{\text{тр}} = \frac{\pi d^2}{4} L$  – геометричний об'єм трубопроводу,  $\text{м}^3$ ;  $k_1, k_2, k_3$  – коефіцієнти, що враховують вплив рельєфу траси, діаметра трубопроводу, швидкості руху газу, сезонності на кількість рідини, наводяться в таблицях.

Основним недоліком цієї формули є її низька точність. Автори заявляють, що похибка (через неточність коефіцієнтів) більша 50 % [155].

Запишемо цю формулу в такому вигляді:

$$W = K (1 - E^{0.8}), \quad (3.14)$$

де:  $K$  – коефіцієнт, що враховує всі наведені величини.

Нехай у результаті очистки з трубопроводу винесено воду обсягом  $\Delta W$ . Тоді об'єм рідини до і після очистки становить:

$$W_{\text{до}} = K (1 - E_{\text{до}}^{0.8}), \quad (3.15)$$

$$W_{\text{по}} = K (1 - E_{\text{по}}^{0.8}), \quad (3.16)$$

де:  $E_{\text{до}}, E_{\text{по}}$  – коефіцієнти ефективності до та після очистки.

Очевидно, що  $W_{\text{до}} - W_{\text{по}} = \Delta W$ ,

$$\Delta W = K (E_{\text{по}}^{0.8} - E_{\text{до}}^{0.8}). \quad (3.17)$$

Звідси:

$$K = \frac{\Delta W}{E_{\text{по}}^{0,8} - E_{\text{до}}^{0,8}}. \quad (3.18)$$

Підставимо  $K$  у формулу (3.14) і отримаємо:

$$W = \frac{\Delta W}{E_{\text{по}}^{0,8} - E_{\text{до}}^{0,8}} (1 - E^{0,8}). \quad (3.19)$$

Багаторічний досвід експлуатації показує, що для газопроводу  $K$  майже не змінюється, і при розрахунку обсягу рідини формула (3.19) є ефективною та дає похибку до 10 %.

Для встановлення характеру залежності (3.14) на ділянках газопроводів «Уренгой-Помари-Ужгород», «Союз» і «Прогрес» Бар-Гусятин проведено ідентифікацію співвідношень між коефіцієнтом гідравлічної ефективності і обсягом винесеної рідини з трубопроводу при їх очистках перед внутрішньо трубним діагностуванням. За результатами розрахунків за (3.14) і (3.19) побудовано графічні залежності, які приведені на рисунку 3.2.

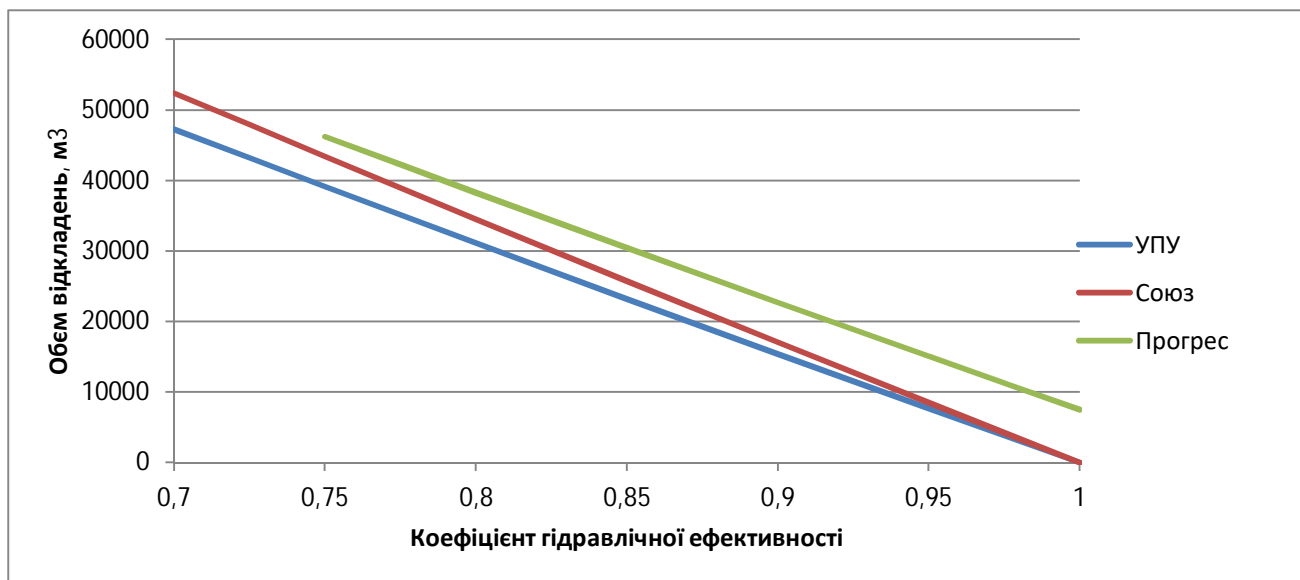


Рисунок 3.2 – Залежність між ефективністю газопроводу і об'ємом відкладень

Статистичний аналіз побудованих ліній регресії показує високу кореляційну залежність між коефіцієнтом гідравлічної ефективності і обсягом рідких



відкладень в порожнині газопроводу . Коефіцієнт кореляції визначено за формулою:

$$\kappa = 1 - \frac{n \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n x_i y_i - \left( \sum_{i=1}^n x_i \right)^2 \sum_{i=1}^n y_i}{\sum_{i=1}^n y_i \sum_{i=1}^n x_i^2 - \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n x_i y_i}, \quad (3.20)$$

де:  $x_i$ ,  $y_i$  – відповідно експериментальні значення коефіцієнта гідравлічної ефективності і об’єму відкладень в порожнині газопроводу.

За розрахунковими даними коефіцієнт кореляції для вказаних ділянок газопроводів лежить в межах 0,92 – 0,96.

В результаті проведених досліджень встановлено, що при середньому значенні коефіцієнта гідравлічної ефективності 0,95 обсяг відкладень в порожнині газопроводу Уренгой-Помари-Ужгород на ділянці Бар-Гусятин складає 4,45% від геометричного об’єму порожнини газопроводу. Для газопроводу Союз на вказаній ділянці ця цифра складає 4,91%, а для газопроводу Прогрес – 8,09%. Зменшення геометричного об’єму порожнини трубопроводів за рахунок відкладень призведе до аналогічних похибок в оцінці кількості газу в газопроводі, що при проектному режимі експлуатації газопроводів на ділянці Бар-Гусятин складе понад 6 млн. м<sup>3</sup> газу.

### **3.2 Дослідження впливу нестационарності газового потоку на оцінку кількості газу в газопроводі**

За своєю природою нестационарний режим руху газу в трубопроводі передбачає дію інерційних сил на елементи рухомого газу, внаслідок чого вздовж трубопроводу розповсюджується хвиля збурень тиску, яка безперервно змінює положення в часі. Тому в різних точках газопроводу виникають стрибки зростання густини газу або розрідження, які змінюють своє положення в часі. Внаслідок цього густина газу залежить від лінійної координати і часу, що викликає труднощі в оцінці маси газу в газопроводі на кожен момент часу і інтегрально в цілому. В

зв'язку із сказаним виникає задача встановлення впливу не стаціонарності руху газу на точність і достовірність оцінки кількості газу в газопроводі.

Ступінь нестаціонарності газового потоку в газопроводі запропоновано оцінювати критерієм не стаціонарності [154], який в загальному випадку визначається за формулою

$$N_t = \frac{\delta Q d}{\lambda w \tau}, \quad (3.20)$$

де:  $\delta Q = \frac{Q_{\max} - Q_{\min}}{Q_{\text{ср}}}$  – відносна зміна продуктивності на проміжку часу  $\tau$ ;

$w = \frac{4Q_{\text{ср}}}{\pi d^2} \cdot \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{ср}}} \cdot \frac{T_{\text{ср}}}{T_{\text{ср}}} z$  – середня по довжині й усереднена в часі швидкість газу;

$Q_{\max}, Q_{\min}, Q_{\text{ср}}$  – відповідно максимальна, мінімальна і середня витрати газу на проміжку часу  $\tau$ ;  $d, \lambda$  – внутрішній діаметр і коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу.

Для вирішення поставленої задачі розглядався віртуальний газопровід діаметром 1420x20 мм і довжиною 100 км, по якому перекачувався газ відносної густини 0,6 з початковим тиском 7,5 МПа і кінцевим 5 МПа при середній температурі 293 К. При даних параметрах витрата газу, визначена за умов стаціонарного режиму з основного рівняння газопроводів, складає 578,43 кг/с при середньому тиску 6,333 МПа і з коефіцієнтом гідравлічного опору 0,00899. Маса газу в трубопроводі при цьому складає

$$m = pV / zRT = p_{\text{ср}} \frac{\pi d^2}{4} L / zRT = 6,333 * 10^6 \frac{3,14 * 1,38^2 * 100000}{4 * 0,8703 * 478,3 * 293} = 7766413,6 \text{ кг} \quad (3.21)$$

Нехай в певний момент часу закриваються лінійні крани на початку і в кінці ділянки. Маса газу в ізолюваній ділянці газопроводу залишається незмінно. Однак, після закриття кранів починається нестаціонарний процес вирівнювання тиску в ділянці газопроводу. Для оцінки впливу нестаціонарності на визначення маси газу

в газопроводі проведемо процедуру розрахунку кількості газу в газопроводі для різних моментів нестационарного процесу вирівнювання тиску.

### 3.3 Математична модель нестационарності і принцип її реалізації

Загальноприйнято [155] нестационарний характер руху газу в газопроводі описувати системою рівнянь, яка складається з рівняння руху і рівняння нерозривності

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial x} + \rho \alpha \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\omega^2}{2\rho^2} \right) + \beta \rho g \frac{\partial h}{\partial x} + \frac{\lambda \omega^2}{2\rho D} + \gamma \frac{\partial \omega}{\partial t} &= 0, \\ \frac{\partial \omega}{\partial x} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} &= 0, \end{aligned} \quad (3.22)$$

де:  $p = p(x, t)$  – тиск як функція лінійної координати  $x$  та часу  $t$ ;  $\omega$  – лінійна швидкість газу;  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору;  $\rho$  – густина газу;  $D$  – діаметр;  $h$  – геодезична позначка профілю;  $c = \sqrt{kzRT}$  — швидкість звуку в газі;  $\alpha$  — коефіцієнт Коріоліса (для ламінарного потоку  $\alpha = 2$ , а для турбулентного —  $\alpha = 1,1$ ).

Нехтуючи впливом гравітаційних і коріолісових сил, зведемо систему (3.22) до рівняння:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} \quad (3.23)$$

де:  $2a$  – коефіцієнт лінеаризації

$$2a = \frac{\lambda \omega}{2D} \quad (3.24)$$

Вище наведене рівняння в математичній фізиці відоме як телеграфне рівняння, яке відображає коливальний процес функції тиску в просторі і часі.

Коливання тиску в потоці газу можуть мати різну частоту і амплітуду в залежності від причини, що їх викликала [156]. Коливання тиску умовно розділяють на високочастотні, середньо частотні та низькочастотні. Високочастотні

характеризуються частотою в діапазоні 0,4 – 4,0 Гц і, як правило, є наслідком стрибкоподібної зміни параметру (тиску, витрати) в певному перерізі газопроводу. Амплітуда таких коливань може досягати величини 1 МПа. Коливання розповсюджуються вздовж газопроводу з швидкістю звуку, при цьому амплітуда і частота знижуються. Середньочастотний діапазон складає 0,5 – 10 Гц; такі коливання викликають плавні зміни параметрів потоку в часі. Вони розповсюджуються вздовж трубопроводу з суттєво меншим дискриментом затухання. Низькочастотні коливання викликані добовою нерівномірністю газоспоживання і лежать в частотному діапазоні  $10^{-5}$  – 0,5 Гц. Амплітуда коливання тиску залежить від характеру фактора збурення і може бути необмеженою (наприклад, для умов наповнення ділянки газопроводу газом). В умовах високочастотних коливань вирішальну роль в формуванні процесу відіграють інерційні сили і сили гідравлічного опору в потоці газу. Для коливань середньої і низької частоти основним джерелом є сили гідравлічного опору трубопроводу. Оскільки частота і амплітуда коливань тиску, викликаних збуреннями параметрів газового потоку, є характеристиками нестационарного процесу, то повинен існувати зв'язок енерговитратами на транспортування газу, які пов'язані з кількістю його в газопроводі, і критерієм нестационарності.

Таким чином, виникає задача, яка полягає у визначенні кількості газу в газопроводі в умовах нестационарного процесу і порівняння результатів з фактичною масою газу в порожнині труб, характерною для стаціонарного руху газу.

Така постановка задачі вимагає розв'язку рівняння (3.23) при наступних початкових і граничних умовах. До початку нестационарного процесу, викликаного ізоляцією ділянки, газопровід працював в стаціонарному режимі із розподіленням тисків по довжині за параболічним законом.

$$P(x,0) = \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x / L} \quad (3.25)$$

де:  $P(x,0)$  – тиск на відстані  $x$  від початку газопроводу довжиною  $L$ ;  $P_H, P_K$  – тиски на початку і в кінці газопроводу відповідно.

Нехай, починаючи з моменту часу  $t > 0$  подача газу в газопровід на початку ділянки і його відбір в кінці припинилися. Тоді граничні умови для реалізації рівняння (3.23) матимуть вигляд:

$$Q(0,t) = 0; \quad (3.26)$$

$$Q(L,t) = 0; \quad (3.27)$$

Використавши перше рівняння системи (3.22), отримаємо:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0} = 0; \quad (3.28)$$

$$-\frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=L} = 0; \quad (3.29)$$

Розв'язок (3.23) при початкових (3.7) і граничних (3.9) умовах шукається методом Фур'є.

Тиск в газопроводі, як функцію двох змінних – часу і лінійної координати – представимо у вигляді добутку двох функцій, кожна з яких залежить тільки від однієї змінної

$$P(x,t) = X(x)T(t) \quad (3.30)$$

Тоді отримаємо

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = d^2 X / dx^2 \quad (3.31)$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} = X dT / dt \quad (3.32)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial t^2} = X d^2 T / dt^2 \quad (3.33)$$

Рівняння (3.6) матиме вигляд

$$d^2 X / dx^2 T = \frac{2a}{c^2} X dT / dt + \frac{1}{c^2} X d^2 T / dt^2 \quad (3.34)$$

Розділивши це рівняння на добуток  $XT$  отримаємо співвідношення

$$d^2 X / X = \frac{2a}{c^2} dT / T + \frac{1}{c^2} d^2 T / T = -\lambda^2 \quad (3.35)$$

Ці співвідношення призводять до системи лінійних рівнянь

$$d^2 X / dx^2 + \lambda^2 X = 0 \quad (3.36)$$

$$\frac{2a}{c^2} dT / dt + \frac{1}{c^2} d^2 T / dt^2 = -\lambda^2 T \quad (3.37)$$

Розв'язками цих рівнянь є

$$X(x) = B \cos \lambda x + C \sin \lambda x \quad (3.38)$$

$$T(t) = \exp(-at)(D \cos \lambda t + R \sin \lambda t) \quad (3.39)$$

З першого рівняння маємо

$$dX(x) / dx = -\lambda B \sin \lambda x + \lambda C \cos \lambda x \quad (3.40)$$

З умови однорідності кураєвої задачі на кінцях ділянки ( $x=0$   $x=L$ ) отримаємо  $C=0$  та  $\sin \lambda L = 0$ . Звідки

$$\lambda_n = \pi n / L \quad (3.41)$$

Тоді  $D=0$

$$T(t) = \exp(-at) R \sin \sqrt{a^2 + \frac{\pi n}{L} c^2} t \quad (3.42)$$

Для шуканої функції одержимо

$$P(x, t) = \alpha_n \exp(-at) \sin \sqrt{a^2 + \frac{\pi n}{L} c^2} t \cos \frac{\pi n x}{L} \quad (3.43)$$

де коефіцієнт  $\alpha_n$  визначається з початкових умов

$$\alpha_n = \frac{2}{L} \int_0^L P(x, 0) \cos \frac{\pi n x}{L} dx \quad (3.44)$$

В результаті отримаємо розв'язок у вигляді

$$P(x,t) = \frac{P_H^2 - P_K^2}{2\pi} + \frac{2}{L} \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \int_0^L \frac{\sin \frac{\pi n x}{L} dx}{n \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x/L}} \right] \exp\left(-\frac{\lambda w}{4d} t\right) \sin\left[\frac{\lambda w}{4d} t \sqrt{\left(\frac{4\pi n c d}{\lambda w}\right)^2 - 1}\right] \cos \frac{\pi n x}{L} \quad (3.45)$$

Середній тиск по довжині ділянки газопроводу в умовах нестационарного процесу вирівнювання тисків може бути знайдений з рівняння

$$P_{cp}(t) = \frac{1}{L} \int_0^L P(x,t) dx \quad (3.46)$$

Використавши (3.45), з (3.46) одержимо

$$P_{cp}(t) = \frac{1}{L} \int_0^L \left\{ \frac{P_H^2 - P_K^2}{2\pi} + \frac{2}{L} \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \int_0^L \frac{\sin \frac{\pi n x}{L} dx}{n \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x/L}} \right] \exp\left(-\frac{\lambda w}{4d} t\right) \right. \\ \left. * \left( \sin\left[\frac{\lambda w}{4d} t \sqrt{\left(\frac{4\pi n c d}{\lambda w}\right)^2 - 1}\right] \cos \frac{\pi n x}{L} \right) \right\} dx * \quad (3.47)$$

Масова витрата газу визначиться з першого рівняння системи (3.22) з урахуванням (3.45)

$$M(x,t) = -\frac{F}{2a} \frac{\partial P}{\partial x} = \frac{P_H^2 - P_K^2}{2\pi} + \frac{2}{L} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \left[ \int_0^L \frac{\pi \sin \frac{\pi n x}{L} dx}{L \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x/L}} \sin \frac{\pi n x}{L} + \frac{\sin \frac{\pi n x}{L} \cos \frac{\pi n x}{L}}{n \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x/L}} \right] \right. \\ \left. \exp\left(-\frac{\lambda w}{4d} t\right) \sin\left[\frac{\lambda w}{4d} t \sqrt{\left(\frac{4\pi n c d}{\lambda w}\right)^2 - 1}\right] \right\} \quad (3.48)$$

Залежності (3.45) – (3.48) реалізовані за стандартною програмою обчислення визначеного інтегралу методом Сімпсона.

### 3.4 Результати досліджень і їх аналіз

На основі залежності (3.45) побудовано графіки зміни тиску в ізолюваній ділянці газопроводу, тобто процес його вирівнювання після закриття лінійних кранів на початку і в кінці траси. Ці графічні залежності приведено на рисунку 3.3.

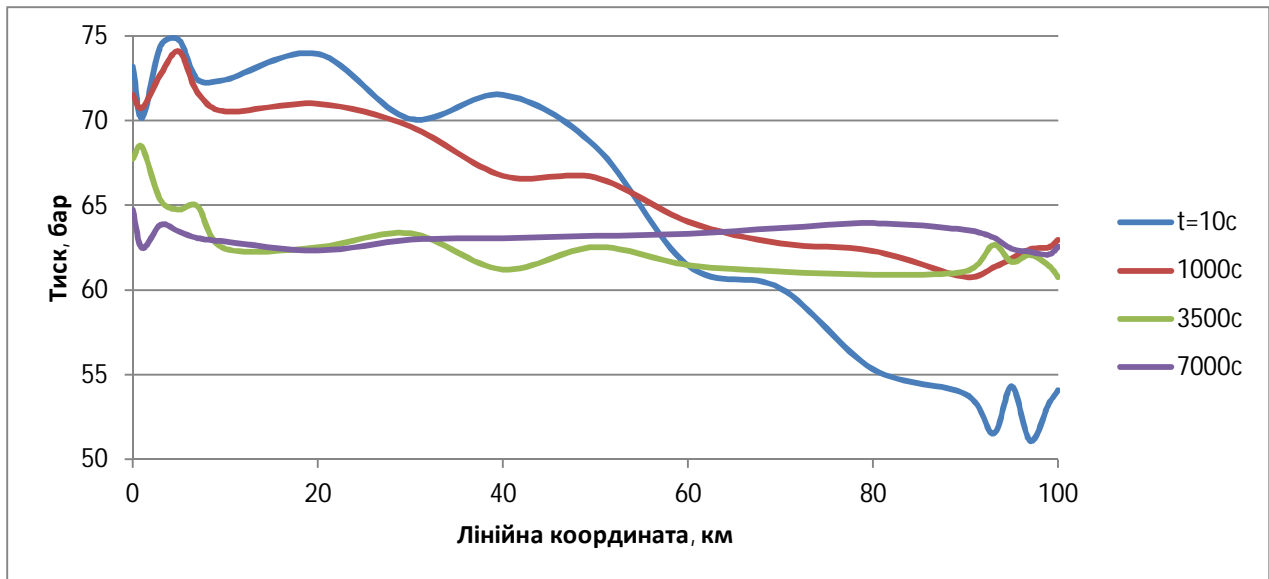


Рисунок 3.3 – Характер зміни тиску в газопроводі

Аналіз графіків показує, що після збурення стаціонарної течії газу шляхом закриття лінійних кранів в газопроводі починається нестационарний процес вирівнювання тиску, причому хвиля збурення розповсюджується з швидкістю звуку від кінців траси до її середини з безперервним затуханням амплітуди і зниженням частоти коливань. Найдовша тривалість не стаціонарності характерна власне на кінцях траси, це пояснюється відбиттям і суперпозицією хвиль тиску. Тому на трасі виникають області тимчасового підвищення тиску і області пониженого тиску. Внаслідок цього маса газу по довжині розподілена нерівномірно, що в кінцевому результаті призведе до похибки в оцінці кількості газу у відсіченій ділянці газопроводу.

Середній тиск в газопроводі визначається площею графіка, розміщеною під інтегральною кривою. Для кожного з приведених на рисунку 3.3 моментів часу за (3.12) розраховано середній тиск, коефіцієнт стисливості газу при середніх умовах (температура газу вважається сталою і рівною 293К) і масу газу в газопроводі

$$m = P_{cp}(t) \frac{\pi d^2}{4} L / zRT \quad (3.49)$$

Результати розрахунку подано в таблиці 3.1



Таблиця 3.1 – Результати розрахунку маси газу в газопроводі

№	Час, с	Середній тиск, МПа	Маса газу, кг	Критерій нестационарності	Відносна похибка
1	0	6,3333	7766413,6	0	
2	10	6,7951	8413271,1	1,264	0,08328
3	1000	6,5175	7999249,2	0,119	0,02998
4	3500	6,3964	7844971,4	0,0342	0,0101
5	7000	6,3439	7779411,6	0,0173	0,00167

Для кожного з моментів часу вираховувалося значення критерію нестационарності за формулою

$$N_t = \frac{\delta Q d}{\lambda w \tau} \quad (3.50)$$

Відносна зміна масової продуктивності на проміжку часу  $\tau$  визначалася за (3.13) з співвідношення

$$\delta Q = \delta M = (M_{\max} - M_{\min}) / M_{cp} \quad (3.51)$$

де  $M_{\max}$ ,  $M_{\min}$ ,  $M_{cp}$  – значення максимальної, мінімальної і середньої витрати газу на проміжку часу  $\tau$ , які знаходилися з (3.13) для початку газопроводу при підстановці  $x=0$ , в кінці лінійної ділянки при підстановці  $x=L$ , для відповідного моменту часу.

Середня лінійна швидкість газу в газопроводі по довжині й усереднена в часі

$$w = \frac{4M_{cp}}{\pi d^2 P_{cp}} z R T_{cp} \quad (3.52)$$

Коефіцієнт стисливості газу визначався за середніх по довжині для кожного моменту часу умов

$$z = 1 - 5,5 \frac{P_{cp} \Delta^{1,3}}{T_{cp0}^{3,3}} \quad (3.53)$$

В результаті для кожного з моментів часу нестационарного процесу визначалося значення критерію нестационарності. Одночасно для цих моментів

часу визначалася похибка у обчисленні маси газу порівняно з стаціонарним режимом

$$\delta m = \frac{m_t - m_0}{m_0} \quad (3.54)$$

За результатами розрахунків побудовано графічну залежність похибки у визначенні маси газу в газопроводі від критерію не стаціонарності, яка приведена на рисунку 3.4.

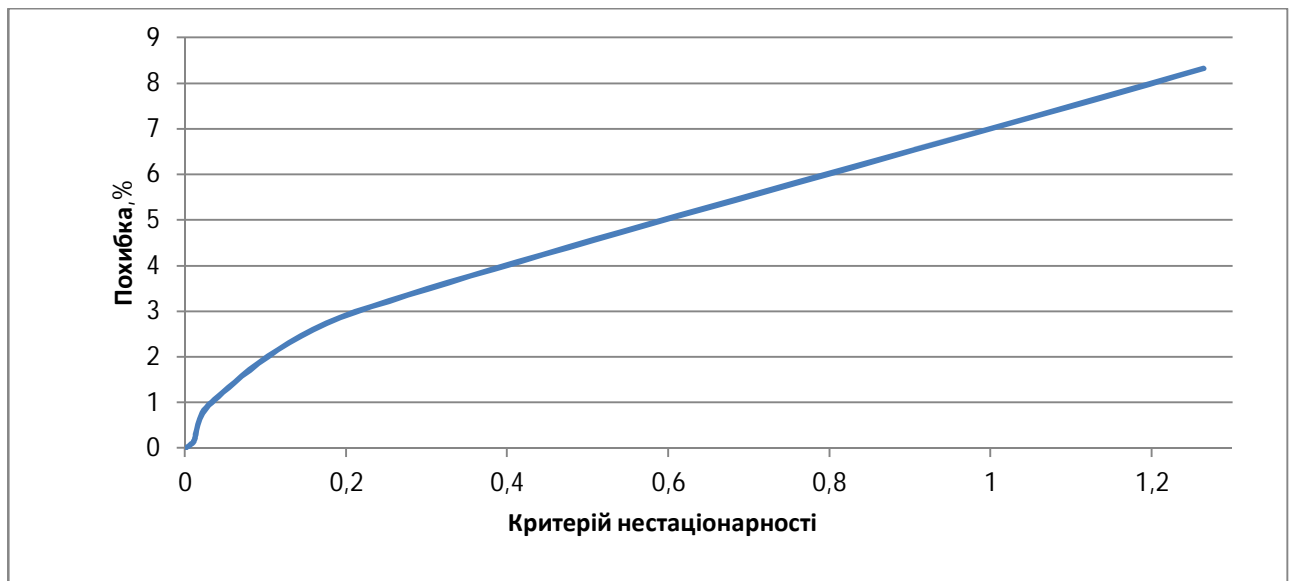


Рисунок 3.4 – Вплив нестаціонарності на похибку у визначенні маси газу

Якщо поставити за мету визначення маси газу в умовах квазістаціонарного режиму з похибкою, яка не перевищує 1%, то за приведеним графіком можна встановити допустиму величину критерія нестаціонарності, якв за таких умов складає 0,025.

### Висновки до розділу 3

1. Встановлено, що зменшення геометричного об'єму порожнини трубопроводів за рахунок відкладень призведе до похибок в оцінці кількості газу в газопроводі, що при проектному режимі експлуатації газопроводів на ділянці Бар-Гусятин складе понад 6 млн. м<sup>3</sup> газу.

2. Показано за допомогою математичного моделювання вплив нестационарності на точність оцінки кількості рідини в газопроводі і встановлено, що нестационарність процесу призводить до завищеної оцінки маси газу в газопроводі

3. При визначенні маси газу в умовах квазістационарного режиму з похибкою, яка не перевищує 1%, встановлено допустиму величину критерія нестационарності, яка за таких умов складає 0,025.

## РОЗДІЛ 4

### ВИКОРИСТАННЯ ВТОРИННИХ ДЖЕЕЛ ЕНЕРГІЇ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КС

#### 4.1 Відбір тепла із лінії трубопроводів охолоджувальної оливи ГПА та способи його ефективного використання

На сьогоднішній день обігрів приміщень компресорних станцій у опалюваний період здійснюється котельнями за допомогою котлів, що працюють на природному газі або утилізаторами тепла, що використовують енергію відпрацьованих газів ГПА. Як перший так і другий спосіб опалення потребують використання природного газу. Газові котли використовують природній газ як паливо, а використання утилізаторів у вихлопних шахтах призводить до збільшення опору вихлопних газів на виході із ГПА і як наслідок до зменшення ККД та збільшення витрати паливного газу [157, 158].

У ГТС України експлуатуються ГПА різних типів, потужністю від 6 до 25 МВт рис. 3.1. Конструктивно ГПА складаються із двох частин: двигуна та відцентрового нагнітача. Двигуни можуть бути електропривідними та газопривідними, які у свою чергу поділяються на газотурбінні чи газомотокомпресорні. Автором розглянута можливість використання вторинного тепла охолоджувальної оливи газопривідного ГПА на КС для опалення приміщень в опалювальний період та підтримання не працюючих ГПА у «гарячому резерві».

Не працюючі ГПА, що знаходяться у готовності до пуску підтримуються у «гарячому резерві» [159]. Температура оливи у системі маслопостачання, за допомогою електричних нагрівачів, підтримується на рівні 20-40 °С в залежності до вимог заводу виробника на кожен тип ГПА.

Під час роботи ГПА перетворює енергію паливного газу на роботу відцентрованого нагнітача. Середній ККД ГПА, що експлуатуються в АТ «Укртрансгаз» складає  $\approx 25-33\%$ , залежно від виду двигуна та його технічного стану. Тобто корисна робота становить у середньому 30% інші 70% енергії втрачаються. Більша частина виходить через вихлопний тракт, разом із вихлопними газами, а частина використовується на нагрів деталей, що обертаються

(підшипники, ротори та ін.). Відвід тепла від них здійснюється оливою, яка охолоджується у системі автоматичного повітряного охолодження (АПО) оливи.

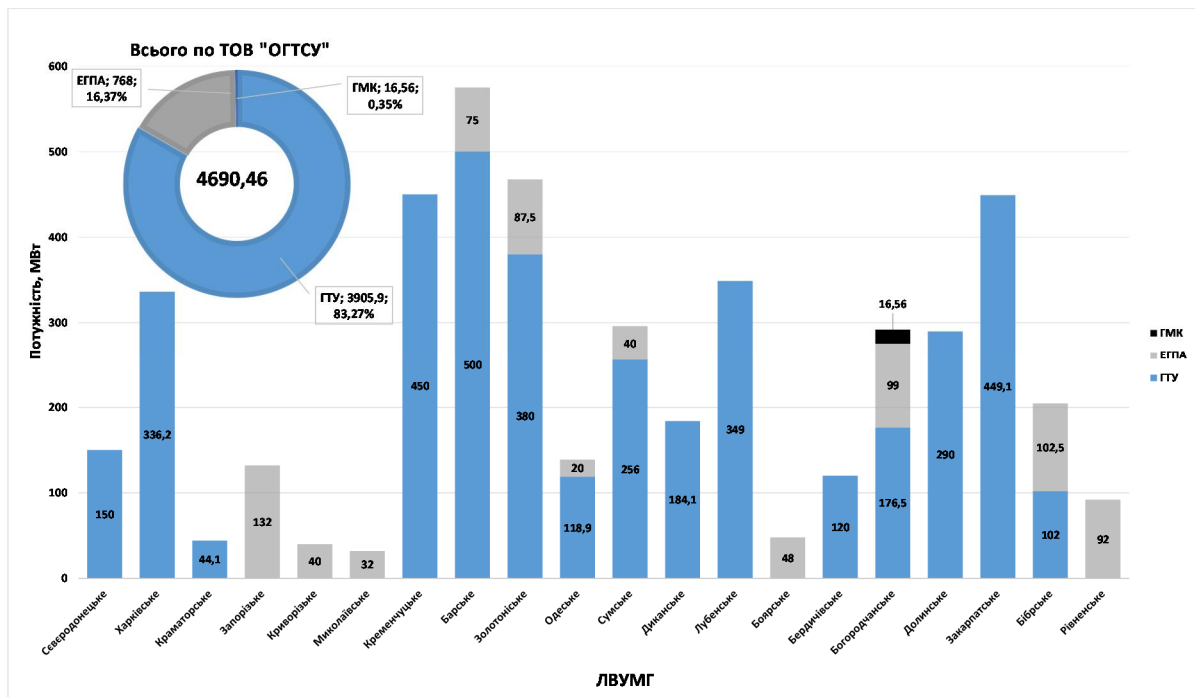


Рисунок 4.1 – Характеристика парку ГПА за потужністю.

В основу ідеї (додаток В) покладено завдання підвищення енергоефективності споживання енергоресурсів за рахунок відбору тепла із лінії трубопроводів системи охолодження оливи газоперекачуючого агрегата. Система відбору тепла із лінії системи автоматичного повітряного охолодження оливи на компресорній станції містить теплообмінник «теплоносій - олива» із підвідними та відвідними трубопроводами оливи і теплоносія.

Технічний результат досягається за рахунок встановлення теплообмінника на лінії трубопроводів системи охолодження оливи ГПА та підігріву теплоносія системи опалення компресорної станції за рахунок передачі тепла «олива-теплоносій», яке буде використовуватись для обігріву приміщень в опалюваний період, та підтримання ГПА у «гарячому резерві» за рахунок передачі тепла «теплоносій-олива» на не працюючих ГПА.

Таке конструктивне виконання системи дозволяє поєднати три технологічних процеси за допомогою теплообміну:

1) підігрів теплоносія для обігріву приміщень КС в опалюваний період, забезпечує максимально енергоефективний підігрів так як надлишкове тепло оливи - дає можливість мінімізувати використання котелень;

2) підігрів оливи на ГПА, що знаходяться у резерві - забезпечує економію електроенергії на роботу електричних нагрівачів для підігріву оливи;

3) здійснення утилізації тепла гарячої оливи, відведеного з підшипникових вузлів газотурбінного двигуна і нагнітача ГПА, забезпечує економію електроенергії для роботи двигунів вентиляторів системи охолодження оливи.

Система відбору тепла із лінії системи автоматичного повітряного охолодження оливи працює наступним чином.

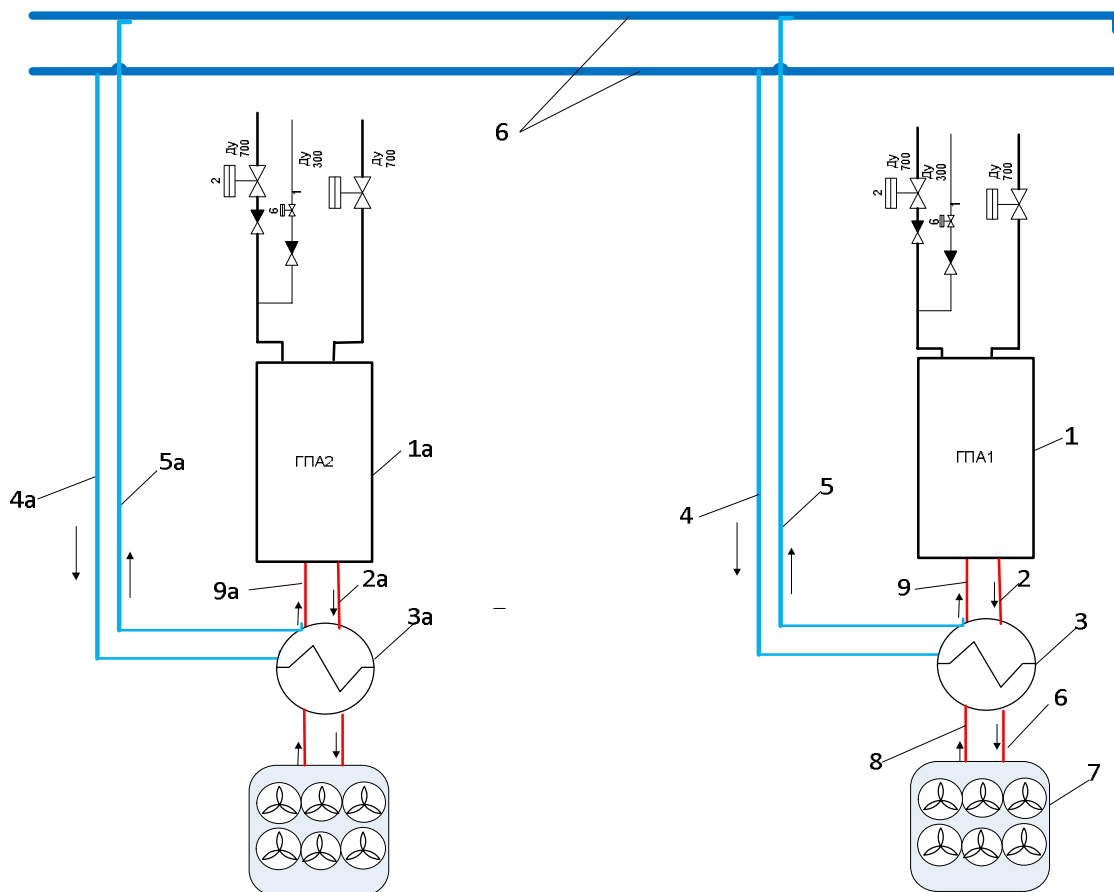


Рисунок 4.2 – Теплова схема Системи відбору тепла із лінії системи автоматичного повітряного охолодження оливи на компресорній станції

На рисунку 4.2 приведена теплова схема системи відбору тепла із лінії системи автоматичного повітряного охолодження оливи на компресорній станції.

Гаряча олива із підшипникових вузлів газотурбінного двигуна та нагнітача ГПА 1 подається через лінію трубопроводів системи охолодження оливи 2 у теплообмінник «олива-теплоносій» 3. У якому олива передає частину теплової енергії теплоносію та нагріває його до 70°C. Теплоносій подається через трубопровід 4 та через трубопровід 5 відводить підігрійтий теплоносій у систему трубопроводів опалення КС 6. Якщо температура оливи після теплообмінника 3 буде вищою ніж 45° С олива по трубопроводах системи охолодження оливи 6 потрапляє у апарат повітряного охолодження оливи 7 та охолоджується до відповідної температури. Потім олива через зворотні трубопроводи системи охолодження оливи 8 та 9 потрапляє у газотурбінний двигун. Якщо температура оливи після теплообмінника 3 буде нижчою ніж 45°C олива через зворотній трубопровід системи охолодження оливи потрапляє назад у бак оливи. Для проведення розрахунку вибрано КС із ГПА потужністю 10 МВт.

Кількість теплоти, яку можливо виробити на теплообміннику за даних умов знайдемо за формулою:

$$Q = Cm(T_1 - T_2) \quad (4.1)$$

де: С – теплоємність оливи 1974Дж/кг К,

T<sub>1</sub> – Температура оливи на вході в АПО оливи 65°С,

T<sub>2</sub> – Температура оливи на виході із АПО оливи 40 °С,

m – Масовий розхід оливи через АПО оливи.

Масовий розхід газу знаходимо за формулою:

$$m = \rho q = 70 \cdot 875 = 61250 \text{ кг/год} \quad (4.2)$$

де: ρ – густина оливи 875 кг/м<sup>3</sup>,

q – об'ємний розхід оливи через АПО оливи 70 м<sup>3</sup>/год.

Підставивши отримані дані у формулу 1 отримаємо:

$$Q = 1974 \cdot 61250 \cdot (65 - 40) = 3022687500 \text{ Дж/год} = 0,722 \text{ Гкал/год} = 3023 \text{ МДж/год} = 839 \text{ кВт/год.}$$

Згідно із [160, 161] кількість теплоти, яка необхідна для обігріву приміщень КС коливається від 489кВт/год до 520кВт/год. Так як один теплообмінник може

виробити 839 кВт/год, одного працюючого ГПА вистачить для обігріву опалюваних приміщень КС.

Згідно із [160] за опалюваний сезон 2018 року середня кількість газу, що споживає котельня для обігріву приміщень КС магістрального газопроводу «Союз» (експлуатуються 10 МВт ГПА) становить 182,3 тис. м<sup>3</sup>.

Згідно із [137] середня ціна газу для промисловості за 2018 рік становила 11096 грн.

Знаходимо вартість витраченого на роботу котельні газу за формулою:

$$B = Q \cdot \text{Ц} = 182313 \cdot 11,096 = 2023148 \text{ грн} \quad (4.3)$$

де:

Ц – середня ціна газу для промисловості за 2018 згідно із [137],

Q – витрата природного газу

В опалюваний період система відбору тепла із лінії трубопроводів охолоджувальної оливи ГПА дає змогу через систему опалення КС підтримувати непрацюючі ГПА у «гарячому резерві» та не використовувати електричні підігрівачі оливи. Так як олива буде видавати тепло теплоносію, тому його не потрібно охолоджувати, що приведе до економії електроенергії, яка витрачалась на роботу двигунів вентиляторів АПО оливи.

Під час роботи компресорної станції один із ГПА обов'язково знаходиться у «гарячому резерві» на випадок аварійної зупинки та можливості швидкого його запуску для підтримання заданого режиму транспортування газу. Згідно із [162] досліджувана КС в опалюванні місяці 2018 року була у роботі 3301 год. Сумарна потужність підігрівачів оливи на одному ГПА складає 32,6 кВт/год.

Знаходимо вартість зекономленої електроенергії за формулою:

$$B = t \cdot N \cdot P \quad (4.4)$$

де:

t – час, який КС перебувала в роботі в опалюванні місяці 2018 року.

N – сумарна потужність підігрівачів оливи

P – середня ціна електроенергії по ПрАТ «Кіровоградобленерго» у 2018 згідно із [163].



$$B = 3301 \cdot 32,6 \cdot 2,82 = 303467 \text{ грн.}$$

У результаті відбору тепла з лінії охолодження оливи, олива надходить у АПО із температурою близько 40°C та не потребує додаткового охолодження обдуванням повітрям вентиляторів. Система АПО оливи на досліджуваних ГПА включає в себе шість вентиляторів із двигунами приводу 5,5 кВт кожен. Система АПО оливи працює весь час роботи кожного ГПА, але у холодний опалюваний період для охолодження оливи вистачає роботи двох вентиляторів. Згідно із [161] сумарне напрацювання ГПА в опалювані місяці 2018 року становить 11621 год. Тому вартість зекономленої електроенергії за формулою (4.4) буде:

$$B = t \cdot N \cdot P = 11621 \cdot 11 \cdot 2,82 = 360483 \text{ грн.}$$

де:

t – сумарне напрацювання ГПА в опалювані місяці 2018 року.

N – сумарна потужність двох двигунів приводів вентиляторів АПО оливи

P – середня ціна електроенергії по ПрАТ «Кіровоградобленерго» у 2018 згідно із [163].

Отже, економія на роботі котельні, при умові роботи ГПА, буде 2,65 млн. грн.

#### **4.2 Розрахунок доцільності експлуатації утилізаторів тепла відпрацьованих газів типу 120.00.000 на ГТК –10–4Б**

При встановленні на вихлопі ГПА утилізаторів тепла відпрацьованих газів, котельня КС не працює, а використовується вторинне тепло відпрацьованих газів. Але використання утилізаторів у вихлопних шахтах призводить до збільшення опору вихлопних газів на виході із ГПА і як наслідок до зменшення ККД та збільшення витрати паливного газу.

Для проведення розрахунку виберемо одну із компресорних станцій МГ «Кременчук-Ананьїв-Богородчани». Конструкція утилізаторів на даній КС не передбачає їх демонтаж у не опалюваний період, тому перевитрата паливного газу відбувається постійно не залежно чи виробляє утилізатор тепло чи ні.

Згідно із [164] економія газу внаслідок зменшення опору на вихлопі та відповідного підвищення ККД ГПА розраховується за формулою:

$$\Delta q = \overline{\Delta q_{306}} \cdot \Delta P \quad (4.5)$$

де:  $\overline{\Delta q_{306}}$  – економія паливного газу (тис. т умов. палив/мм вод.ст./рік) від зменшення опору вихлопу на 1 мм вод.ст визначається за середньостатистичними даними, отриманими за результатами контрольних теплотехнічних випробувань парку різних типів ГТУ за окремою методикою, наведеною в табл. 4.1;

$\Delta P$  – зниження опору вихлопу після впровадження знімної конструкції, мм вод. ст.

Таблиця 4.1 – Економія газу  $\overline{\Delta q_{306}}$  на 1 агрегат від зменшення опору вихлопу

Тип агрегату	Економія газу, тис. т умов. палив /мм вод. ст./рік
ГТ-750-6	0,00320
ГТ-6-790 (ГТН-6)	0,00415
ГТК-10	0,00545
ГПА-Ц-6,3	0,00370

Згідно із паспортними даними заводу виробника [165] гідравлічний опір утилізатора ГТК –10 120.00.000 складає 41,5 мм вод. ст.

Вибравши із таблиці 4.1 тип відповідного агрегату та підставивши дані у формулу (4.5) отримаємо:

$$\Delta q = 0,00545 \cdot 41,5 = 0,226175 \text{ тис. т умов. палив / рік.}$$

Фактична економія газу визначається за формулою:

$$Q_E = \frac{\Delta q}{8760} \cdot \tau_{\phi} \quad (4.6)$$

де:

$\Delta q$  – економія природного газу за умови роботи 8760 годин на рік від впровадження енергозберігаючого заходу, тис. т умов. палив/рік;  $\tau_{\phi}$  – фактичний час роботи обладнання за звітний період, годин.

Згідно[40] ГПА на досліджуваній КС відпрацювали 14513 годин.

Підставивши дані у формулу (4.6) отримаємо:

$$Q_E = 0.226175/8760 \cdot 14513 = 0.374712 \text{ т умов. палив / рік.}$$

Коефіцієнт переводу із умовного палива у м<sup>3</sup> згідно із фізико-хімічними властивостями газу [149] за досліджуваний період становить 1,157.

Здійснивши перерахунок отримаємо економію у 323,865 тис. м<sup>3</sup>/ рік. Далі знаходимо вартість витраченого газу за формулою (4.3):

$$B = 323865 \cdot 11,096 = 3593606 \text{ грн.}$$

Із проведених розрахунків можна зробити висновок, що експлуатація такого виду утилізаторів тепла відпрацьованих газів ГПА не є ефективною. Витрати на опалення приміщень КС в опалюваний сезон при використанні котельні із котлами, які мають ККД 95% і вище становить близько 200 тис. м<sup>3</sup>.

#### **4.3 Розрахунок викидів забруднюючих речовин та парникових газів в атмосферу при спалюванні природного газу.**

Загальний об'єм зекономленого газу від впровадження системи відбирання тепла із лінії трубопроводів охолоджувальної оливи ГПА розрахуємо за формулою:

$$Q_{\text{екон}} = Q_1 + Q_2 = 323865 + 182313 = 506178 \text{ м}^3 \quad (4.7)$$

де:

$Q_1$  – об'єм спожитого газу потрачений на подолання гідравлічного опору утилізатора тепла (м<sup>3</sup>);  $Q_2$  – середній об'єм спожитого газу котельнею для обігріву приміщень КС магістрального газопроводу «Союз» (м<sup>3</sup>).

Масова витрата природного газу на рік розраховується за формулою 2.37:

$$B = Q_{\text{екон}} \cdot \rho = 352,3 \text{ т.}$$

де:

$\rho$  – густина природного газу при нормальних умовах, кг/м<sup>3</sup>,  $\rho = 0,696 \text{ кг/м}^3$  [147];

Згідно із [152] викид забруднюючої речовини  $E_i$  (т), що надходить в атмосферу з димовими газами за звітний період знаходимо за формулою 2.38:

Результати обчислень занесено до табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунок викидів забруднюючих речовин в атмосферу від спалювання природного газу.

Позначення показника емісії	Значення показника емісії г/ГДж;	Валовий викид показника емісії тонн	Ставка забруднюючої речовини грн./тонну	Податкові зобов'язання грн.
NOx	64,311	1,111	2454,81	2728,06
CO	248,75	4,298	92,37	397,05
CO2	58748,13	1015,186	10	10151,86
CH4	1	0,017	138,57	2,39
	<b>Всього</b>	1020,613		13279,37

#### Висновки до розділу 4

1. Із проведених розрахунків можна зробити висновок, що відібраного тепла із лінії АПО оливи вистачить для обігріву приміщень КС у опалюваний період, а при працюючому ГПА дана система здатна зекономити 2,6 млн. грн. у рік, за рахунок економії газу та електроенергії.

2. Економія від демонтажу утилізаторів тепла відпрацьованих газів становить близько 3,5 млн. грн. у рік. Встановлено, що експлуатація такого виду утилізаторів тепла відпрацьованих газів ГПА не є ефективною.

3. Впровадження системи відбирання тепла із лінії трубопроводів охолоджувальної оливи ГПА дасть можливість зменшити викид забруднюючих речовин в атмосферу більше ніж 1020 тон на рік.

## РОЗДІЛ 5

### АНАЛІЗ МЕТОДІВ ОЦІНКИ ЕКОНОМІЧНОГО ЕФЕКТУ ВІД ВПРОВАДЖЕННЯ ПРОЄКТУ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ «СИСТЕМА ВІДБИРАННЯ ТЕПЛА ІЗ ЛІНІЇ ТРУБОПРОВОДІВ ОХОЛОДЖУВАЛЬНОЇ ОЛИВИ ГПА».

#### 5.1 Техніко-економічні показники проєкту

Для моделювання різних методів оцінки ефективності розглянемо інвестиційний проєкт, який полягає у встановленні теплообмінника на лінії трубопроводів системи охолодження оливи ГПА та підігріву теплоносія системи опалення компресорної станції шляхом передачі тепла від оливи до теплоносія. Передане тепло буде направлено для підігріву теплоносія, який використовується для обігріву приміщень в опалюваний період та підтримання ГПА у так званому «гарячому резерві» за рахунок передачі тепла від теплоносія до оливи не працюючих ГПА [168], а відведене з підшипникових вузлів газотурбінного двигуна і нагнітача ГПА тепло, забезпечить економію електроенергії для роботи двигунів вентиляторів системи охолодження оливи.

Інвестиційний проєкт коштує 2600 тис. грн. на одну КС. Для впровадження вибрано 7 КС одного із магістральних газопроводів [169].

Обсяг прогнозованого транзиту ГТС України на 2020-2024 роки складає 225 млрд м<sup>3</sup>. Проєкт розрахується на 5 років, тобто на період гарантованого завантаження газотранспортної системи ГТС.

Основними показниками економії енергоресурсів у разі роботи запропонованого проєкту будуть:

- кількість зекономленого газу котельнею;
- кількість зекономленої електроенергії підігрівачами оливи;
- кількість зекономленої електроенергії двигунами вентиляторів АПО оливи.

Слід зауважити, що при реалізації проєкту економію газу на роботу котельні буде отримано тільки при роботі КС в опалюваний період. Економія електроенергії

буде протягом усього періоду роботи КС, оскільки під час роботи КС на одному із резервних агрегатів потрібно підтримувати системи у готовності до пуску. Економія електроенергії через зменшення часу роботи двигунів вентиляторів узята із розрахунку річного напрацювання КС та економії від зменшення роботи двигунів вентиляторів АПО оливи із одного ГПА. Це пов'язано із тим, що у опалюваний період, відбір тепла із оливи буде більшим і економія буде отримана від роботи декількох АПО оливи, а у літній період буде часткова економія на одному із АПО оливи.

Іншими можливими видами економічних вигод вирішено знехтувати так як вони становлять менше одного відсотка. Це зокрема соціальні вигоди, вигоди від зменшення викидів шкідливих речовин в атмосферу та ін.

Основою для розрахунку економічного ефекту застосовується формула (1) методичних рекомендацій [170], які затверджені Державним патентним відомством України.

$$\Pi = Д - В \quad (5.1)$$

де:

$\Pi$  – прибуток від використання заходу енергоефективності;  $Д$  – дохід від використання заходу енергоефективності;  $В$  – витрати на впровадження заходу енергоефективності.

Дохід визначається як сума частин джерел доходу пов'язаних із заходом енергоефективності. У нашому випадку це вартість зекономленої електроенергії та газу за визначений період використання.

Згідно [171] об'єм скорочення витрат енергетичних ресурсів від реалізації проекту визначають як різницю між кількістю енергоресурсів, яка була використана за останній календарний рік експлуатації та розрахунковою кількістю енергоресурсів при впровадженні заходу енергоефективності.

$$\Delta Q = Q_{д\setminus з} - Q_{п/з} \quad (5.2)$$

де:

$\Delta Q$  – об’єм скорочення витрат;  $Q_{д\text{в}}$  – кількість енергоресурсів, яка була використана за останній календарний рік експлуатації;  $Q_{п\text{в}}$  - розрахункова кількість енергоресурсів при впровадженні заходу енергоефективності.

Для можливості прийняття рішення щодо ефективності інвестицій по проєкту, було проаналізовано чинники, які вплинуть на економічний ефект при реалізації проєкту. Результати однієї із КС показано у табл. 5.1. Для проведення розрахунків ціни на енергоресурси взято із [137, 163].

Таблиця 5.1 – Основні техніко-економічні показники проєкту, які вплинуть на його ефективність по КС №2

№	Найменування	Одиниці виміру	Значення за 2019 рік
<b>1</b>	<b>Експлуатаційні характеристики проєкту</b>		
1.1	Напрацювання КС в опалювальний період	доба	40
1.2	Напрацювання КС за рік	доба	64
1.3	Кількість газу потрачена на роботу котельні	м <sup>3</sup> /рік	192983
1.4	Споживання електроенергії підігрівачами оливи	кВт/год	15
1.5	Споживання електроенергії двигунами вентиляторів	кВт/год	22
<b>2</b>	<b>Показники ефективності проєкту</b>		
2.1	Кількість зекономленої електроенергії підігрівачами оливи	кВт\год	23040
2.2	Кількість зекономленої електроенергії двигунами вентиляторів	кВт\год	21120
2.3	Кількість зекономленого газу на роботу котельні	м <sup>3</sup>	42648,2
2.4	Середня ціна електроенергії	кВт/год/грн	2,5
2.5	Середня ціна газу	м <sup>3</sup> /грн	9,2
<b>3</b>	<b>Економічні характеристики проєкту</b>		
3.1	Вартість зекономленого газу на роботу котельні	грн.	392363,2
3.2	Вартість зекономленої електроенергії	грн.	108192,0
3.3	<b>Економічний ефект від заходу всього</b>	<b>тис. грн.</b>	<b>500,6</b>

Провівши таким чином аналіз роботи по усім семи КС було виведено ймовірний економічний ефект від впровадження проєкту табл. 5.2.

Для реалізації проєкту було вибрано дві КС із найбільшим потенціалом економічного ефекту, це КС №3 та КС №6. Ці КС є ключовими при транспортуванні газу у даному напрямку, крім того вони переобладнанні для

роботи у реверсному напрямку перекачки газу. Тому ймовірність їх роботи набагато вища порівняно із іншими КС.

Таблиця 5.2 – Розрахований економічний ефект у разі впровадження заходу енергоефективності за 2019 рік.

Компресорна станція	КС №1	КС №2	КС №3	КС №4	КС №5	КС №6	КС №7
Розрахований середній економічний ефект за 2019 рік (тис. грн.)	8,8	500,6	1114,0	345,6	469,2	1702,8	426,0

## 5.2 Моделювання економічного ефекту та періоду окупності проєкту за чинними в ГТС методиками

Згідно Методики період окупності витрат визначають відношенням одноразових витрат (вартість капіталовкладень) до економії (економічного ефекту), отриманої від заходу енергоефективності:

$$C_o = I/E_p \quad (5.3)$$

де: I – інвестиції у проєкт грн,  $E_p$  – середній економічний ефект за грн\рік.

Термін окупності по КС №3 та КС №6 буде:

$$C_{КС\№3+КС\№6} = (2600+2600)/(1114,0+1702,8) \approx 1,8 \text{ роки}$$

А загальний економічний ефект, тобто сума зекономлених коштів, за 5 років складе майже 14,1 млн. грн.

Чиста приведена вартість NPV є прибутком від проєкту за вирахуванням вартості грошей і доплати за ризик. Математично NPV є сумою дисконтованих грошових потоків проєкту. Чиста приведена вартість розраховується з використанням прогнозованих грошових потоків, пов'язаних з планованим інвестиційним проєктом, за такою формулою:

$$NPV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} = \sum_{t=0}^n \frac{CF_{1t}}{(1+r)^t} \quad (5.4)$$

де:



$CF_t$  – чистий грошовий потік з урахуванням інвестицій;  $r$  – ставка дисконтування;  $n$  – порядковий номер періоду грошового потоку з моменту початку реалізації проєкту.

В нашому випадку, чистими грошовими потоками від проєкту є сума коштів, зекономлених за рахунок зменшення споживання газу та електроенергії, за вирахуванням суми інвестицій.

Дисконтований термін окупності  $DPB$  досліджуваного інвестиційного проєкту показує за який період часу інвестиційні витрати будуть покриті за рахунок зекономленої суми коштів, приведеної до теперішнього моменту та визначається за формулою:

$$\sum_{t=1}^n DCF_{0,t} = \sum_{t=1}^n I_t, \quad (5.5)$$

де:  $DCF_{0,t}$  – дисконтований грошовий потік в період  $t$ ;  $I_t$  - сума інвестицій в період  $t$ .

Згідно розрахунків, дисконтований термін окупності проєкту складає 2,2 роки, а дисконтований грошовий потік за 5 років (загальний економічний ефект) – 5,7 млн. грн. рис.4.2. Таким чином, розрахунок за даною методикою показав збільшення терміну окупності проєкту на 0,4 роки та зменшення економічного ефекту на 8,4 млн. грн. порівняно із розрахунками за попередньою методикою затвердженою в ГТС України.



Рисунок 5.1– Дисконтований грошовий потік (NPV) проєкту за 5 років.

Недоліками чинної Методики в ГТС України та Методу дисконтування грошових потоків є те, що вони не враховують чинників (ризиків), які можуть виникнути під час експлуатації проєкту енергоефективності та будуть впливати на його ефективність, зокрема:

- 1) не враховується зміна вартості енергоресурсів для розрахунку економічного ефекту;
- 2) не враховується прогнозована кількість діб роботи КС;
- 3) не враховується коливання кількості газу спожитого котельнею за період експлуатації заходу енергоефективності;

Крім того обидві Методики передбачають точкове значення строку досягнення економічного ефекту, а з погляду математичного моделювання ймовірність досягнення точкового прогнозованого значення прямує до нуля. Тобто, твердження, що запланований економічний ефект буде досягнуто за конкретний термін, у переважній більшості випадків не досягне.

Таким чином, можна стверджувати, що в умовах постійних змін та факторів невизначеності, точно спрогнозувати показники проєкту та вартість зекономлених енергоресурсів – неможливо. А невизначеність та зміни спричиняють ризики, які можуть з певною вірогідністю призвести до тих чи інших втрат.

### **5.3 Моделювання економічного ефекту та періоду окупності проєкту за методом математичного моделювання Монте-Карло**

Для вибору методу оцінки вартості проєкту визначимо основні ризики, які можуть впливати на показники економічної ефективності інвестиційного проєкту, до таких можна віднести:

- 1) коливання кількості діб напрацювання компресорної станції за рік;
- 2) коливання кількості діб напрацювання компресорної станції в опалювальний період;
- 3) коливання вартості природного газу;
- 4) коливання вартості електроенергії;

5) коливання обсягів споживання природного газу котельнею.

Перші два ризики є дискретними, тобто ризики на які можливо вплинути шляхом прийняття відповідних управлінських рішень. Напрацювання КС залежить від завантаження ГТС в цілому та режиму роботи, який визначається, на основі аналізу ефективності роботи, центральним диспетчерським управлінням.

Інші три ризики належать до безперервно – невизначених так як полягають у зміні ринкових чинників (ціни на енергоресурси) та погодних умов (споживання газу котельнею).

Спираючись на класифікацію методів оцінки вартості та інвестиційної привабливості проєктів досліджуваний проєкт має низький рівень дискретних ризиків та високий рівень безперервно – невизначених ризиків. Тому для оцінки ризиків та можливостей аналізування їх впливу на показники ефективності інвестиційного проєкту було вибрано метод імітаційного моделювання Монте-Карло див. рис. 1.2.

Моделювання за методом Монте-Карло дозволяє отримати розподіл ймовірностей можливих значень показників NPV та терміну окупності проєкту [172].

Для імітаційного моделювання ризиків, по досліджуваному інвестиційному проєкту для кожного із визначених ризик-факторів визначаємо його «базове значення». Далі, за допомогою методу експертних оцінок, вказуємо відповідні діапазони відхилень від базового значення (відхилення по ризику «-», відхилення по ризику «+»), табл. 5.3.

Коливання вартості природного газу та електроенергії залежить від цін на світовому ринку енергоресурсів. Середню ціну газу було закладено в діапазоні (-10% до 50%) так як аналіз цін за 3 роки показав, що середня ціна газу коливалась від 11,85 грн\м<sup>3</sup> у 2018 році до 5,5 грн\м<sup>3</sup> у березні 2020 року. Вірогідність того, що ціна газу продовжить знижуватись є невисокою так як вона майже досягла свого мінімуму. Середню ціну електроенергії було закладено в діапазоні (-10% до 30%). Аналіз цін за 3 роки показав стійке зростання ціни, тому вірогідність коливання ціни в більшу сторону є вищою.

Коливання кількості діб напрацювання компресорної станції у опалюваний період та за поточний рік в цілому залежить від режиму роботи ГТС. Напрацювання компресорної станції було закладено в діапазоні (-10% до 20%). Коливання вірогідності у більшу сторону пов'язано із тим, при плануванні режиму роботи ГТС диспетчерське управління буде надавати перевагу роботі саме цих КС, так як завдяки реалізації проєкту їх робота буде більш енергоефективною. Стабільність обсягу транспортування газу ГТС закладена у контракті із Газпромом.

Таблиця 5.3 – Ризик-фактори та діапазони відхилень від їх базових значень.

Ризик-фактор	Од. вим.	Відхилення по ризику "-"	Відхилення по ризику "+"	Мінімум	Базове значення	Максимум
Середня ціна газу	грн/м <sup>3</sup>	-10%	50%	5,7	<b>6,4</b>	9,5
Середня ціна е/е	грн/кВт*год	-10%	30%	2,5	<b>2,8</b>	3,7
Споживання газу котельнею КС3	тис. м <sup>3</sup>	-10%	10%	122	<b>136</b>	150
Споживання газу котельнею КС6	тис. м <sup>3</sup>	-10%	10%	155	<b>172</b>	189
Напрацювання КС3 в опалювальний період	діб	-10%	20%	97	<b>108</b>	130
Напрацювання КС3 за рік	діб	-10%	20%	225	<b>250</b>	300
Напрацювання КС6 в опалювальний період	діб	-10%	20%	131	<b>145</b>	174
Напрацювання КС6 за рік	діб	-10%	20%	253	<b>281</b>	337

Коливання обсягів споживання природного газу котельнею, залежить від середньої температури повітря у опалювальний період. Споживання природного газу котельнею закладено в діапазоні (-10% до 10%) так як прорахувати його майже не можливо.

Це дозволяє сформувати діапазон допустимих значень для кожного з ризик-факторів («мінімальне значення», «максимальне значення»), рис. 5.2.



Рисунок 5.2 – Ризик-фактори та діапазони відхилень від їх базових значень.

Далі за допомогою спеціалізованого програмного додатку ModelRisk, інтегрованого в Excel, для кожного ризик-фактору ми задаємо функцію розподілу ймовірностей PERT. Саме даний вид розподілу був вибраний з огляду на те, що він призначений для формування математичних моделей експертних оцінок, де задається «мінімальне», «базове» (тобто найімовірніше) та «максимальне» значення у вигляді припущень експертів. Типовий графік PERT-розподілу показаний на рисунку 5.3, де по осі X вказані значення показника в діапазоні від 0 до 50, по осі Y – величина ймовірності в діапазоні від 0 до 10%.

Графіки розподілу ймовірностей (PERT-розподіл), які були змодельовані додатком ModelRisk для ризик-факторів «Середня ціна газу» показані на рис. 5.4. По осі X вказано ймовірні значення ризик-фактору, а по осі Y – ймовірність кожного зі значень, виражена у частках (0.01=1%).

Наприклад, діапазон ймовірних значень для ризик-фактору «Середня ціна на газ» складає від 5,7 до 9,5 тис. грн./м<sup>3</sup>. І відповідно ймовірність того, що ціна буде нижчою за 5,9 тис. грн./м<sup>3</sup> складає 5%, нижчою за 7,99 тис. грн./м<sup>3</sup> – 95% і т.д.

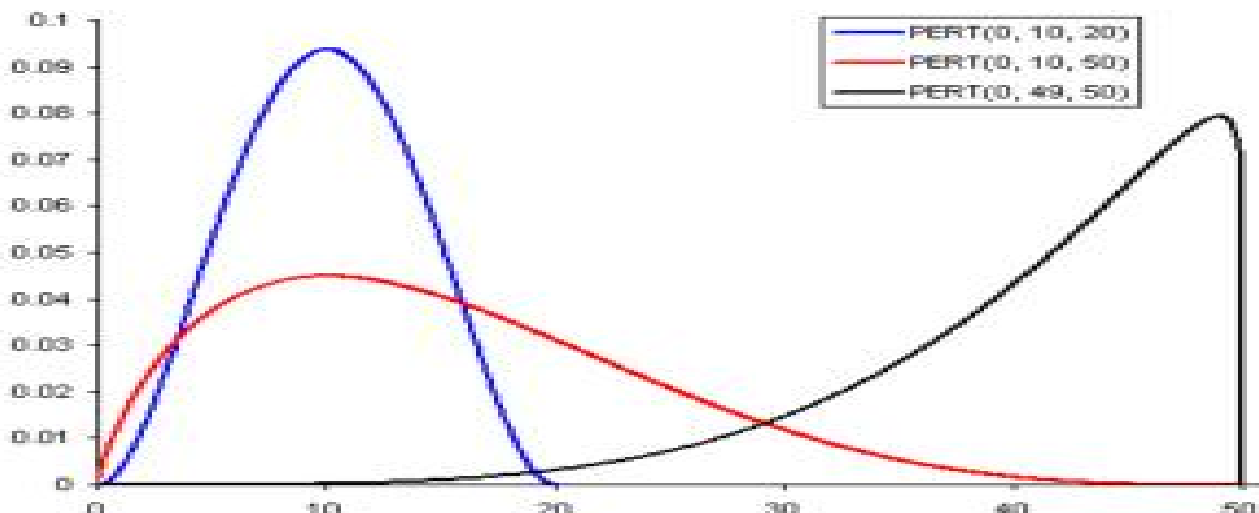


Рисунок 5.3 – Графік функції розподілу ймовірностей PERT для імітаційного моделювання ризик-факторів.

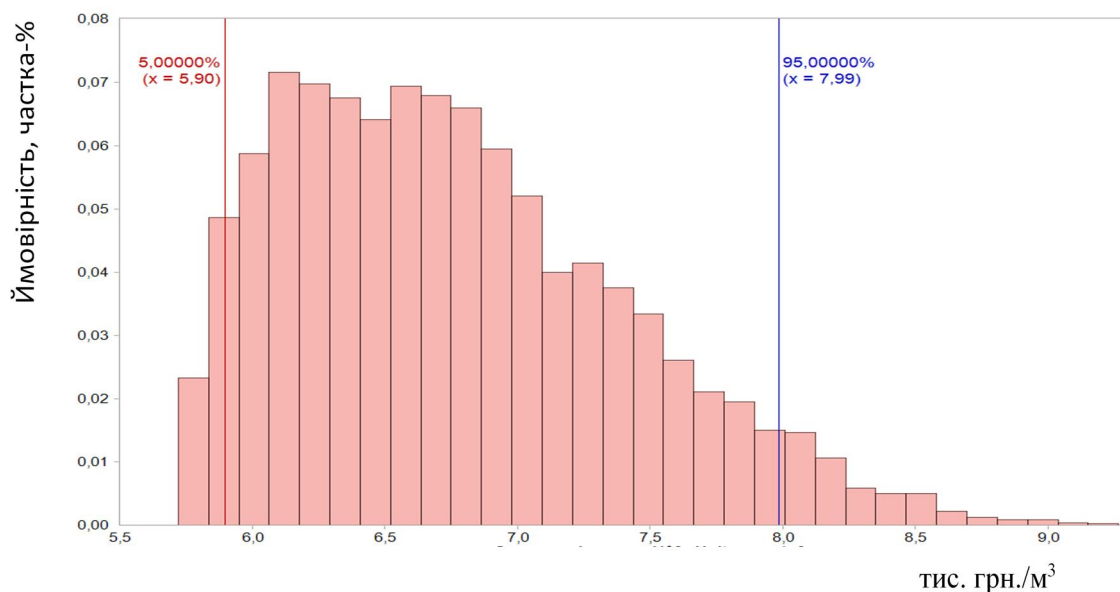


Рисунок 5.4 – PERT-розподіл для ризик-фактору «Середня ціна газу»

Згідно отриманих результатів розподілу ймовірностей можливих значень показника NPV проєкту (рис.5.5, по осі X вказано ймовірні значення NPV, а по осі Y – ймовірність кожного зі значень), ми можемо зробити наступні висновки:

- ймовірність того, що сукупно за 5 років показник NPV проєкту становитиме 5,7 млн. грн. складає 0% (значення NPV що вище за 5,7 не попадає в

даний діапазон ймовірностей, що свідчить про ризиковано оптимістичні результати розрахунків за попередніх методик);

- ймовірність того, що сукупно за 5 років показник NPV проєкту буде більшим ніж 3,48 млн. грн. складає 5% ;
- ймовірність того, що сукупно за 5 років показник NPV проєкту буде в діапазоні від 1,38 до 3,48 млн. грн. складає 90%.

Результати розрахунку показують, що моделювання за методом Монте-Карло дає набагато більш повне уявлення про вплив ризиків на фінансовий результат проєкту. При прийнятті рішень, це дозволяє судити не тільки про те, до яких наслідків можуть призвести ризики, але і про те, наскільки ймовірними вони є.

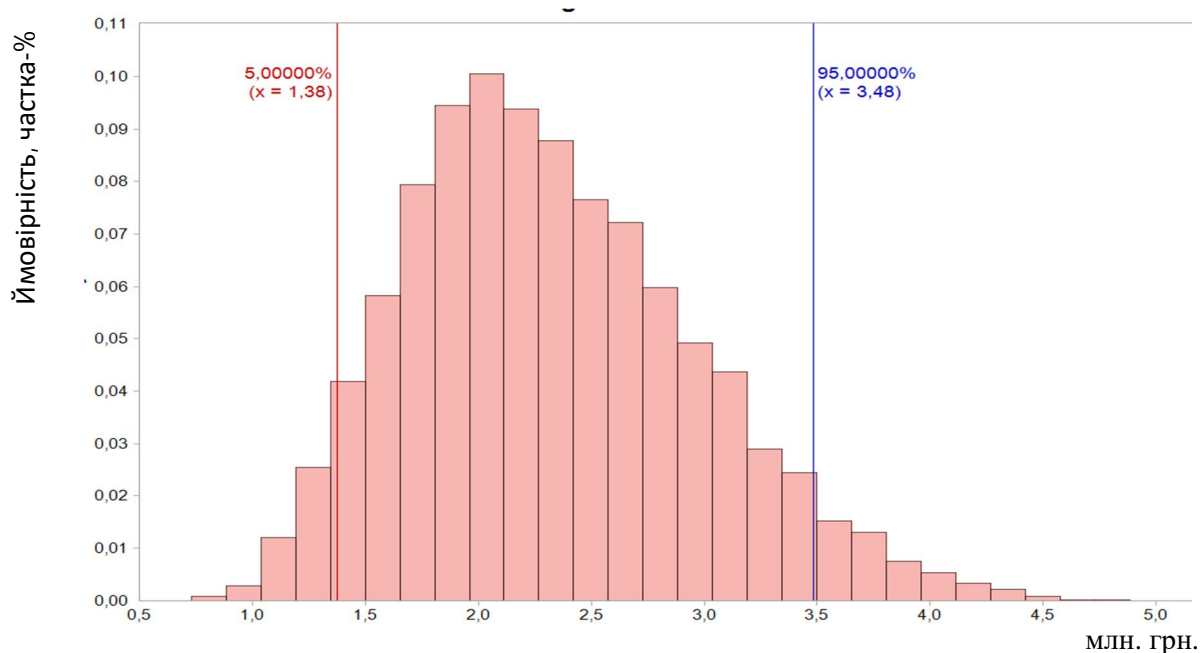


Рисунок 5.5 – Моделювання методом Монте-Карло показника NPV проєкту

Аналогічно, за допомогою методу Монте-Карло проаналізовано показник окупності проєкту (рис. 5.6, по осі X вказано ймовірні значення терміну окупності проєкту, а по осі Y – ймовірність кожного зі значень):

- ймовірність того, що проєкт окупиться менш, ніж за 2,2 роки складає близько 0,04% (що свідчить про занадто ризиковано оптимістичні результати

розрахунків попередніх методик, де термін окупності складав 1,8 та 2,2 роки відповідно);

- ймовірність того, що проєкт окупиться за 3,8 років, складає близько 95%;

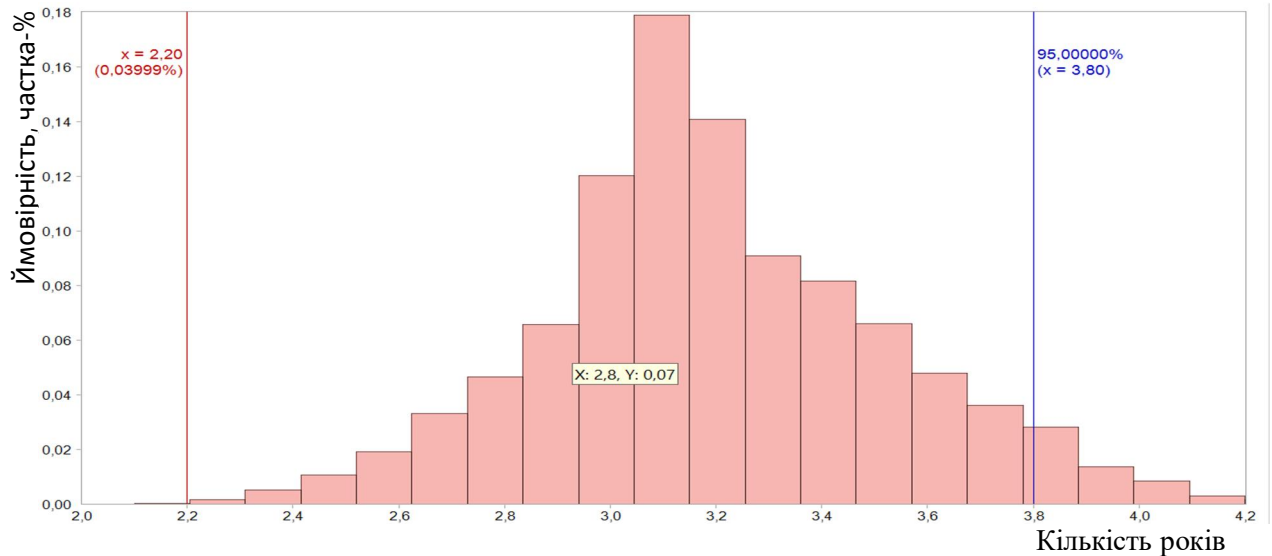


Рисунок 5.6 – Моделювання методом Монте-Карло показника терміну окупності проєкту

Як правило, в інвестиційному проєктуванні на першому етапі також проводиться аналіз чутливості.

Аналіз чутливості (sensitivity analysis) - метод кількісного аналізу ризиків і моделювання, який використовується для визначення ризиків з найбільшим можливим впливом на проєкт. Аналіз чутливості дозволяє менеджерам оцінювати, наскільки показники ефективності проєкту реагують на зміни перемінних, які використовуються для її обчислення. При проведенні аналізу чутливості варіюється одна з обраних для аналізу перемінних при фіксуванні інших перемінних на рівні базових значень. Використання аналізу чутливості дозволяє виявити змінні, які є найбільш критичними з точки зору впливу на ефективність проєкту, і то, при якій зміні перемінних проєкт стане неефективний. Відображення



результатів аналізу чутливості може бути представлено у вигляді діаграми "торнадо".

Для побудови цієї діаграми необхідно зробити кілька послідовних кроків:

1) відібрати основні параметри, по відношенню до яких буде проводитися аналіз чутливості NPV (в нашому випадку це ризики інвестиційного проєкту табл.5.3);

2) експертним способом оцінити, в якому діапазоні можуть реально знаходитися ці параметри: які їхні максимальні і мінімальні значення (табл.4.3);

3) для максимального і мінімального значення кожного з обраних параметрів знайти відповідну зміну NPV, припускаючи, що всі інші параметри є постійними, зафіксувавши їх на рівні проєктованих значень;

4) побудувати вертикальну діаграму, на якій відобразити ці зміни NPV по кожному з обраних параметрів. Факторні зміни NPV розташовуються так, щоб ті параметри, за якими зміна NPV максимально, перебували у верхній частині діаграми, а за якими мінімально – в нижній.

Діаграма Торнадо – це гістограма, в якій параметри розміщені вертикально, замість стандартного горизонтального положення, і впорядковані так, що найбільший рядок знаходиться у верхній частині діаграми, другий за величиною – у другій частині зверху і так далі. Діаграма прийме лійкоподібну форму і за зовнішнім виглядом буде дійсно нагадувати торнадо. Це один з типових способів візуалізації результатів аналізу чутливості, корисний при порівнянні відносної важливості змінних, що володіють високим ступенем невизначеності, з іншими, більш стабільними, змінними.

У верхній частині діаграми будуть знаходитися ті параметри і фактори ризику, які мають найбільший вплив на показники ефективності проєкту та найбільше впливають на NPV проєкту.

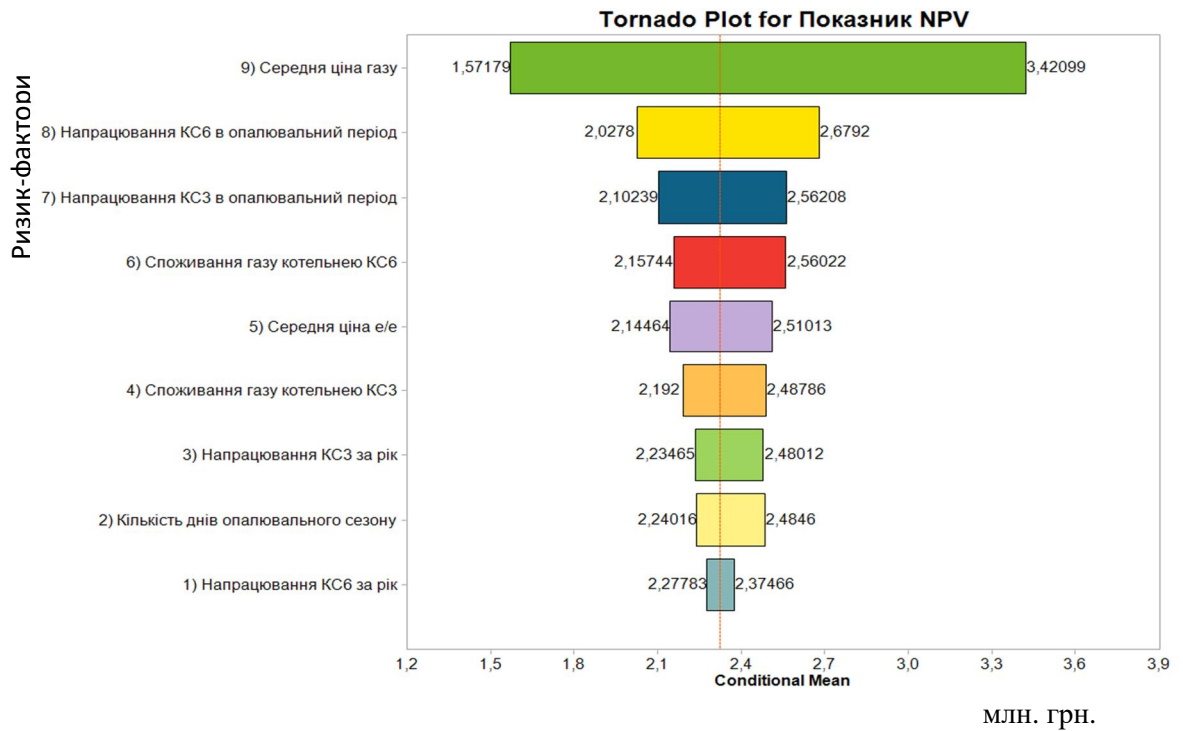


Рисунок 5.7 – Діаграма Торнадо для показника NPV проєкту

Діаграма Торнадо (рис.5.7, по осі X вказано ймовірні значення NPV проєкту, а по осі Y – ризик фактори проєкту) показує, що найбільш впливовими ризик-факторами є ціна на газ та напрацювання в опалювальний період КС3 та КС6. Також діаграма Торнадо дозволяє кількісно оцінити їх вплив на показники ефективності проєкту. Наприклад, при визначених ризиках щодо зміни ціни на газ, відхилення показника NPV від базового значення (-0.5 млн. грн.) може бути в діапазоні від -1.492 до 0.415 млн. грн. Це і є діапазон невизначеності показника NPV в залежності від ризиків зміни ціни на газ в період реалізації проєкту.

## Висновки до розділу 5

В результаті проведеного аналізу щодо застосування різних підходів та методик оцінки ефективності проєктів, можемо зробити наступні висновки:

1. Обґрунтування ефективності проєктів, що базуються на детермінованих розрахунках показників проєкту в статичних межах (наприклад, в середньому за рік) – морально застаріла методика, яка звужує погляд, обмежує мислення та

призводить до хибних оцінок в процесі прийняття рішень щодо доцільності реалізації проєкту.

2. Методика бізнес-планування, яка враховує фактор зміни вартості грошей у часі, дозволяє проаналізувати та оцінити показники ефективності проєктів в динаміці (зі зміною у часі). Проте дана методика базується на розрахунках точкових значень та не враховує вплив змінних факторів та ризиків на показники ефективності проєкту.

3. Мислення діапазонами дозволяє розглянути проєкт, через призму ймовірного розподілу можливих значень показників ефективності проєкту. Метод Монте-Карло дозволяє виконати імітаційне моделювання ризиків та максимально достовірно спрогнозувати майбутню ефективність проєкту в залежності від змінних факторів (ризиків).

Застосування методу Монте-Карло дозволяє проаналізувати всі можливі наслідки рішень в ході реалізації проєкту і оцінити вплив ризиків на показники ефективності проєкту, що забезпечує більш високу ефективність прийняття рішень в умовах невизначеності.

## ВИСНОВКИ

На основі проведених досліджень процесів керування ефективним використанням паливно-енергетичних ресурсів газотранспортного підприємства, вирішено важливу науково-технічну задачу у визначенні напрямків та розробленню заходів для зменшення енергоємності ГТС України. В результаті проведених теоретичних та експериментальних досліджень одержано такі основні результати:

1. Встановлено, що зменшення геометричного об'єму порожнини трубопроводів за рахунок відкладів призведе до похибок в оцінці кількості газу в газопроводі. За допомогою математичного моделювання показано вплив нестационарності на точність оцінки кількості рідини в газопроводі і встановлено, що нестационарність процесу призводить до завищеної оцінки маси газу в газопроводі. Визначено похибку обчислення маси газу та значення критерію нестационарності для кожного з моментів часу нестационарного процесу.

2. Упровадження у виробництво корпоративної системи цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу в ТОВ «Оператор ГТС України» дало змогу:

- виявити та усунути перевитрати газу котельнями;
- на основі аналізу енергоспоживання ставити конкретні енергетичні цілі перед підприємством;
- графічно моделювати ефективність використання енергоресурсів та наглядно показувати ефективність використання їх;
- в режимі реального часу визначити технічний стан котла на основі залежності його ККД від витрати газу.

3. На основі аналізу нормативних документів та фізико-хімічних властивостей транспортованого природного газу визначено оптимальну температуру газу на виході із ГРС. Моделювання роботи ГРС із проектними вихідними тисками та оптимальною температурою показали значний потенціал підвищення енергоефективності під час роботи підігрівачів газу. Приведення температури газу

на виході із ГРС до оптимальної дало змогу на 27% зменшити використання газу вогневими підігрівачами газу.

4. Доведено можливість та ефективність використовувати надлишкове тепло із системи охолодження оливи ГПА для опалювання приміщень КС встановленням теплообмінників. Упровадження цієї технології у підрозділах ГТС України дасть змогу скоротити використання покупних енергетичних ресурсів.

5. Використовуючи різні методики оцінювання ефективності впровадження проєкту з відбирання тепла із лінії АПО оливи на КС доведено його ефективність та переваги методу математичного моделювання Монте-Карло, який дає змогу виконати імітаційне моделювання ризиків та максимально достовірно спрогнозувати майбутню ефективність проєкту залежно від змінних чинників (ризиків).

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про відокремлення діяльності з транспортування природного газу та забезпечення діяльності оператора газотранспортної системи: Постанова Кабінету Міністрів України від 18.09.2019 №840.
2. Газовий старт 2020 URL:<https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/2849463-gazovij-start2020-novij-kontrakt-evropejski-pravila-i-visi-cini.html>. (дата звернення: 15.07.2020).
3. Обсяги використання газу URL: <http://www.naftogaz.com>. (дата звернення: 17.08.2020).
4. Переосмислюючи стратегію розвитку: Національна доповідь з питань реалізації державної політики у сфері енергоефективності за 2010-11 роки. *Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України*. 2012. 25 с.
5. Мазур І. Енергоємність валового внутрішнього продукту України: передумови зниження. *Вісник THEU*. 2012. № 1. С. 64-72.
6. Інтенсивність використання енергії на одиницю ВВП URL :<https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-energy-intensity-gdp-data.html> (дата звернення: 15.11.2019).
7. Гелетуха Г.Г., Желєзна Т.А., Праховнік А.К. Аналіз енергетичних стратегій країн ЄС та світу і ролі в них відновлюваних джерел енергії: Аналітична записка БАУ. 2015. № 13 URL: <http://www.uabio.org/img/files/docs/uabio-position-paper-13-ua.pdf>. (дата звернення: 15.11.2019).
8. Оцінка ефективності реалізації державної політики у сфері ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів (період 1997-2007 рр.). URL: <http://www.is.svitonline.com/sukhodolya/necessary/NazBezrp.htm>. (дата звернення: 15.11.2019).
9. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 № 1071.

10. Гораль Л.Т., Мілевська В.І. Проблеми енергозбереження газотранспортних підприємств в умовах кризи. *Вісник ІФНТУНГ*. 2009. №3(21). С.136—139.
11. Побігун С.А., Мельничук І.В., Побігун О.В. Аналіз динаміки та передумов зниження показника енергомісткості в економіці України. *Економіка та управління національним господарством*, 2017.№12. С. 48-54.
12. Побігун С.А., Мельничук І.В. Особливості формування інформаційної бази для прогнозування обсягів споживання природного газу в Україні. *Стратегічно-інноваційний розвиток суб'єктів економічної системи в умовах глобалізації*. Матеріали I Міжнародної науково-практичної Інтернетконференції. Кременчук, 16–18 листопада. 2016. С. 28-35.
13. СКМ проаналізувала енергоефективність регіонів. Одеса - у лідерах, Київ - не в списку: Українська технічна газета. URL: [http:// eUTG.net](http://eUTG.net). (дата звернення: 26.05.2020).
14. Енергетична стратегія України на період до 2035 р. Розпорядження КМУ від 18 серпня 2017 р. № 605-р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/ua/npas/250250456>. (дата звернення: 26.05.2020).
15. Sixth “Energy Transition” Monitoring Report “the Energy of the Future URL:<https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zurenergiewende-langfassung.html>. (дата звернення: 18.05.2020).
16. The Danish Government (2011), Energy Strategy 2050 - from coal, oil and gas to green energy, URL: [http://www.danishwaterforum.dk/activities/Climate%20change/Dansk\\_Energistrategi\\_2050\\_febr.2011.pdf](http://www.danishwaterforum.dk/activities/Climate%20change/Dansk_Energistrategi_2050_febr.2011.pdf). (дата звернення: 17.05.2020).
17. Проєкт Концепції «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 року. URL: <https://www.ntseu.net.ua/stories/547-concept-2050>. (дата звернення: 26.05.2020).
18. Моніторинг реалізації енергетичної стратегії України на період до 2035 р URL: <https://www.oecd.org/eurasia/competitiveness-programme/eastern->

[partners/Monitoring-the-energy-strategy-Ukraine-2035-UKR.pdf](#). (дата звернення: 17.05.2020).

19. Дані та статистика URL: <http://www.iea.org/statistics>. (дата звернення: 26.05.2020).

20. Діак І. Газова промисловість в Україні: крізь терни проблем до стабільного зростання. *Нафтова і газова промисловість*. 2003. № 5. С. 3-4.

21. Жидкова М.О. Проблема оцінювання економічної ефективності трубопровідного транспортування газу. *Нафтова і газова промисловість*. 2000. № 4. С. 37-39.

22. Саприкін В. Майбутнє газотранспортної системи України: орендувати не можна приватизувати: *Дзеркало тижня*. 2000. 23 груд. № 26 С.5

23. Саприкін В. Паливно-енергетичний комплекс України: готовність до Євроінтеграції: *Дзеркало тижня*. 2002. № 39. С.8.

24. Тарнавский В. Европейские модели для газового рынка Украины: *ТЭК*. 2008. № 12. С. 64-67.

25. Моніторинговий звіт про просування України у виконанні угоди про асоціацію з ЄС у сферах енергетики та довкілля.- 2019. URL: [http://enref.org/wp-content/uploads/2019/10/Monthly-August\\_rs.pdf](http://enref.org/wp-content/uploads/2019/10/Monthly-August_rs.pdf). (дата звернення: 26.01.2020).

26. Основні події на ринку природного газу URL: <http://naftogaz-europe.com/article/ua/tranzitprirodnogogazuteritoriejuukrainiu2019roci>. (дата звернення: 26.01.2020).

27. Використання природного газу в Україні у 2019 році. URL: [http://naftogaz-europe.com/article/ua/vikoristannjaprirodnogogazuvukrainiu2019\\_roci](http://naftogaz-europe.com/article/ua/vikoristannjaprirodnogogazuvukrainiu2019_roci). (дата звернення: 12.01.2020).

28. Гораль Л.Т. Реструктуризація газотранспортної галузі – одна з умов покращення економічного стану України. *Економіка і ринок: облік, аналіз, контроль*. Тернопіль, 2007. №16. С. 61-66.

29. Гораль Л.Т., Степ'юк М.Д., Порада Я.Р. Ремонт, модернізація та реконструкція компресорних станцій як запорука стабільної роботи ГТС України. *Нафтова і газова промисловість*. 2008. №4. С.52-54.



30. Гораль Л.Т. Обґрунтування необхідності проведення технічної реструктуризації газотранспортної галузі. *Наукові праці Кіровоградського національного технічного університету. Економічні науки*. 2010, № 18. С. 248-255.
31. Гораль Л.Т., Мілевська В.І., Метошоп І.М., Степ'юк М.Д. Ефективність використання енергоресурсів у магістральному транспорті газу. *Формування ринкових відносин в Україні. Збірник наукових праць*. 2010. №12(115). С. 139-144.
32. Коваль Р.І. Економія паливно-енергетичних ресурсів в УМГ «Львівтрансгаз». *Інформаційний огляд ДК «Укртрансгаз»*. – 2005.-№4. С.85-91.
33. Колодяжний В.В., Дубровський В.В., Старовойтов В.Г. Комплекс інвестиційних проектів з економії енергоресурсів в газотранспортній системі України. *Нафтогазова енергетика*. 2007. № 2(3). С. 39 - 45.
34. Говдяк Р. М. Підвищення енергоефективності газотранспортної системи. *Трубопровідний транспорт*. - 2011. №5(71). С. 18 - 21.
35. Маргасов Д.В. Критерій оцінки ефективності енергоощадного проекту. *Науковий вісник ЧДДЕУ*. 2013. № 1 (17).С.93-100.
36. Трофімчук В.І. Наш вибір інтеграція. *Науково-виробничий журнал Охорона Праці*. 2015. №5. С. 18-24.
37. Сертифікація ГТС URL: <http://utg.ua/utg/about-company/sertifikaciya.html>. (дата звернення: 26.07.2019).
38. I.V. Rybitskyi, A.P. Oliynyk, A.V. Yavorskyi, O.M. Karpash, M.O. Karpash, V.S. Tsykh, M.B. Slobodyan. Impact Assessment of Non-Technological Fluid Accumulations in the Cavity of an Existing Gas Pipeline on the Energy Efficiency of Its Operation. *PHYSICS AND CHEMISTRY OF SOLID STATE*. V. 20, № 4 (2019) p. 457-466. Vasyl Stefanyk Precarpathian National University. ISSN 1729-4428. УДК 622.691.4, 620.179.17. DOI: 10.15330/pcss.20.4.457-466. <http://journals.pu.if.ua/index.php/pcss/issue/view/233>.
39. Крушневич С.П., Пятничко А.И., Жук Г.В., Солтаниберешне М.А. Использование перепада давления на газораспределительных станциях, для производства электрической энергии в периоды пиковых нагрузок. *Энерготехнологии и ресурсосбережение.*, 2016. №4. С. 14-19.

40. Розгонюк В.В., Руднік А.А., Коломєєв В.М., Григіль М.А., Болокан О.О., Хачікян Л.А., Герасименко Ю.М. Довідник працівника газотранспортного підприємства. Київ. Росток, 2001. 322 с.
41. L. J. Sullivan, "Indirect Heater," U. S. Patent, Ed. United State, 1971, p. 5.
42. Rezaei, Mohammad & Farzaneh-Gord, Mahmood & Arabkoohsar, Ahmad & Deymi Dasht-bayaz, Mahdi. Reducing Energy Consumption in Natural Gas Pressure Drop Stations by Employing Solar Heat /World Renewable Energy Congress – Sweden, 8–13 May. 2011. P. 56-61.
43. I. Andrei, T. Valentin, T. Cristina, T. Niculae Recovery of wasted mechanical energy from the reduction of natural gas pressure Procedia Eng., 69 (2014), pp. 986-990.
44. Saham Salari, Koorosh Goudarzi Heat transfer enhancement and fuel consumption reduction in heaters of CGS gas stations / Case Studies in Thermal Engineering, September 2017. P. 641-649
45. Башмаков И.А. Энергоэффективность в контексте экономического развития и модернизации. *Энергосбережение*. 2011. № 2. С. 4–8.
46. Єрмілов С.Ф., Геєць В.М., Ященко Ю.П., Григоровський В.В., Лір В.Е. Енергоефективність як ресурс інноваційного розвитку. *Про стан та перспективи реалізації державної політики енергоефективності у 2008 році / та ін. : Національна доповідь – К., НАЕР, 2009. 93 с.*
47. Коробко Б. Концепція стратегії довгострокового розвитку паливно-енергетичного комплексу України. Режим доступу :<http://www.kar.net/res.ua>. (дата звернення: 12.09.2019).
48. Перминов Э.М. Нетрадиционная электроэнергетика: состояние и перспективы развития. *Энергетик*. 1996. № 5. С.10–11.
49. Мартинова О.Б. Можливі варіанти заміни теплових джерел енергії нетрадиційними. *Аграрний вісник причорномор'я*. № 78. 2015. С. 46-52.
50. Агаркова А.М., Шишко Г.Г. Рациональное использование топливноэнергетических ресурсов при эксплуатации теплиц. *К.: Будівельник*. 1985. С. 120-125.

51. Shang T., Zhang K., Liu P., Chen Z., Li X., Wu X. What to allocate and how to allocate? Benefit allocation in Shared Savings Energy Performance Contracting Projects. *Energy*. 2015. № 91. P. 60–71.
52. Mathew P., Kromer J. S., Sezgen O., Meyers S. Actuarial pricing of energy efficiency projects: lessons foul and fair // *Energy Policy*. 2005. № 33. 10. С. 1319–1328.
53. Цюцюра С.В. Управління інноваційними проектами модернізації підприємств енергоємних галузей: монографія. - К.: Науковий світ, 2007. 225 с.
54. Ратушняк Г.С. Ратушняк О.Г. Управління проектами енергозбереження шляхом термореновації будівель: навч. посіб. *ВНТУ*, Вінниця 2006. 106 с.
55. Праховник А.В, Соловей. А.И., Прокопенко В.В. Энергетический менеджмент.– К.:*IEENTYU «КПИ»*, 2001. 472 с.
56. Бушуев С.Д., Бушуева Н.С. Управление проектами: основы профессиональных знаний и система оценки компетентности проектных менеджеров (National Competence Baseline, NCB UA Version 3.1) [2-е изд.]. - К.: *ІРІ-ДІУМ*, 2010. 208 с.
57. Меркушов В.Т. Методологія техніко-економічної оцінки проектів термореновації житлових будинків, які будуються: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук, - Дніпропетровськ, 2000. 20 с.
58. Поколенко В.О. Критеріальні та організаційні основи формування циклу будівельних інвестицій на інноваційних засадах: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня докт. техн. наук: 05.23.08. Київ, 2004. 39 с.
59. Польшаков В.І. Ткаленко Н.В. Інвестиційний менеджмент: навч. посіб. для студ. вузів. Київ, 2009. 172 с.
60. Пономаренко Л.А. Комп'ютерні технології управління інноваційними проектами: підручник. Київ, 2001. 423 с.
61. Рач В.А. Россошанська О.В., Медведєва О.М. Управління проектами: практичні аспекти реалізації стратегій регіонального розвитку: навч. посіб.; за ред. В.А. Рача. – К.: К.І.С., 2010. 276 с.
62. Тесля Ю.М. Введение в интроформатику природы: монография. Київ. 2010. 255 с.

63. 16. Тян Р.Б. Холод Б.І., Ткаченко В.А. Управління проектами: навч. посіб.; Дніпропетровська академія управління, бізнесу та права, Дніпропетровськ. 2000. 224 с.
64. Теліженко О.М., Вакуленко І.А, Мирошніченко Ю.О. Методичні підходи до оцінки соціо-еколого-економічної ефективності інвестиційних проектів з енергозбереження. *Енергосбереження Енергетика Енергоаудит*. 2014. №11(130). С.40-51.
65. Табунщиков Ю.А. Ливчак В.И., Гагарин В.Г., Шилкин Н.В. Пути повышения энергоэффективности эксплуатируемых зданий. *АВОК*. 2009. №.5. С. 38-48.
66. Табунщиков Ю.А. Бродач М.М., Шилкин Н.В. Энергоэффективные здания. *АВОК- ПРЕСС*, Москва. 2003. 200 с.
67. Дмитриев А.Н. Управление энергосберегающими инновациями. *АСВ*, Москва. 2001. 314 с.
68. Osborn A. Saving Energy by Raising Awareness. Seminar Energy management: Low cost energy saving Techniques. Rover Group, UK. – K., 1997. P. 46-55.
69. Roodman D., Lenssen N. A Building Revolution: How Ecology and Health Concerns are Transforming Construction / D.M. Roodman,. - Washington, DC: World watch Institute, 1995. P. 28-35.
70. Сеппанен О. Маркировка и экологические требования к энергопотребляющему оборудованию зданий в странах ЕС. *Енергосбереження*. 2009. №4. С. 56-60.
71. Lee P., Lam P. T. I., Lee W. L. Risks in Energy Performance Contracting (EPC) projects. *Energy and Buildings*. 2015. № 92. P.116–127.
72. Уилл Блис и Мэттью Сэйвидж Доклад о Программе по энергетике, охране окружающей среды и управлению ресурсами EERG PP 2011/01 Финансирование энергоэффективности: Стратегия снижения риска кредитования. 2011. С. 85-91.

73. Методичні положення визначення економічного ефекту від упровадження нової техніки та оцінювання ефективності капітальних вкладень у транспортування газу, зі змінами та доповненнями від 18.08.2011р.- Київ. 2011. 12 с.

74. Методика (основные положения) определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений, Москва. 1977. 44 с.

75. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. Москва, 1969. 15 с.

76. Бень Т. Методи визначення економічної ефективності інвестицій:порівняльний аналіз. *Економіка України*. 2006. № 6. С. 41–46.

77. Инвестиционная оценка: Инструменты и методы оценки любых активов. Пер. с англ. 2-е изд., исправл. Асват Дамодаран, Москва. 2005. 1341 с.

78. Лапко О.О. Інноваційна діяльність в системі державного регулювання. *ІЕП НАНУ*, Київ. 1999. 254 с.

79. Витвицький Я. С., Витвицька У. Я., Метошоп І. М., Михайлів І. Р. Оцінка ефективності інвестицій у розвідку і розробку нафтових родовищ. Монографія; за ред. Витвицького Я.С. Івано-Франківськ, 2006. 248 с.

80. Пересада А.А. Управління інвестиційним процесом. Київ, 2002. 472 с.

81. Шарп У., Александр Г., Бейли Дж. Инвестиции. пер. С англ. – М.: ИНФРА-М, 2007. – 1028 с.

82. Валдайцев С.В. Оценка бизнеса и управление стоимостью предприятия. *ЮНИТИ-ДАНА*. Москва, 2001. 720 с.

83. Фрэнк Ч. Эванс, Дэвид М. Бишоп. Оценка компаний при слияниях и поглощениях: Создание стоимости в частных компаниях: пер. с англ. Альпина Паблишер, Москва. 2004. 128 с.

84. Бланк И. А. Финансовый менеджмент: учебный курс. – 2-е изд. перераб. и доп. Финансы и статистика. Киев, 2004. – 656 с.

85. Витвицький Я.С., Гавадзин Н.О. Врахування фактору часу при оцінці природоохоронних інвестиційних проектів у нафтогазовидобувній сфері.

*Економічний аналіз*: збірник наукових праць кафедри економічного аналізу і статистики. Тернопіль. 2012. № 10(ч.1).

86. Витвицький Я.С., Гавадзин Н.О. Визначення ставки дисконту для оцінювання природоохоронних інвестицій у нафтогазовій сфері. *Економіка і регіон: Науковий вісник Полтавського національного технічного університету ім. Ю. Кондратюка*. 2012. № 4 (35).С. 46-58.

87. Витвицький Я.С. Економічна оцінка гірничого капіталу нафтогазових компаній: Наукова монографія. Івано-Франківськ, 2007. С. 56-61.

88. Якимів В.І., Касинець О.О., Галазюк Н.М. Теоретичні аспекти регулювання природних монополій. *Науковий вісник НЛТУ України*. 2010. №20.8. С. 56-62.

89. Эванс Фрэнк Ч. Дэвид М. Бишоп. Оценка компаний при слияниях и поглощениях: Создание стоимости в частных компаниях: пер. с англ. – М.: Альпина Паблишер, 2004. С. 76-92.

90. Витвицький Я.С. Урахування чинника часу під час оцінки бізнесу дохідним підходом. *Державний інформаційний бюлетень про приватизацію*. Київ, 2006. № 4. С.82-91.

91. Fisher I. The Theory of Interest. New York: Reprints of Economic Classics. 1965. P 128-136.

92. Solomon E. The arithmetic of capitalbudgeting decisions. *The Journal of Business*, April, 1956. № 29, pp. 124–129.

93. Лукашов А.В. Метод Монте-Карло для финансовых аналитиков: краткий путеводитель. *Управление корпоративными финансами*. 2007. № 01(19). С.36-45.

94. Metropolis N., Ularn S. The Monte Carlo method // *J. Amer. Statistical assoc.* 1949. Vol. 44. №247. С.48-52.

95. Rubinstein R., Kroese D. Simulation and the Monte Carlo method. 2,yl ed. Hoboken, N. J.: Wiley, 2008. 345 p. (см. о специфике расчетов по методу Монте-Карло p. 279—310); Fishman G. Monte Carlo: concepts, algorithms, and applications. New York: Berlin [u.a]: Springer. 1999.P. 64-71.

96. Риск-анализ инвестиционного проекта. под ред. М. В. Грачевой. М.: ЮНИТИ-ДЛНА, 2001. 256 с.
97. Табунщиков Ю.А., Ливчак В.И., Гагарин В.Г., Шилкин Н.В. Пути повышения энергоэффективности эксплуатируемых зданий. АВОК. 2009. №5. С. 38-48.
98. Про енергозбереження. Закон України від 01.07.94. № 75/94 – ВР. Редакція від 23.07.2017. С.5-7. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/74/94-%D0%B2%D1%80#Text>. (дата звернення: 16.10.2018).
99. Гордієнко О.С. Енергозбереження транспортних підприємств. Технологический аудити резервы производства. 2012. № 1(7). Т. 5. С. 13–14.
100. Кошева Г.О. Державні механізми управління енергозбереженням : автореф. дис. канд. наук з держ. управ. Донец. держ. ун-т. упр. Донецьк, 2011. С.15.
101. Тимофеев В.Н., Немировский И.А. Энергоменеджмент и энергосбережения – общность и отличия. Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2007. № 5. С. 32–37.
102. Гаприндашвілі Б.В. Енергозбереження як чинник підвищення конкурентоспроможності промислових підприємств. БізнесІнформ. 2014. № 8. С. 213–217.
103. Докуніна К.І. Теоретичні аспекти формування економічного механізму енергозбереження. Комунальне господарство міст. 2012. № 106. С. 341–350.
104. Михайлов С.А., Мешалкин В.П., Балябина А.А. Место стратегии энергосбережения в стратегии социально-экономического развития региона. Менеджмент в России и за рубежом. 2009. № 2. С. 22–30.
105. Гінзбург М. Д. Що таке енергоефективність? Ринок інсталяцій. 2008. № 5. С. 54 - 56.
106. Schmidt-Bleek F. MIPS-Concept: reduced consumption and enhanced quality of life with Factor 10. Munich: Droemer. 1998. С. 42–50
107. Праховник А.В., Трап Г.Р. Контроль і нормалізація енергоспоживання. Управління енерговикористанням: зб. доповідей / за заг. ред. А. В. Праховника, Київ. 2001. С. 82–89.

108. Радкевич В.О. Формування енергоефективної культури діяльності виробничого персоналу. Київ. 2015.124 с.
109. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» від 26.06.91 № 1268-ХІІ. 143 «Законодавство України» / ВР України. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1264-12>. (дата звернення: 26.07.2019).
110. Terminology of European education and training policy URL: <http://www.cedefop.europa.eu/en/publications-ndresources/publications/4064>. (дата звернення: 26.07.2019).
111. ДСТУ 2420-94 Енергозбереження. Терміни та визначення. [Чинний від 01.01.95]. Вид. офіц. Київ, 1994. 8 с. (Інформація та документація).
112. ISO 50001:2018 Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанова щодо використання. [Чинний від 21.08.18]. 6 с.
113. Гінзбург М.Д. Термінологія. Термінологічні проблеми на шляху ефективного використання паливноенергетичних ресурсів. Електроінформ. 2008. № 1. С. 54–55.
114. Рибіцкий І.В., Трофімчук В.І., Карпаш М.О. Основні чинники енергоємності газотранспортної системи України та роль управлінських заходів для їх зменшення. Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. 2017. №4(65). С. 21-25.
115. Сергеев О.П. Енергозбереження як фактор підвищення економічної ефективності магістрального транспортування природного газу. МНТК Нафтогазова енергетика-2013. 2013. С.566-568.
116. Скобелев Д.О., Степанова М.В. Руководство по управлению энергопотреблением для промышленных предприятий. Энергетический менеджмент - НИИ «ЦЭПП». 2020. С.66-69.
117. Energy Management. A comprehensive guide to controlling energy use. Carbon Trust. 2013. С.46-48.
118. Программа ЮНИДО по внедрению системы энергоменеджмента в промышленности. URL: [http://unido.ecdl.su/sites/default/files/misc/unido\\_senm\\_program.pdf](http://unido.ecdl.su/sites/default/files/misc/unido_senm_program.pdf). (дата звернення: 17.08.2019).



119. Российское энергетическое агентство Минэнерго России – центр компетенций по вопросам внедрения системы энергетического менеджмента. URL: <http://rosenergo.gov.ru/data/attach/2466>. (дата звернення: 17.08.2019).

120. Мукумов Р. Э. Государство задает стандарты. Опыт США в развитии энергоменеджмента. URL: [https://gisee.ru/articles/book\\_en\\_management/54355/](https://gisee.ru/articles/book_en_management/54355/). (дата звернення: 27.01.2020).

121. Материалы круглого стола «Энергоэффективное и устойчивое развитие городов» в рамках XV Российско-немецкого форума городов-партнеров. Дюрен, ФРГ, июнь 2019. URL: <https://www.dena.de/newsroom/veranstaltungen/2019/xv-deutsch-russische-staedtepartnerkonferenz/>. (дата звернення: 27.01.2020).

122. ДСТУ ISO 50001:2014 Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанова щодо використання (ISO 50001:2011, IDT). [Не чинний від 15.09.2020].

123. Регламент європейського парламенту та Ради від 04.07. 2017 року «Встановлення рамки для маркування енергії» (ЄС). 2017. 1369 с.

124. Закон України “Про енергетичну ефективність будівель”. - Відомості Верховної Ради.- 2017. - № 33. 3 с.

125. Директива Європейського Парламенту та Ради про енергетичну ефективність. від 25.10. 2012. №2012/27/ЄС. 28 с.

126. Договір про заснування Енергетичного Співтовариства від 01.07.2006. Дата набрання чинності для України: 01.02.2011. 24.с

127. Звіт про результати діяльності Робочої групи із залученням фахівців Секретаріату Енергетичного Співтовариства, Київ. 2019. С. 56-64.

128. Про схвалення Концепції реалізації державної політики у сфері забезпечення енергетичної ефективності будівель у частині збільшення кількості будівель з близьким до нульового рівнем споживання енергії та затвердження Національного плану збільшення кількості будівель з близьким до нульового рівнем споживання енергії. Розпорядження Кабінету Міністрів України. від 29 січня 2020 р. № 88-р. Офіційний вісник України. 2020. С.420-434.

129. Реконструкція котельні на компресорній станції 16 газопроводу Союз. Проект. Том 1. Загальна пояснювальна записка 154/15.1-ПЗ. Київ 2017. С. 56-78.
130. Давиденко Л.В. Механізм бенчмаркінгу енергоефективності об'єктів складних виробничих систем та принципи його реалізації. *Енергосбережение, Энергетика, Энергоаудит* № 11 (142) 2015 С.2-12
131. Benjamin Sontag, Simon Hirzel, Oliver Bender, Hans Kloos, Michael Laubach, Rolf Walkötter, Clemens Rohde. *Energy-benchmarking within companies: insights from benchmarking practice*. 2014. Industrial summer study – retool for competitive and sustainable industry. 2014. P. 637–646.
132. Хайд Д., Лоскутов А. В. Целевой энергетический мониторинг в системе энергетического менеджмента. *Промышленная энергетика*. 1998. № 4. С. 36-41.
133. ДСТУ ISO 15112:2009 Природний газ. Визначення енергії. (ISO 15112:2018, IDT). [Чинний від 01.01.2011]. 25 с.
134. Стырикович М. А., Катковская К. Я., Серов Е. П. Котельные агрегаты: *Энергия*, 1959. – 488 с.
135. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). Изд. 3-е. – НПО ЦКТИ, СПб, 1998. 256с.
136. Трёмбовля В.И., Фингер Е.Д., Авдеева А.А. *Теплотехнические испытания котельных установок*. Москва, 1977. 296 с.
137. Ціна газу для промисловості URL:<http://www.naftogaz.com>. (дата звернення: 11.03.2019).
138. Трофімчук В.І. Досвід роботи системи цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу у філії УМГ «Черкаситрансгаз». *Нафтогазова галузь України*. 2018. №4. С. 11-15.
139. ДСТУ ISO 8258:2001 «Контрольні карти Шухарта». (ISO 8258:1991, IDT). [Чинний від 01.02.2002]. Вид. офіц. Київ : Держспоживстандарт України, 2003. 3 с.
140. ДСТУ ISO 50006:2016 Системи енергетичного менеджменту. Вимірювання рівня досягнутої/досяжної енергоефективності з використанням базових рівнів енергоспоживання та показників енергоефективності. Загальні

положення та настанова. (ISO 50006:2014, IDT). [Чинний від 01.09.2016]. Вид. офіц. Київ : ДП УкрНДНЦ. 2016. 5 с.

141. Беляев А. С., Бубенок Е. К., Мухин Н. В. Метод целевого энергетического мониторинга и его усовершенствование для анализа работы предприятия, выпускающего несколько видов продукции. Энерггобезопасность и энерггосбережение. № 2 (38). 2011. С.10-14.

142. Трофімчук В.І. Досвід роботи системи цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу у філії УМГ «Черкаситрансгаз». *Нафтогазова галузь України*. 2018. №5. С. 3-8.

143. I. Rybitskyi, V. Trofimchuk, G. Kogut. Enhancing the efficiency of gas distribution stations operation by selecting the optimal gas pressure and temperature parameters at the station outlet. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2020. № 3 (98). P. 47–52. ISSN 2071-2227, E-ISSN 2223-2362.

144. Alexander Redko, Elena Babenko. HYDRATE FORMATION IN A GAS EJECTOR. MOTROL. COMMISSION OF MOTORIZATION AND ENERGETICS IN AGRICULTURE – 2014, Vol.16, No. 6, P.19-26.

145. ДБН В.2.5-20-2001. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання. [Не чинний від 01.07.2018]. Ст.1.6

146. ДБН В.2.5-20:2018 Газопостачання. [На заміну ДБН В.2.5-20-2001; чинний від 01.07.2018]. Ст. 4.1-4.8.

147. ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. [На заміну ГОСТ 5542-78; чинний від 01.01.1988] Ст.1.2.

148. Кодекс газотранспортної системи України. Затверджений Постановою НКРЕКП від 30.09.2015 №2493, III.1.С.13.

149. Якість газу URL: <http://utg.ua/utg/business-info/yakst-gazu.html>. (дата звернення: 21.08.2019).

150. СТП 320.30019801.004-2000 Газы горючі природні визначення вологовмісту і приведення температури точки роси вологи до умовного тиску. [Чинний від 31.01.2000] С.15

151. Левицький М. А., Мєдведєва Н. А., Сухенко В. Ю., Демиденко О. О. Звітність та верифікація викидів парникових газів. *Стандартизація, сертифікація, якість*. 2018. №4 (111). С. 28-34.
152. Вісник про податки: Визначення обсягів викидів стаціонарними джерелами. Київ. 2016 URL: <http://www.visnuk.com.ua> (дата звернення 19.12.2019).
153. Ходанович Е. И., Нефелова Н. Ф. Об изменении эффективности газопровода. *Труды ВНИИгаза*. 1957. №. 2. С. 127–129.
154. Грудз Я.В. Оцінка впливу нестационарності газового потоку на енергоефективність транспортування газу. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2012. № 3(33). С. 137-142.
155. Тимків О.В., Михалків В.Б. Метод розрахунку режимів роботи систем магістральних газопроводів. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2014. № 1(36). С. 155-162.
156. Грудз В.Я. Рациональні режими роботи тривалоексплуатованих газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження : дис... д-ра філософії: 05.15.13/ Івано-Франківський національний технічний ун-т нафти і газу. Івано-Франківськ, трубопровід 2020. 65 с.
157. А.В. Смирнов, А.Н. Щедренков, О.Н. Щербаков, А.Ю. Каруцкий, В.П. Парафейник Численное исследование течения газа в выхлопных трактах газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом на базе двигателя ду80л1: *Вестник двигателестроения*. 2015. №2. 119 с.
158. А.И. Апанасенко, Н.Г. Крившич, Н.Д. Федоренко Монтаж, испытания и эксплуатация газоперекачивающих агрегатов в блочно-контейнерном исполнении –Л: Недра. 1991.361 с.
159. НДТОВ 01-001:2019 Технічна експлуатація газотранспортної системи. Київ. ТОВ «Оператор ГТС України», 2019. С. 18
160. Технічний звіт за результатами теплотехнічного аудиту будівель та споруд проммайданчика КС 19 «Бар» Барського ЛВУМГ філії управління магістральних газопроводів «Черкаситрансгаз». Черкаси 2018. 263 с.

161. Технічний звіт за результатами теплотехнічного аудиту будівель та споруд промайданчика КС 20 «Гусятин» КС Барського ЛВУМГ філії управління магістральних газопроводів «Черкаситрансгаз». Черкаси 2018. 258 с.

162. Звіт про використання паливо енергетичних ресурсів філією УМГ «Черкаситрансгаз» АТ «Укртрансгаз» за 2018 рік АТ «Укртрансгаз», Київ. 2018. 11с.

163. Ціна електроенергії для промисловості URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=15985>. (дата звернення: 17.09.2019)

164. СОУ 60.3-30019801-096:2012 Економія паливно-енергетичних ресурсів від впровадження енергозберігаючих заходів в ДК «Укртрансгаз». Методи визначення. Київ ДК Укртрансгаз, 2012. 17 с.

165. Технічний паспорт утилізатора ГТК -10 120.00.000.

166. Річний звіт роботи компресорних станцій філії УМГ «Черкаситрансгаз» АТ «Укртрансгаз» за 2018 рік. Київ. 2018. 32 с.

167. Інформація щодо роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, на території України, на 2018 рік URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=34869>. (дата звернення: 26.08.2019).

168. Рибіцький І. В., Трофімчук В. І. Відбір тепла із лінії трубопроводів охолоджуючого масла газоперекачуючого агрегату та способи його ефективного використання. *Вісник КрНУ*. 2019. №6(119). С. 133-139.

169. Трофімчук В. І., Савельєв В.Г. Аналіз методів оцінки економічного ефекту від впровадження проектів енергетичної ефективності. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2020. №1. С. 68-78.

170. Методичні рекомендації „Визначення прибутку від використання об’єктів промислової власності” наказ Держпатенту України від 26 серпня 1998 р. N 80. 32 с.

171. ДСТУ 2155-93. Енергозбереження. Методи визначення економічної ефективності заходів по енергозбереженню. [Чинний від 01.01.1995]. Вид. офіц. Київ. Державний комітет України з енергозбереження. 1995. С.4.

172. Bykova O.H.. Avtoreferat. Imitatsiine modeliuвання upravlinnia ryzykamy investytsiinykh proektiv. Moskva 2003. URL <http://economy-lib.com/disser/89962/a#?page=19>. (дата звернення: 07.08.2020).

**ДОДАТОК А - Інструкція із виявлення та усунення витоків природного газу на технологічному обладнанні філії УМГ «Черкаситрансгаз»**

Публічне акціонерне товариство «УКРТРАНСГАЗ»



**УКРТРАНСГАЗ**

Філія «Управління магістральних газопроводів  
«ЧЕРКАСИТРАНСГАЗ»

**НАКАЗ**

30.08.2018

м. Черкаси

№ 232

Про затвердження і введення в дію  
«Інструкції з виявлення та усунення  
витоків природного газу на технологічному  
обладнанні філії УМГ «Черкаситрансгаз»»

З метою запобігання втрат природного газу через нещільності технологічного обладнання, запобігання викидів шкідливих речовин в атмосферу та впровадження єдиних принципів до процесу своєчасного виявлення та усунення витоків природного газу на обладнанні ГРС, КС та ГВС філії УМГ «Черкаситрансгаз»

НАКАЗУЮ:

1. Затвердити і ввести в дію з 01.10.2018 р. «Інструкцію з виявлення та усунення витоків природного газу на технологічному обладнанні філії УМГ «Черкаситрансгаз»».

2. Технічному відділу:

2.1. Довести інформацію про затвердження інструкції до всіх лінійно-виробничих управлінь магістральних газопроводів та зацікавлених відділів апарату управління філії УМГ «Черкаситрансгаз».

2.2. Забезпечити тиражування та розсилання затвердженої цим наказом інструкції лінійно-виробничим управлінням магістральних газопроводів та зацікавленим відділам апарату управління філії УМГ «Черкаситрансгаз».

3. Керівникам лінійно-виробничих управлінь магістральних газопроводів філії УМГ «Черкаситрансгаз»:

## Продовження додатку А

3.1. Взяти до неухильного виконання затверджену пунктом 1 цього наказу інструкцію.

3.2. Вжити необхідні заходи по доведенню вимог інструкції до всіх зацікавлених служб та безпосередніх виконавців.

3.3. Забезпечити необхідною кількістю інструкцій і додатків до неї всі зацікавлені служби та безпосередніх виконавців.

4. Контроль за виконанням наказу покласти на головного інженера філії УМГ «Черкаситрансгаз» Шеремета Є.В.

Директор



А.А. Мандра



## Продовження додатку А

## ПЕРЕДМОВА

## 1 РОЗРОБЛЕНО:

Філія УМГ „Черкаситрансгаз” АТ „Укртрансгаз” НАК «Нафтогаз України»

## РОЗРОБНИКИ:

Шермет С.В., Трофімчук В.І., Солошенко В.В.

## 2 ВНЕСЕНО:

Технічним відділом філії УМГ „Черкаситрансгаз”

## 3 ПОГОДЖЕНО:

Відділом експлуатації лінійної частини магістральних газопроводів, газорозподільних станцій і протикорозійного захисту філії УМГ „Черкаситрансгаз”.

Мобільною лабораторією з виявлення та усунення витоків природного газу з обладнання ГТС філії УМГ „Черкаситрансгаз”.

Лінійно-виробничими управліннями магістральних газопроводів філії УМГ „Черкаситрансгаз”.

## 4 ПРИЙНЯТО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ:

Наказом філії УМГ „Черкаситрансгаз” від 30.08.2018 № 232

## 5 ВВЕДЕНО ВПЕРШЕ

АТ «УКРТРАНСГАЗ»

УМГ «Черкаситрансгаз»

Інструкція з виявлення та усунення витоків природного газу на технологічному обладнанні філії УМГ «Черкаситрансгаз»

УЗГОДЖЕНО  
Головний інженер філії УМГ  
«Черкаситрансгаз»  
Шермет С.В.  
« 30 » 08 2018р.

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Директор філії УМГ  
«Черкаситрансгаз»  
Мандра А.А.  
« 30 » 08 2018р.



Право власності на цей документ належить АТ „УКРТРАНСГАЗ”.  
Відтворювати, тиражувати і розповсюджувати його повністю чи частково  
на будь-яких носіях інформації без офіційного дозволу заборонено\*.

\* Філії АТ „УКРТРАНСГАЗ”, а також окремі структурні підрозділи АТ „УКРТРАНСГАЗ” мають право копіювати стандарт для власних потреб, за умови його нерозповсюдження за межі системи АТ „Укртрансгаз”

УМГ „Черкаситрансгаз” 2018

УМГ „Черкаситрансгаз” 2018

2

## ЗМІСТ

1.	Сфера застосування.....	4
2.	Терміни, визначення понять та скорочення.....	4
3.	Загальні положення.....	5
4.	Загальні вимоги щодо виявлення та усунення витоків природного газу ..	5
5.	Вимоги щодо виявлення та усунення витоків природного газу на обладнанні ГРС філії УМГ «Черкаситрансгаз».....	5
6.	Вимоги щодо виявлення та усунення витоків природного газу на обладнанні КС філії УМГ «Черкаситрансгаз».....	6
7.	Вимоги щодо виявлення та усунення витоків природного газу на обладнанні ГВС філії УМГ «Черкаситрансгаз».....	7
8.	Прикінцеві положення.....	7
	Додаток А Форма журналу обліку та усунення витоків природного газу на обладнанні 9	
	Додаток Б Форма журналу реєстрації та усунення витоків природного газу на обладнанні .....	11

## Продовження додатку А

**1. Сфера застосування**

1.1 Інструкція встановлює загальні вимоги та положення щодо порядку виявлення та усунення витоків природного газу на обладнанні КС, ГВС та ГРС.

1.2 Вимоги цієї інструкції поширюються на всі структурні підрозділи філії УМГ «Черкаситрансгаз».

1.3 Відповідальні посадові особи, які не дотримуються вимог цієї інструкції, несуть відповідальність відповідно до норм, установлених у АТ „Укртрансгаз” та згідно чинного законодавства.

**2. Терміни, визначення понять та скорочення**

2.1 Нижче подано терміни, вжиті в цій інструкції із визначенням позначених ними понять:

Витоки природного газу – вихід природного газу назовні, який не передбачений технологічним процесом.

Відповідальна особа – особа призначена (уповноважена) за ведення «Журналу обліку та усунення витоків природного газу».

Примітка.1 Відповідальна особа на ГРС це черговий персонал ГРС.

Примітка.2. Відповідальна особа на ГВС це черговий персонал ГВС.

Примітка.3. Відповідальна особа на КС призначається розпорядчим документом по підрозділу.

Обладнання КС, ГРС, ГВС – технологічне обладнання, що перебуває під тиском газу.

Обмилювання – процес визначення витоку природного газу на обладнанні за допомогою мильного розчину.

Маркування місць витоків – процес нанесення комплексу відомостей щодо витоку у вигляді тексту, окремих графічних, кольорових символів (умовних позначень) та їх комбінацій.

Примітка. У якості маркування використовуються ярлик - шматок твердого матеріалу(метал, деревина, пластик), із номером, який відповідає номеру витоку у «Журналі обліку та усунення витоків природного газу», та кріпиться на місці витоку газу.

2.2 В цій інструкції використано такі скорочення:

**КС** – компресорна станція

**ГВС** – газовимірювальна станція

**ГРС** - газорозподільча станція

**ЗВТ** - засіб вимірювальної техніки

**ЛВУМГ** - лінійне виробниче управління магістральних газопроводів

**ПАТ** - публічне акціонерне товариство

**УМГ** - управління магістральних газопроводів

Продовження додатку А

ЛЕС - лінійно-експлуатаційна служба ЛВУМГ

ДС - диспетчерська служба

### **3. Загальні положення**

3.1 Інструкцію розроблено з метою запобігання витоків природного газу та шкідливих викидів в атмосферу шляхом впровадження єдиних принципів, методів та процедур контролю за процесом своєчасного виявлення та усунення витоків природного газу на обладнанні ГРС, КС та ГВС філії УМГ «Черкаситрансгаз».

3.2 Інструкція регламентує порядок виявлення, повідомлення, фіксування і маркування витоків природного газу та проведення заходів з їх усунення.

3.3 Основні параметри на вимоги, що враховані у даній інструкції:

3.3.1 Організаційна структура філії УМГ «Черкаситрансгаз».

3.3.2 Ефективний контроль та ефективна звітність.

3.3.3 Дотримання принципу безперервності.

### **4. Загальні вимоги щодо виявлення та усунення витоків природного газу**

4.1.1 Після виявлення витоків відповідальний персонал доповідає черговому диспетчеру(змінному інженеру) ЛВУМГ.

4.1.2 Відповідальна особа фіксує виявлений витік в «Журналі обліку та усунення витоків природного газу на обладнанні». (Додаток А)

4.1.3 На місце витoku кріпиться ярлик із номером витoku у відповідності до запису в «Журналі обліку та усунення витоків природного газу на обладнанні».

4.1.4 Під час роботи на об'єкті мобільної лабораторії із виявлення та усунення витоків природного газу або лабораторії НВЦ «ТЕХДІАГАЗ» відповідальна особа фіксує виявлені витoki та заносить їх в «Журналі обліку та усунення витоків природного газу на обладнанні» та кріпить ярлик із номером витoku.

4.1.5 Після усунення витоків природного газу відповідальна особа вносить відповідні дані в «Журналі обліку та усунення витоків природного газу на обладнанні» та передає відповідні дані черговому диспетчеру (змінному інженеру) ЛВУМГ та знімає із обладнання ярлик із номером витoku.

4.2.1 Журнал обліку та усунення витоків природного газу розділяється на дві частини. У другу частину(довгострокове усунення) переносяться витoki, усунення яких потребує великого проміжку часу(рік та більше). Для усунення необхідна закупівля відповідного обладнання, зміна режиму роботи або взагалі усунення витoku не є економічно доцільним.

Продовження додатку А

## **5. Вимоги щодо виявлення та усунення витоків природного газу на обладнанні ГРС філії УМГ «Черкаситрансгаз»**

### **5.1 Функції чергового персоналу ГРС:**

5.1.1 Не рідше ніж один раз на добу проводить заходи з виявлення витоків природного газу шляхом обмилювання обладнання чи за допомогою інших приладів

5.1.2 У разі виявлення витоків здійснює дії зазначені у п.(4.1.1-4.1.4) .

5.1.3 У разі усунення витоків здійснює дії зазначені у п. 4.1.5.

### **5.2 Функції відповідального фахівця ЛЕС за експлуатацію ГРС:**

5.2.1 Аналізує отриману від чергового диспетчера інформацію та розробляє графік проведення відповідних заходів по усуненню витоків природного газу в залежності від складності та терміновості проведення робіт та згідно графіку проведення регламентних робіт на ГРС.

5.2.2 Згідно графіку проведення регламентних робіт на ГРС бере участь в усуненні витоків природного газу.

5.2.3 У разі наявності витоків газу, які не можливо усунути силами ЛВУМГ та\або вимагають зупинки транспортування газу чи заміни відповідного обладнання, приймає рішення про перенесення таких витоків до частини II «Журналу обліку та усунення витоків природного газу на обладнанні.(довгострокове усунення)».

### **5.3 Функції чергового диспетчера:**

5.3.1 Вносить інформацію про виявлення та усунення витоків природного газу в «Журнал реєстрації та усунення витоків природного газу на обладнанні» (Додаток Б) та передає цю інформацію в службу ЛЕС ЛВУМГ.

## **6. Вимоги щодо виявлення та усунення витоків природного газу на обладнанні КС філії УМГ «Черкаситрансгаз»**

### **6.1 Функції змінного персоналу КС:**

6.1.1 Здійснює заходи з виявлення витоків природного газу згідно графіку проведення періодичного контролю витоків газу по КС.

6.1.2 Проводить візуальний контроль за обладнанням КС на предмет виявлення витоків під час повсякденної діяльності.

6.1.3 У разі виявлення витоків здійснює дії зазначені у п.(4.1.1 та 4.1.3) .

### **6.2 Функції чергового диспетчера, змінного інженера:**

## Продовження додатку А

6.2.1 Вносить інформацію про виявлення та усунення витоків природного газу у «Журнал дефектів обладнання та систем КС» (п. 8.12 СОУ 49.5-30019801-115:2014) та передає цю інформацію відповідальним особам.

**6.3 Функції відповідальної особи:**

6.3.1 У разі виявлення витоків здійснює дії зазначені у п. 4.1.2.

6.3.2 У разі усунення витоків здійснює дії зазначені у п. 4.1.4. та 4.1.5.

**6.4 Функції начальника КС:**

6.4.1 Аналізує отриману від чергового диспетчера інформацію та розробляє графік проведення відповідних заходів по усуненню витоків природного газу в залежності від складності та терміновості проведення робіт та згідно графіку проведення регламентних робіт на КС.

6.4.2 Згідно графіка проведення регламентних робіт на КС бере участь в усуненні витоків природного газу.

6.4.3 У разі наявності витоків газу, які не можливо усунути силами ЛВУМГ та\або вимагають зупинки транспортування газу чи заміни відповідного обладнання, приймає рішення про перенесення таких витоків до частини II «Журналу обліку та усунення витоків природного газу на обладнанні.(довгострокове усунення)».

**7. Вимоги щодо виявлення та усунення витоків природного газу на обладнанні ГВС філії УМГ «Черкаситрансгаз»****7.1 Функції чергового персонала ГВС:**

7.1.1 Не рідше ніж один раз на добу проводить заходи з виявлення витоків природного газу шляхом обмилювання обладнання чи за допомогою інших приладів

7.1.2 У разі виявлення витоків здійснює дії зазначені у п.(4.1.1-4.1.4) .

7.1.3 У разі усунення витоків здійснює дії зазначені у п. 4.1.5.

**7.2 Функції начальника ГВС:**

7.2.1 Аналізує отриману від чергового диспетчера інформацію та розробляє графік проведення відповідних заходів по усуненню витоків природного газу в залежності від складності та терміновості проведення робіт та згідно графіку проведення регламентних робіт на ГВС.

7.2.2 Згідно графіка проведення регламентних робіт на ГВС бере участь в усуненні витоків природного газу.

## Продовження додатку А

7.3.3 У разі наявності витоків газу, які не можливо усунути силами ЛВУМГ та\або вимагають зупинки транспортування газу чи заміни відповідного обладнання, приймає рішення про перенесення таких витоків до частини II

**8. Прикінцеві положення:**

8.1 Дана інструкція вводиться наказом філії УМГ «Черкаситрансгаз».

8.2 Дана інструкція вступає в силу протягом місяця з дня виходу наказу.



**ДОДАТОК Б - НДТОВ 07-008:2020 Моніторинг  
енергоефективності роботи котелень для обігріву приміщень в  
опалювальний період**

---

---

**НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ**

*(ПРОЄКТ)*

---

---

**Інтегрована система менеджменту**

**МІТОРИНГ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ КОТЕЛЕНЬ  
ДЛЯ ОБІГРІВУ ПРИМІЩЕНЬ В ОПАЛЮВАЛЬНИЙ ПЕРІОД**

**Київ**

**ТОВ "Оператор ГТС України"**

**2020**



## ПЕРЕДМОВА

### **1 РОЗРОБЛЕНО:**

ТОВ "Оператор ГТС України"

**РОЗРОБНИКИ: В. Трофімчук, М. Слободян**

### **2 ВНЕСЕНО:**

Управління використання паливно-енергетичних ресурсів, енергозбереження та екології.

### **3 ПОГОДЖЕНО:**

Відділом технічної документації та інтегрованих систем управління ТОВ «Оператор ГТС України»

### **4 ПРИЙНЯТО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ:**

### **5 ВВЕДЕНО ВПЕРШЕ.**

---

Право власності на цей документ належить ТОВ "Оператор газотранспортної системи України".

Відтворення, тиражування і розповсюдження його повністю чи частково на будь-яких носіях інформації без дозволу ТОВ "Оператор газотранспортної системи України" заборонено \*).

\*<sup>1)</sup> Усі підрозділи ТОВ "Оператор газотранспортної системи України" мають право тиражувати цей документ для власних потреб, за умови його нерозповсюдження за межі ТОВ "Оператор газотранспортної системи України"

**ЗМІСТ**

1.	СФЕРА ЗАСТОСОВУВАННЯ .....	3
2.	НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ .....	4
3.	ТЕРМІНИ, ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ, ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ ...	4
4.	ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ .....	4
5.	ПОРЯДОК РОЗРАХУНКУ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ КОТЕЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	5
6.	ПОРЯДОК ПОСТАНОВКИ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ЦІЛЕЙ ДЛЯ РОБОТИ КОТЕЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	8
7.	ОПИС ПРОЦЕСУ.....	9

Продовження додатку Б

**НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ****Інтегрована система менеджменту****МІТОРИНГ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ КОТЕЛЕНЬ  
ДЛЯ ОБІГРІВУ ПРИМІЩЕНЬ В ОПАЛЮВАЛЬНИЙ ПЕРІОД.**

---

Чинний від 2020-01-07

## 1 Сфера застосування

Цей стандарт описує роботу корпоративної системи енергетичного моніторингу (КСЕМ), яка є симбіозом внутрішнього бенчмаркінгу та цільового енергетичного моніторингу (ЦЕМ), для постійного вдосконалювання об'єктів досліджування та для аналізування ефективності заходів енергоощадності.

Запровадження системи має на меті на підставі досліджень встановити потребу у змінах і шлях досягнення успіху в результаті цих змін, та побудові системи моніторингу за енергоресурсами на підприємстві по окремим центрам енергетичного керування.

Вимоги цього стандарту є обов'язковими для таких структурних підрозділів на рівнях керування ТОВ «Оператор ГТС України»:

а) на рівні апарату ТОВ «Оператор ГТС України» – управління, відділи, сектори тощо;

б) на рівні лінійних виробничих управлінь (ЛВУМГ):

- розташовані на основному проммайданчику служби, групи, лабораторії та відповідальні виконавці за напрямком діяльності тощо;

- розташовані на віддалених проммайданчиках – дільниці служб, групи, лабораторії та відповідальні виконавці за напрямком діяльності тощо.

## 2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цьому стандарті є посилання на такі нормативні документи:

У цьому стандарті є посилання на такі нормативні документи:

НДТОВ 07-003:2019 "Методика визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби під час його транспортування газотранспортною системою" (guidance for use)

НДТОВ 11-002:2020 аудит-2020 Інтегрована система менеджменту Організація та проведення внутрішнього аудиту.

## 3 ТЕРМІНИ, ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ, ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

**ІСМ** – інтегрована система менеджменту;

**ЛВУМГ** – лінійне виробниче управління магістральних газопроводів;

**КСЕМ** – корпоративна система енергетичного моніторингу;

**СЕМ** – система екологічного менеджменту;

**СЕНМ** – система енергетичного менеджменту;

**ЦЕМ** – цільовий енергетичний моніторинг.

## 4 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

У цьому розділі наведена процедура, яка описує порядок збору та аналізу енергетичних даних роботи котельного обладнання для обігріву приміщень в опалювальний сезон для їх аналізу та прийняття подальших дій направлених на підвищення енергоефективності.

КСЕМ спрямована на розв'язання таких основних завдань:

1. Порівняти енергоефективність роботи котельного обладнання на різних промислових майданчиках та визначити причини розбіжностей.
2. Визначення доцільності та ефективності заходів з енергоощадності (утеплення приміщень, замінення вікон та дверей, заізолювання трубопроводів та ін.).

3. Моніторинг роботи котельного обладнання з метою пошуку механізмів підвищення ефективності його роботи.

4. Установити градацію температур, для різного виду приміщень (адміністративні, технічні, складські тощо).

Загальною метою керування енергетичними даними є своєчасне виявлення неефективного використання енергетичних ресурсів, його усунення та запобігання повторного виникнення.

Процедура проводиться в межах процесів моніторингу та поліпшування ІСМ з метою підвищення результативності та ефективності її функціонування, а також підвищення задоволеності замовників та інших зацікавлених сторін.

## **5. ПОРЯДОК ВИЗНАЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ КОТЕЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ**

### **5.1. Загальні відомості.**

Для порівняння ефективності роботи котельного обладнання за різні періоди та між різними підрозділами потрібно нівелювати основні фактори, які впливають на ефективність його роботи. Такими факторами є температура зовнішнього повітря, яка є різною для різних регіонів за досліджуваний час, якість природного газу, ККД котлів, який залежить від режиму роботи котлів і технічного стану обладнання та опалюваний об'єм приміщень.

### **5.2 Нівелювання впливу зовнішньої температури повітря на роботу котельні.**

Щоб нівелювати вплив зовнішньої температури повітря на роботу котельні використовується показник градусодні - умовна одиниця виміру перевищення середньої добової температури над заданим мінімумом («базовою температурою»).

## Продовження додатку Б

Показник градусодні (Degree Days) визначається за формулою:

$$DD = (T_n - T_d) \quad (1)$$

$$DD = (T_n - T_d) \text{ при } T_d < 10 \quad (2)$$

$$DD = 10 + (T_n - T_d)/10 \text{ при } T_d > 10 \quad (3)$$

$$DD = (T_n - T_d) + 1 \text{ при } T_d = 10 \quad (4)$$

де:

$T_n$  - визначена, нормативними актами, мінімальна середньодобова температура повітря, при якій вмикають систему опалення  $T_{int} = 10$ ;

$T_d$  – середньодобова температура зовнішнього повітря на досліджуваному об'єкті;

**Примітка.** В ТОВ «Оператор ГТС України» визначено, що при середньодобовій температурі зовнішнього повітря  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$  і вище система опалення має бути вимкнена.

### 5.3. Вплив якості газу на роботу котельні.

Так як від теплоти згорання природного газу залежить об'єм використаного палива котельнею (див. рис.1) та, як наслідок, ефективність її роботи тому кількість теплоти, яку виробляє котельня за відповідної теплоти згорання розраховується за формулою:

$$Q_1 = V_1 \cdot C_1 \cdot \eta \quad (5)$$

При зміні теплоти згорання газу кількість теплоти, яку виробляє котельня розраховуємо за формулою :

$$Q_2 = V_2 \cdot C_2 \cdot \eta \quad (6)$$

де:

$V_1$  і  $V_2$ - об'єм природного газу, що використала котельня;

$C_1$  і  $C_2$ - теплотворна здатність природного газу;

$\eta$ - ККД.

## Продовження додатку Б

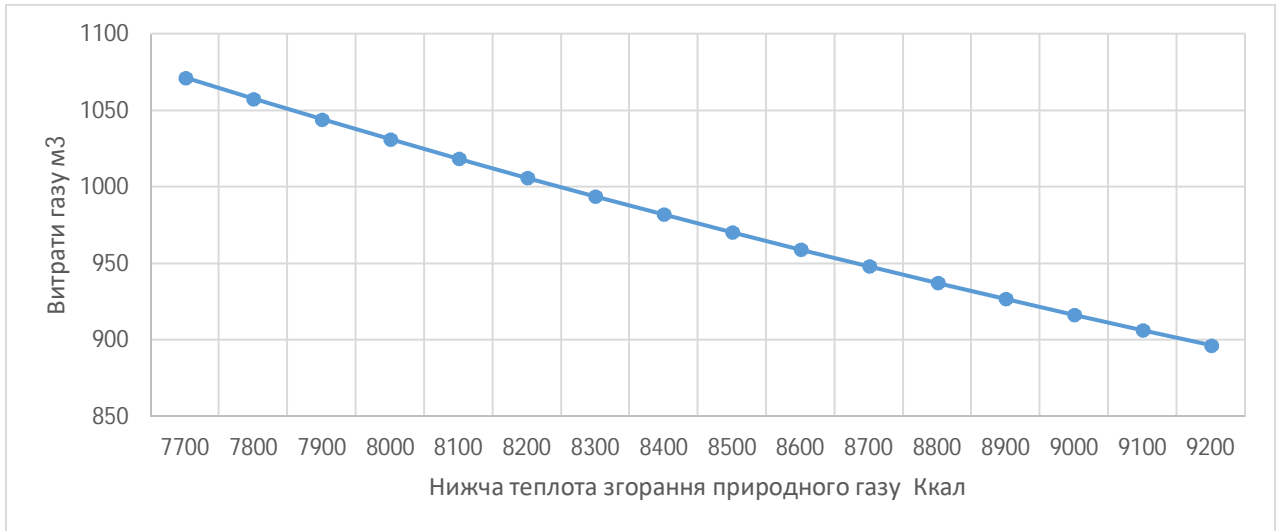


Рисунок 1 – Залежність витрати газу від його теплотворної здатності.

Так як у КСЕМ за допомогою показника градусо-день нівелюється вплив зовнішньої температури на об'єм використаного газу котельнею тому:

$$Q_1 = Q_2 \text{ при } t = \text{const} \quad (8)$$

$$V_1 \cdot C_1 \cdot \eta = V_2 \cdot C_2 \cdot \eta \text{ так як } \eta = \text{const} \quad (9)$$

Звідки:

$$V_1 = \frac{V_2 \cdot C_2}{C_1} \quad (10)$$

Тому відношення  $\frac{C_2}{C_1}$  і буде коефіцієнтом К якості газу, який впливає на ефективність роботи котельні.

**Примітка.** Для визначення коефіцієнта якості газу теплотворну здатність складу газу  $C_2$  приймають - 8250 ккал/м<sup>3</sup> (34500 кДж/м<sup>3</sup>), (див. табл.1).

Таблиця 1. Залежність коефіцієнта якості від теплотворної здатності природного газу.

Теплотворна здатність природного газу	7700	7800	7900	8000	8100	8200	8300	8400	8600	8800	9000	9200
Коефіцієнт впливу якості газу	1,071	1,058	1,044	1,031	1,019	1,006	0,994	0,982	0,959	0,938	0,917	0,897

#### 5.4. Визначення питомого показника витрачання газу для обігріву приміщень.

Потім, визначають показник витрачання газу для обігріву приміщень  $Q_{DD}$  при відповідному  $DD$  за формулою:

$$Q_{DD} = Q_i / DD \cdot K \cdot \eta \quad (12)$$

де:

$Q_i$ - розхід газу на котельню за  $i$ -й проміжок часу  $i=1$ ;

$K$  - коефіцієнт впливу якості газу на ефективність роботи котла табл.1.

Питоме енергоспоживання опалення кожного з ПМ розраховується за формулою:

$$E = Q_{DD_{сер}} \div V_{опал} \quad (13)$$

де:

$Q_{DD_{сер}}$ - середнє значення показника витрачання газу для обігріву приміщень за досліджуваний період

$E$  - питоме енергоспоживання опалення ПМ

$V_{опал}$  - опалювальний об'єм приміщень.

На основі отриманих показників питомого енергоспоживання котельного обладнання проводиться внутрішній бенчмаркінг та визначаються причини розбіжностей ефективності його роботи. Високі показники питомого енергоспоживання котельного обладнання можуть бути основою для визначення пріоритетних напрямків фінансування проектів по підвищенню енергоефективності.



## 6. ПОРЯДОК ПОСТАНОВКИ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ЦІЛЕЙ ДЛЯ РОБОТИ КОТЕЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ

Метод ЦЕМ передбачає, що для кожного центру енергетичного обліку існує лінійна залежність енергоспоживання  $E_{ст}$  від фактора  $F$  (зовнішньої температури повітря), який є функцією стандартного енергоспоживання:

$$E_{ст}(F) = a + bF \quad (14)$$

де: коефіцієнти  $a$  і  $b$  визначаються методом лінійної регресії (апроксимації) (див. рис.2).

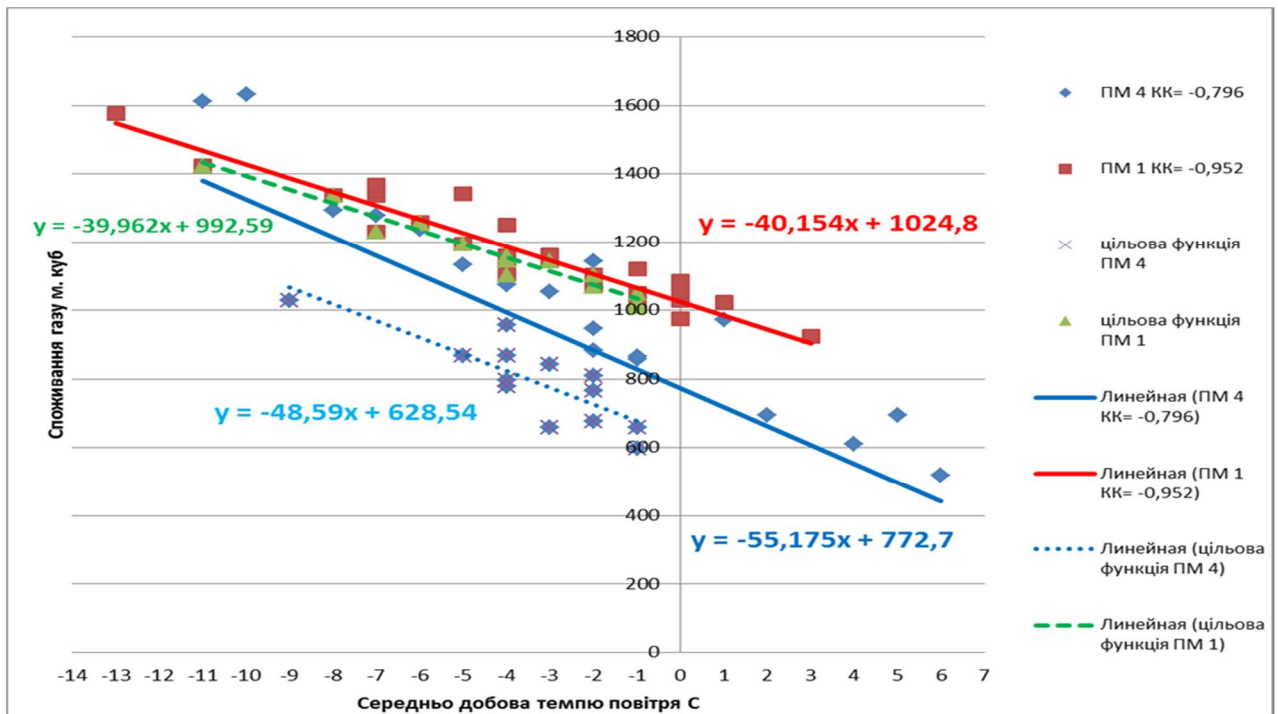


Рисунок 2 - Функція цільового енергетичного споживання газу котельнями ПМ4 та ПМ1 залежно від температури повітря.

Знаючи  $E_{ст}(F)$ , легко розрахувати економію або перевитрату енергії для будь-якого  $i$ -го інтервалу часу за формулою:

$$\Delta E_i = E_{ст}(F) - E_i = a + bF_i - E_i \quad (15)$$

де  $F_i$  і  $E_i$  - значення фактора і енергоспоживання за  $i$ -й інтервал часу відповідно.

Метод цільового енергетичного моніторингу має можливість окрім функції стандартного енергоспоживання встановлювати цільове

## Продовження додатку Б

енергоспоживання, що дає змогу ставити конкретні енергетичні цілі для роботи котельного обладнання. Функція цільового енергоспоживання, як і функція стандартного енергоспоживання, є лінійною функцією. Перед тим, як будувати функцію цільового енергоспоживання, з усього масиву точок  $E_{ст}(F_i)$  виключаються ті, які лежать вище прямої функції стандартного енергоспоживання, а за рештою точок  $E_{ст}(F_i)$ , розташованих нижче функції стандартного енергоспоживання, будується усереднена пряма, як і раніше, методом лінійної регресії. Отримана пряма (рис.2 пунктирна лінія) і є функцією цільового енергоспоживання:

$$Eu(F) = a_{ц} + b_{ц}F \quad (16)$$

## 7. ОПИС ПРОЦЕСУ

6.1 У цьому розділі наведена процедура, яка описує порядок збору та аналізу енергетичних даних роботи котельного обладнання для обігріву приміщень в опалювальний сезон.

Впровадження КСЕМ по всіх підрозділах Товариства дасть можливість:

- Проводити щоденний онлайн моніторинг ситуації із використання енергоресурсів.
- Проводити аналіз ефективності використання енергоресурсів конкретного обладнання та визначати ефективність його роботи.
- Виконувати графічне моделювання ефективності використання енергоресурсів, що наглядно показує ефективність їх використання та є дієвим інструментом виявлення причин перевитрат енергії для керівника підрозділу
- Використовувати методи внутрішнього бенчмаркінгу, що сприяє розвитку духу суперництва між підрозділами та підвищенні енергоефективності виробництва.
- Встановлювати енергетичні цілі на наступний період до яких потрібно прагнути та планувати кількість енергоресурсів на наступні періоди.
- Проводити оцінку ефективності впроваджених заходів по підвищенню енергоефективності.

6.2 Кожен підрозділ заносить енергетичні дані по роботі котельного обладнання до програмного комплексу ASUGTP.

## Продовження додатку Б

6.3 Управління використання паливно-енергетичних ресурсів, енергозбереження та екології апарату заносить сформовані у програмному комплексі ASUGTP дані до спеціально розроблених шаблонів у програмі Excel.

6.4 Далі проводиться графічне моделювання та аналізування роботи котельного обладнання згідно із Методикою по аналізуванню енергетичних ресурсів в ТОВ «Оператор ГТС України».

6.5 До 10 числа місяця наступного за звітним результати аналізу направляються керівникам ЛВУМГ.

6.6. Керівники ЛВУМГ, у разі наявності у аналізі роботи обладнання невідповідностей у роботі котельного обладнання, не пізніше десятиденного терміну з моменту отримання результатів аналізу зобов'язані провести відповідні коригувальні дії та надати до управління використання паливно-енергетичних ресурсів, енергозбереження та екології апарату інформацію про причини виявлених невідповідностей.

**Ключові слова:** економія, котельне обладнання, природний газ, керування, моніторинг.

**ДОДАТОК В – Протокол засідання науково-технічної ради УМГ  
«Черкаситрансгаз»**

**ПРОТОКОЛ № 10  
Засідання науково – технічної ради  
УМГ «ЧЕРКАСИТРАНСГАЗ»**

м. Черкаси

23 жовтня 2018 р.

**ПРИСУТНІ:**

Шеремет Є.В.	- головний інженер – Голова Науково-технічної Ради
Ніколаєв О.В.	- заступник директора із виробництва
Сташинський П.Є.	- заступник головного інженера - начальник відділу охорони праці, технічного нагляду та пожежної безпеки;
Трофімчук В.І.	- начальник технічного відділу, секретар НТР.
Сташинський О.П.	- начальник відділу з експлуатації КС.
Калачов С.К.	- начальник відділу АВ
Качур В.В.	- головний диспетчер
Костенко О.В.	- начальник відділу екології природних ресурсів та енергозбереження
Цимбал В.П.	- начальник відділу капітального будівництва та інвестицій.

**ПОРЯДОК ДЕННИЙ:**

1. Розгляд доцільності використання на об'єктах філії УМГ «ЧЕРКАСИТРАНСГАЗ» результату інтелектуальної діяльності поданої начальником технічного відділу Трофімчуком В.І.: *«Відбір тепла із ліній системи автоматичного охолодження масла на компресорній станції».*

**Виступили:**

1. **Начальник технічного відділу Трофімчук В.І.:**

На сьогоднішній день обігрів приміщень компресорних станцій АТ «Укртрансгаз» у опалюваний період здійснюється котельнями за допомогою котлів, що працюють на природному газі або утилізаторами тепла, що використовують енергію відпрацьованих газів газоперекачуючих агрегатів (ГПА). Як перший так і другий спосіб опалення потребують використання природного газу. Газові котли використовують природний газ як паливо, а використання утилізаторів у вихлопних шахтах призводить до збільшення опору вихлопних газів на виході із ГПА і як наслідок до збільшення витрат паливного газу.



## Продовження додатку В

Середній ККД ГПА, що експлуатуються в АТ «Укртрансгаз» складає  $\approx 25-30\%$ , це означає, що інші 70-75% енергії втрачаються. Більша частина виходить через вихлопний тракт, разом із вихлопними газами, а частина використовується на нагрів деталей, що обертаються та відводиться через систему змащення.

Пропонується перед системами автоматичного повітряного охолодження (АПО) масла на КС встановити теплообмінники, з тим щоб частину тепла яке відводиться на АПО масла відбирати та направляти на підігрів приміщень у опалований період та підігрів інших газоперекачуючих агрегатів, для підтримання їх у «гарячому» резерві.

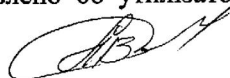
В основу результату інтелектуальної діяльності покладено завдання підвищення енергоефективності споживання енергоресурсів за рахунок відбору тепла із лінії АПО масла газоперекачуючого агрегата. Результат інтелектуальної діяльності відноситься до області тепlopостачання та може використовуватись на будь-якій компресорній станції, що використовує систему охолодження масла для відведення надлишкової теплової енергії із ГПА. Тепло відібране через теплообмінник із лінії АПО масла пропонується направляти в систему трубопроводів опалення компресорної станції.

Реалізації даної пропозиції на КС дасть можливість не використовувати роботу газових котлів для обігріву приміщень при роботі ГПА та при потребі демонтувати утилізатори тепла вихлопних газів, що призведе до значної економії паливного газу за рахунок зменшення опору вихлопних газів на виході із ГПА. Демонтаж утилізаторів тепла вихлопних газів призведе до економії газу і у літній період коли відбір тепла із них не здійснюється, а для подолання додаткового опору на виході із ГПА використовується більша кількість паливного газу.

Масло на працюючому агрегаті зможе віддавати через теплообмінник тепло у систему опалення КС( масло-вода) в той же час система опалення через теплообмінник на непрацюючому агрегаті (вода-масло) може підтримувати його в «гарячому» резерві, це дасть можливість не використовувати електричні підігрівачі масла що призведе до економії електроенергії.

## 2. Головний інженер Шеремет Є.В.:

Зауважив, що для обігріву приміщень у опалувальний період використовуються 49 газових котлів загальною потужністю 25 МВт. Використання газу за опалувальний сезон становить близько 3 млн. м<sup>3</sup>, що коштує компанії близько 40 млн. грн.(за цінами 2018 року). Крім того на об'єктах філії встановлено 68 утилізаторів тепла від



## Продовження додатку В

вихлопних газів ГПА загальною потужністю 161,42 Гкал/год, які в опалювальний період забезпечують теплом приміщення КС. Утилізатори тепла створюють додатковий опір для вихлопних газів, що призводить до збільшення витрат паливного газу. Так як конструкція більшості утилізаторів не передбачає їх знімання – відбувається значний перерозхід паливного газу у літній (не опалюваний) період. Відбір тепла із ліній системи автоматичного охолодження масла дав би можливість суттєво знизити використання газу на ВТП при працюючій КС.

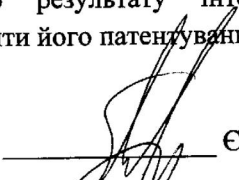
### 3. Начальник відділу з експлуатації КС Сташинський О.П. про:

Можливість суттєвого скорочення використання електроенергії для підтримання ГПА у гарячому резерві

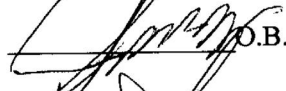
#### Вирішили :

1. Провівши аналіз запропонованого результату інтелектуальної діяльності рекомендувати АТ «Укртрансгаз» здійснити його патентування.

Головний інженер, голова НТР


  
\_\_\_\_\_ Є.В. Шеремет

Заступник директора із виробництва  
Начальник відділу охорони праці,  
технічного нагляду та пожежної безпеки

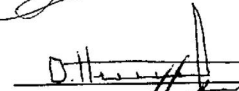
  
\_\_\_\_\_ О.В. Ніколаєв

  
\_\_\_\_\_ П.Є. Сташинський


Начальник технічного відділу

  
\_\_\_\_\_ В.І. Трофімчук

Начальник відділу з експлуатації КС

  
\_\_\_\_\_ О.П. Сташинський

Начальник відділу АВ

  
\_\_\_\_\_ С.К. Калачов

Головний диспетчер

  
\_\_\_\_\_ В.В. Качур

Начальник відділу екології природних  
ресурсів та енергозбереження


  
\_\_\_\_\_ О.В. Костенко

Начальник відділу КБ та І

  
\_\_\_\_\_ В.П. Цимбал

**ДОДАТОК Г – Розрахунок економічного ефекту від приведення температури газу на виході із ГРС філії УМГ «Черкаситрансгаз» до оптимальної**

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Директор  
УМГ «Черкаситрансгаз»  
А.А. Мандра  
07 лютого 2018 року



**РОЗРАХУНОК**

**Економічного ефекту від приведення температури газу на виході ГРС філії УМГ «Черкаситрансгаз» до оптимальної**

м. Черкаси 2018

## Продовження додатку Г

За результатами наукових досліджень дисертаційної роботи Трофімчука В.І. було доведено можливість та ефективність передавання газу споживачам із від'ємними температурами. Наказом Філії УМГ «Черкаситрансгаз» № 196 від 22.02.2016 було визначено діапазон оптимальних температур на виході ГРС від мінус 5 °С до мінус 10 °С.

При зниженні тиску газу на регуляторах ГРС відбувається зниження його температури. Значення температури після регулятора визначається за наступною формулою:

$$T_2 = T_1 - D_t \cdot (P_1 - P_2) \quad (1)$$

де:

$T_1, T_2$  – температура природного газу до та після регулятора тиску відповідно, °К;  $P_1, P_2$  – тиск природного газу до та після регулятора тиску відповідно, МПа;  $D_t$  – коефіцієнт Джоуля-Томсона, °К/МПа.

Використовуючи програмний комплекс ASK було проаналізовано середню температуру газу на виході та визначено середню кількість протранспортованого газу кожною із 161 ГРС по УМГ «Черкаситрансгаз», які мають підігрівачі газу у 2015 році та 2017 році, тобто до та після приведення температури газу на виході із ГРС до оптимальної.

Для визначення економічного ефекту від доведення температури газу на виході ГРС до оптимальної визначимо кількість газу, яка витрачена для підігріву одного м<sup>3</sup> протранспортованого газу через ГРС на один °С по кожній ГРС за зазначені періоди за формулою:

$$Q_0 = \frac{Q_{\text{підігр}}/Q_{\text{трансп}}}{T_{2 \text{ роз}} - T_{2 \text{ реал}}} \quad (2)$$

де:

$Q_{\text{підігр}}$  – кількість газу, що використана на підігрів природного газу за добу, м<sup>3</sup>;  $Q_{\text{трансп}}$  – кількість газу, що протранспортовано через ГРС;  $T_{2 \text{ роз}}$  – температура газу на виході із ГРС за формулою (1), °С;  $T_{2 \text{ реал}}$  – реальна температура підігрітого газу на виході із ГРС, °С.

Весь масив даних, а це більше 120 тис. розрахунків було згруповано за звітними періодами у табл.1. Далі визначено відсоток підвищення ефективності споживання газу вогневими підігрівачами ГРС у 2017 порівняно із 2015 роком.

У 2015 році вогневими підігрівачами газу ГРС було витрачено 2105,7 тис. м<sup>3</sup> газу. Із таблиці 1 видно, що енергоємність у процесі підігріву газу у 2017



## Продовження додатку Г

зменшилась в середньому на 27 % порівняно із 2015 роком , тому економічний ефект розрахуємо за формулою:

$$Q_{\text{ефект}} = Q_{\text{витрач.}} \cdot \Delta \quad (3)$$

де:

$Q_{\text{витрач.}}$  - кількість газу витраченого на вогневі підігрівачі ГРС у 2015 році;

$\Delta$  - середній відсоток зменшення енергоємності споживання газу у 2017 році порівняно із 2015 роком.

$$Q_{\text{ефект}} = 2105,7 \cdot 0,27 = 568\,541 \text{ м}^3$$

Таблиця 1. - Розрахункові значення функціонування ГРС відповідно до звітного періоду

Період	Кількість газу витрачена ВП на підігрів 1м <sup>3</sup> протранспортованого через ГРС газу на 1 <sup>0</sup> С. (м <sup>3</sup> )		Підвищення ефективності споживання газу ВП ГРС за рахунок зниження температури газу на виході ГРС (%)
	у 2015 році	у 2017 році	
січень	0,00186	0,00129	30,7
лютий	0,00193	0,00139	27,8
березень	0,00151	0,00137	9,4
квітень	0,00132	0,00100	24,7
травень	0,00026	0,00023	11,0
червень	0,00014	0,00005	64,9
липень	0,00011	0,00005	53,1
серпень	0,00009	0,00005	45,3
вересень	0,00014	0,00010	30,3
жовтень	0,00059	0,00055	5,8
листопад	0,00097	0,00096	0,4
грудень	0,00140	0,00108	22,8
<b>Середній показник</b>			<b>27,2</b>

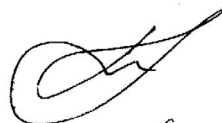
Вартість перевитраченого газу розраховуємо за формулою:

$$B = Q_{\text{ефект}} \cdot Ц = 568541 \cdot 8,87 = 5\,045\,065 \text{ грн.} \quad (4)$$

де:

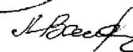
Ц- середня ціна газу для промисловості у 2017 році

Начальник ВЕМГ та ГРС



В.В. Ніколаєв

Начальник планово економічного відділу



Л.Л. Малега

**ДОДАТОК Д – Акт впровадження корпоративної системи енергетичного  
моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу у філії УМГ  
«Черкаситрансгаз»**

Публічне  
акціонерне товариство  
«УКРТРАНСГАЗ»

Філія «Управління магістральних  
газопроводів  
«ЧЕРКАСИТРАНСГАЗ»

вул. Сумська, 3  
м. Черкаси, Україна, 18623  
тел.: + 38 (0472) 26-6732  
e-mail: o-otras@ukrgas.ua



Public  
Joint-Stock Company  
«UKRTRANS-GAS»

Main Pipeline  
Division  
CHERKASYTRANS-GAS

3, Sumskaya st.  
Cherkassy, Ukraine, 18623  
tel.: + 38 (0472) 26-6732  
e-mail: o-otras@ukrgas.ua

№ \_\_\_\_\_

на № \_\_\_\_\_

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Директор  
УМГ «Черкаситрансгаз»  
А.А. Мандра



2016 р.

**АКТ  
ВПРОВАДЖЕННЯ КОРПОРАТИВНОЇ СИСТЕМИ  
ЦІЛЬОВОГО ЕНЕРГЕТИЧНОГО  
МОНІТОРИНГУ ТА ВНУТРІШНЬОГО  
БЕНЧМАРКІНГУ  
у філії УМГ «Черкаситрансгаз»**

Комісія в складі:

голови Головного інженера філії УМГ «Черкаситрансгаз» Шеремета Є.В.  
(посада, організація, ініціали, прізвище)

членів комісії:

Начальника відділу з експлуатації ЛЧ МГ та ГРС філії УМГ  
«Черкаситрансгаз» Ніколаєва В.В.

Начальника відділу з експлуатації КС філії УМГ «Черкаситрансгаз»  
Сташинського О.П.

Заступника головного диспетчера філії УМГ «Черкаситрансгаз» Качура  
В.В.

склала цей акт про таке:

## Продовження додатку Д

1. Із березня 2016 року наказом філії УМГ «Черкаситрансгаз» № 426 від 24.11.2016 було розпочато функціонування корпоративної системи цільового енергетичного моніторингу та внутрішнього бенчмаркінгу (КСЕМ), яка розроблена начальником технічного відділу Трофимчуком Вадимом Івановичем. КСЕМ дала змогу організувати щоденне онлайн збирання даних щодо споживання енергоресурсів та виконувати їх аналіз для з'ясування причин відхилень від основних енергетичних показників. Результатами впровадження КСЕМ є суттєве зниження використання газу котельнями КС та підігрівачами газу на ГРС.

2. За допомогою проведених аналізів споживання енергетичних ресурсів керівництво філії УМГ «Черкаситрансгаз» та ЛВУМГ має можливість оцінювати рівень енергетичної ефективності конкретного обладнання та порівнювати його ефективність із іншими підрозділами.


3. КСЕМ дає можливість ставити підрозділам енергетичні цілі на майбутній період та аналізувати стан їх виконання.

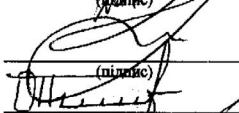
4. Порівняння приведеного показника градусо-день дає можливість визначати якість проведених заходів із енергоощадності.

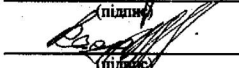
4. Розрахована автором оптимальна температура газу на виході із ГРС сприяла суттєвому зниженню споживання газу вогневими підігрівачами газу на ГРС (Додаток 1).

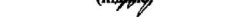
Голова комісії

Члени комісії

  
(підпис)

  
(підпис)

  
(підпис)

  
(підпис)

**Є.В. Шеремет**

(ініціали, прізвище)

**В.В. Ніколаєв**

(ініціали, прізвище)

**О.П. Сташинський**

(ініціали, прізвище)

**В.В. Качур**

(ініціали, прізвище)

## ДОДАТОК Е- Паспорти фізико-хімічних властивостей природного газу

ПАТ "УКРТРАНСГАЗ"  
Філія "УМГ"КИІВ ТРАНСГАЗ"  
ВХАЛІ Сумського ЛВУ МГ  
Свідчення про атестацію № РУ-1071/12,  
чинне до 10 травня 2017 року

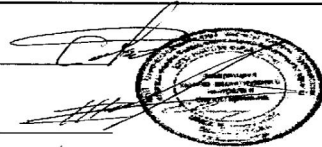
**ПАСПОРТ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**  
переданого Сумським ЛВУ МГ та прийнятого ПАТ "Сумгаз"  
газопроводів УПУ, ПРОГРЕС, ЄККР, ЄКК+ЄКД за період з 1 по 30 квітня 2016р.

Дата	Компонентний склад газу, % мол.													Густина, кг/м <sup>3</sup>	Теплота згорання нижча, МДж/м <sup>3</sup>	Теплота згорання нижча, ккал/м <sup>3</sup>	Теплота згорання вища, МДж/м <sup>3</sup>	Теплота згорання вища, ккал/м <sup>3</sup>	Число Боббе вище, МДж/м <sup>3</sup>	Температура точки роси вологи (P=0,101325 МПа), °С	Маса концентрація сірководню, г/м <sup>3</sup>	Маса концентрація меркаптанів сірч., г/м <sup>3</sup>	Маса механічних домішок, г/м <sup>3</sup>	Добова витрата газу, тис.м <sup>3</sup>
	метан	етан	пропан	ізо-бутан	н-бутан	нєо-пентан	ізо-пентан	н-пентан	гексан і вище	кисень	азот	диоксид вуглецю												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
<b>МГ УПУ (ГРС Жовтнєве, Северинівка):</b>																								
04.04.	95,262	2,748	0,865	0,134	0,126	0,002	0,023	0,015	0,010	0,008	0,609	0,198	0,7056	34,58	8259	38,32	9153	50,06	-22,5	відс.	< 0,01	відс.		
11.04.	94,842	3,008	0,957	0,151	0,145	0,002	0,027	0,019	0,014	0,009	0,593	0,233	0,7096	34,73	8295	38,48	9191	50,13	-17,1					
18.04.	95,103	2,834	0,907	0,145	0,140	0,002	0,027	0,018	0,014	0,009	0,586	0,215	0,7075	34,66	8278	38,40	9172	50,11	-18,3					
25.04.	94,401	3,258	1,062	0,168	0,160	0,002	0,029	0,019	0,015	0,008	0,621	0,257	0,7133	34,86	8326	38,62	9224	50,18	-22,4					
<b>МГ Прогрес (ГРС Білоярськ, Недригайлів):</b>																								
04.04.	95,663	2,492	0,783	0,120	0,116	0,002	0,022	0,015	0,014	0,009	0,601	0,163	0,7024	34,47	8233	38,20	9124	50,02	-23,0	відс.	< 0,01	відс.		
11.04.	95,381	2,663	0,845	0,134	0,129	0,002	0,025	0,017	0,013	0,009	0,587	0,195	0,7050	34,57	8257	38,30	9148	50,06	-17,2					
18.04.	95,536	2,562	0,812	0,130	0,126	0,002	0,025	0,016	0,015	0,009	0,582	0,185	0,7038	34,52	8245	38,26	9138	50,05	-18,0					
25.04.	94,917	2,949	0,946	0,150	0,143	0,002	0,027	0,018	0,016	0,008	0,596	0,229	0,7090	34,71	8290	38,46	9186	50,12	-22,1					
<b>МГ ЄККР (ГРС Терешківка):</b>																								
04.04.	95,567	2,553	0,804	0,124	0,119	0,002	0,022	0,015	0,012	0,009	0,600	0,173	0,7032	34,50	8240	38,23	9131	50,03	-22,1	відс.	< 0,01	відс.		
11.04.	95,089	2,845	0,906	0,144	0,139	0,002	0,027	0,018	0,014	0,009	0,593	0,214	0,7076	34,66	8278	38,40	9172	50,10	-16,5					
18.04.	95,448	2,614	0,832	0,134	0,130	0,002	0,026	0,018	0,014	0,009	0,584	0,189	0,7046	34,55	8252	38,29	9145	50,06	-18,2					
25.04.	94,664	3,099	1,003	0,159	0,152	0,002	0,028	0,019	0,014	0,008	0,608	0,244	0,7111	34,78	8307	38,53	9203	50,15						
<b>МГ ЄКК+ЄКД:</b>																								
<b>ГРС-1 (ГРС Загорське, Хотинь, Юнаківка, Краснопілля, Осоївка, Могриця, Угроди, Гринцево, Колядинець, Липова Долина, Віри, Білопілля, Путивль, Буринь, Дубов'язівка, Конотоп, Головашівка, ГРС-1, ГРС-2, Низи, Бішківсь, Тростянець, Косівщина, Червоне село, Дослідна станція)</b>																								
04.04.	86,952	6,580	1,756	0,158	0,276	0,003	0,051	0,041	0,062	0,007	1,607	2,507	0,7764	35,20	8407	38,94	9301	48,50	-12,1	відс.	< 0,01	відс.		
21.04.	85,689	7,343	1,993	0,167	0,300	0,002	0,052	0,043	0,058	0,007	1,622	2,724	0,7869	35,47	8472	39,23	9370	48,53	-10,3					
25.04.	79,883	11,002	3,187	0,228	0,450	0,000	0,064	0,056	0,049	0,007	1,394	3,680	0,8364	36,99	8835	40,84	9754	49,01	-11,7					

## Продовження додатку Е

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
<b>ГРС-1 (ГРС-1, ГРС-2, Низи, Бішкин, Гросянець, Косівщина, Червоне село, Дослідна станція)</b>																									
08.04.	89,03	6,289	0,856	0,058	0,120	0,000	0,028	0,023	0,026	0,007	1,225	2,336	0,7537	34,55	8252	38,25	9136	48,36							
11.04.	89,31	6,088	0,786	0,060	0,124	0,000	0,032	0,025	0,027	0,007	1,198	2,342	0,7519	34,48	8235	38,18	9119	48,32	-10,6						
18.04.	82,79	7,203	4,327	0,383	0,889	0,006	0,433	0,532	0,124	0,007	1,119	2,188	0,8415	38,62	9224	42,61	10177	50,98	-2,8						
29.04.	89,96	6,045	0,389	0,020	0,004	0,000	0,005	0,009	0,18	0,007	1,234	2,171	0,7455	34,33	8200	38,01	9079	48,32							
<b>ГРС Гринцівце (ГРС Загорське, Хотів, Юнаківка, Краснопілля, Осоївка, Могриця, Угроїди, Гринцівце, Колядинець, Липова Долина, Віри, Білогілля, Путівль, Буринь, Дубов'язівка, Кокотод, Головашичка)</b>																									
11.04.	83,87	8,253	2,447	0,184	0,345	0,000	0,049	0,042	0,046	0,007	1,531	3,222	0,8035	35,84	8560	39,62	9463	48,50							
18.04.	85,810	7,163	2,001	0,173	0,320	0,002	0,055	0,046	0,051	0,007	1,631	2,741	0,7865	35,44	8465	39,19	9360	48,50	-5,1						
<b>ГРС Ворожба (ГРС Ворожба, Мартинівка, Олешня)</b>																									
04.04.	92,844	3,790	0,889	0,129	0,182	0,008	0,051	0,038	0,068	0,007	1,636	0,358	0,7230	34,64	8274	38,37	9165	49,52	-7,5	відс.	< 0,01	відс.			
11.04.	92,829	3,801	0,891	0,129	0,183	0,008	0,051	0,038	0,065	0,007	1,642	0,356	0,7230	34,64	8274	38,37	9165	49,52	-9,4						
18.04.	92,834	3,797	0,891	0,129	0,183	0,008	0,052	0,039	0,066	0,007	1,636	0,358	0,7231	34,65	8276	38,37	9165	49,53	-7,8						
25.04.	92,889	3,778	0,884	0,128	0,182	0,008	0,051	0,038	0,063	0,007	1,618	0,354	0,7225	34,64	8274	38,36	9162	49,53	-8,9						
																						<b>Сумарне значення за місяць, тис.м<sup>3</sup>:</b>		<b>34759,127</b>	

Головний інженер Сумського ЛВУ МГ



О.Б.Соловйов

29.04.2016р.

Завідувач ВХАЛ

Журавльова В.В.

29.04.2016р.

## Продовження додатку Е

**ПАСПОРТ  
ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ,**

**переданого Закарпатським ЛВУМГ та прийнятого ПАТ "Закарпатгаз" по г-ду ДУД-1 з 01.11.2015р. по 30.11.2015 р.**

Число місяця	Компонентний склад, мольна частка, %												Температура точки роси, P=4,0МПаoC	Температура при 20°С, 101,325кПа			Число Боббіє в'язе, МДж/м3	Маса механічних домішок г/м3	Маса а конденсатів меркантилоїт сф/м3, г/м3	Маса а конденсатів сф/м3, г/м3
	Метан	Етан	Пропан	i-Бутан	n-Бутан	Пентан	Гексан та вище	Азот	Діоксид вуглецю	Гелій	Водень	Кисень		Теплота згорання лкчч, МДж/м3	Густина, кг/м3					
															абсолютна	відносна				
01.11.	94,232	1,753	0,594	0,095	0,097	0,037	0,013	3,026	0,138	0,014	0,001		33,34	0,7067	0,5868	48,28				
02.11.	94,505	1,759	0,613	0,096	0,098	0,037	0,012	2,730	0,135	0,014	0,001		33,45	0,7055	0,5857	48,49				
03.11.	95,995	1,824	0,622	0,096	0,099	0,035	0,011	1,181	0,122	0,014	0,001		34,00	0,6981	0,5796	49,53				
04.11.	94,775	1,848	0,619	0,099	0,101	0,038	0,012	2,360	0,133	0,014	0,001		33,61	0,7043	0,5848	48,75				
05.11.	93,220	1,850	0,613	0,101	0,100	0,040	0,014	3,904	0,143	0,014	0,001		33,09	0,7122	0,5913	47,73				
06.11.	94,686	1,861	0,615	0,099	0,099	0,038	0,017	2,433	0,137	0,014	0,001		33,59	0,7049	0,5852	48,70				
07.11.	94,679	2,191	0,656	0,112	0,105	0,044	0,024	1,889	0,285	0,014	0,001		33,86	0,7071	0,5870	49,02				
08.11.	96,390	1,942	0,620	0,098	0,099	0,037	0,014	0,665	0,121	0,014	0,001		34,21	0,6963	0,5781	49,89				
09.11.	96,448	1,861	0,613	0,095	0,096	0,037	0,015	0,685	0,135	0,014	0,001		34,17	0,6959	0,5778	49,85				
10.11.	96,487	1,849	0,609	0,095	0,096	0,037	0,013	0,676	0,123	0,014	0,001		34,17	0,6956	0,5775	49,86				
11.11.	94,988	2,669	0,776	0,127	0,118	0,049	0,022	0,804	0,432	0,014	0,001		34,39	0,7081	0,5879	49,72				
12.11.	94,800	2,769	0,801	0,131	0,121	0,051	0,026	0,797	0,489	0,014	0,001		34,42	0,7099	0,5894	49,71				
13.11.	93,846	3,196	0,822	0,137	0,116	0,056	0,028	0,945	0,839	0,014	0,001		34,39	0,7177	0,5959	49,38				
14.11.	93,567	3,394	0,850	0,146	0,122	0,061	0,030	0,954	0,861	0,014	0,001		34,46	0,7199	0,5977	49,41				
15.11.	93,556	3,427	0,853	0,147	0,122	0,062	0,031	0,937	0,880	0,014	0,001		34,49	0,7200	0,5978	49,44				
16.11.	93,536	3,456	0,854	0,148	0,123	0,062	0,031	0,931	0,844	0,014	0,001		34,50	0,7201	0,5979	49,45				
17.11.	93,710	3,379	0,853	0,146	0,123	0,061	0,032	0,902	0,779	0,014	0,001		34,51	0,7187	0,5967	49,51		0,0003	0,0002	
18.11.	93,930	3,279	0,840	0,145	0,122	0,061	0,031	0,863	0,714	0,014	0,001	-8,5	34,51	0,7170	0,5953	49,58	0,0000			
19.11.	94,553	2,957	0,786	0,132	0,115	0,054	0,030	0,801	0,557	0,014	0,001		34,45	0,7118	0,5909	49,67				
20.11.	94,548	2,908	0,793	0,131	0,114	0,053	0,031	0,841	0,566	0,014	0,001		34,42	0,7118	0,5910	49,63				
21.11.	94,508	2,856	0,810	0,130	0,113	0,066	0,034	0,876	0,592	0,014	0,001		34,41	0,7125	0,5916	49,59				
22.11.	94,353	2,876	0,823	0,128	0,108	0,073	0,034	0,933	0,657	0,014	0,001		34,38	0,7139	0,5927	49,50				
23.11.	94,079	3,035	0,846	0,129	0,109	0,073	0,031	0,969	0,712	0,014	0,001	0,002	34,40	0,7158	0,5943	49,46				
24.11.	94,023	3,126	0,810	0,131	0,112	0,056	0,028	0,972	0,727	0,014	0,001		34,38	0,7158	0,5943	49,44				
25.11.	93,975	3,182	0,811	0,132	0,112	0,053	0,027	0,967	0,726	0,014	0,001		34,40	0,7160	0,5945	49,45				
26.11.	93,887	3,270	0,813	0,134	0,111	0,054	0,025	0,962	0,729	0,014	0,001		34,42	0,7165	0,5949	49,47				
27.11.	93,944	3,193	0,823	0,133	0,112	0,055	0,027	0,970	0,728	0,014	0,001		34,41	0,7163	0,5947	49,46				
28.11.	93,956	3,171	0,820	0,133	0,112	0,060	0,028	0,974	0,731	0,014	0,001		34,40	0,7163	0,5947	49,45				
29.11.	93,887	3,228	0,839	0,134	0,112	0,057	0,026	0,971	0,731	0,014	0,001		34,43	0,7168	0,5951	49,46				
30.11.	93,911	3,203	0,838	0,134	0,113	0,055	0,027	0,973	0,731	0,014	0,001		34,42	0,7167	0,5950	49,46				
Середній розрахунок за місяць	94,430	2,710	0,755	0,123	0,110	0,052	0,024	1,263	0,516	0,014	0,001	0,002	-8,5	34,20	0,7113	0,5905	49,34	0,0000	0,0003	0,0002

Примітка: Фізико-хімічні параметри природного газу відповідають вимогам ГОСТу 5542-87

„Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.“

Перелік ГРС, через які подається пр природний газ з даного газопроводу: ГРС Мукачєво, ГРС Знячєво, ГРС Карпати, ГРС Залужжя, ГРС Бобовице ,

ГРС Свалява, ГРС Керезькы, ГРС Міхир'я , ГРС Майдан, ГРС Ретиньє, ГРС Рососи

Місце відбору : ГРС Мукачєво

Начальник Закарпатського ЛВУМГ

Лухіта В.Ф. 01.12.2015р.

Керівник ВХАЛ

Завадяк О.В. 01.12.2015р.







## ДОДАТОК Ж - Режимні карти водогрійних котлів

"ЗАТВЕРДЖУЮ"  
Головний інженер, КП БМР "БЦТМ"  
С. А. Фурсенко  
2017 р.

## РЕЖИМНА КАРТА

роботи водогрійного котла типу НИИСТУ-5 ст. № 4,

встановленого на котельні м. Біла Церква, Бул. Олександрійський, 123в з палинками ГИФ-Н-75лтри спалюванні природного газу

	Найменування параметрів	Познач.	Одиниця виміру	РЕЖИМИ КОТЛА			
				1	2	3	4
Вода	1. Теплопродуктивність котла	Q <sub>k</sub>	Гкал/год	0,209	0,298	0,360	0,420
	2. Витрата води через котел (розрахункова)	G <sub>в</sub>	т/год	24	24	24	24
	3. Температура води на вході в котел	t'	°C	44	44	44	44
	4. Температура води на виході з котла	t''	°C	52,7	56,4	59,0	61,5
	5. Підігрів води на котлі	Dt	°C	8,7	12,4	15,0	17,5
	6. Тиск води на вході в котел	P'в	кг/см <sup>2</sup>	4,4	4,4	4,4	4,4
	7. Тиск води на виході з котла	P''в	кг/см <sup>2</sup>	4,2	4,2	4,2	4,2
Паливо	1. Вид палива			Природний газ Q <sub>рн</sub> =8188 ккал/ст.м <sup>3</sup>			
	2. Число пальників в роботі	n	шт.	2	2	2	2
	3. Тиск газу в колекторі перед автоматикою	P <sub>г кол</sub>	кПа	2,60	2,60	2,55	2,45
	4. Тиск газу на пальниках котла	P <sub>п</sub>	кПа	0,30	0,20	1,10	1,50
	5. Температура палива	t <sub>г</sub>	°C	4,0	4,0	4,0	4,0
	6. Витрата палива приведена до н.у.	B <sub>г</sub>	м <sup>3</sup> /год	32,50	44,80	53,30	61,60
Повітря	1. Відстань між заслінками повітрязабір.	H	см	3,0	5,0	7,0	9,5
	2. Температура повітря на горіння	t <sub>дв</sub>	°C	18	18	18	18
Димові гази	1. Розрідження в топці котла	S <sub>т</sub>	Па	30	30	28	27
	2. Розрідження в газоході за котлом	S <sub>к</sub>	мм в.ст.	4,8	4,6	4,5	4,5
	3. Температура димових газів	t'' <sub>к</sub>	°C	197	220	235	248
	4. Склад продуктів згоряння за котлом:						
	вміст O <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	%	10,7	8,5	6,9	6,1
	вміст CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	%	5,8	7,0	7,9	8,4
	вміст CO	CO	ppm	11	6	5	4
	вміст NO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	ppm	25	30	38	45
	5. Коефіцієнт надлишку повітря за котлом	Alfa <sub>к</sub>	---	1,93	1,61	1,44	1,37
	6. Концентрація оксиду вуглецю при н.у. i a=1.0	CO пр	мг/нм <sup>3</sup>	31,47	14,90	9,90	7,76
	7. Концентрація оксидів азоту при н.у. i a=1.0	NO <sub>x</sub> пр	мг/нм <sup>3</sup>	113,46	115,13	129,22	143,92
8. Питомий викид на 1 Гкал тепла CO.	q <sub>CO</sub>	г/Гкал	40,0	18,3	12,0	9,3	
9. Питомий викид на 1 Гкал тепла NO <sub>x</sub> .	q <sub>NO<sub>x</sub></sub>	г/Гкал	144,2	141,4	156,2	172,8	
10. Пит. викид на 1 тис.м <sup>3</sup> газу оксидів CO.	b <sub>CO</sub>	кг/тис н.м <sup>3</sup>	0,258	0,122	0,081	0,064	
11. Пит. викид на 1 тис.м <sup>3</sup> газу оксидів NO <sub>x</sub> .	b <sub>NO<sub>x</sub></sub>	кг/тис н.м <sup>3</sup>	0,929	0,943	1,058	1,178	
КСД та тех. еком. показ	1. Втрата тепла з відхідними газами, q <sub>2</sub> .	q <sub>2</sub>	%	13,325	12,784	12,404	12,492
	2. Втрата тепла від хім. неспалювання q <sub>3</sub> .	q <sub>3</sub>	%	0,0110	0,005	0,003	0,003
	3. Втрата тепла в навколишнє середовище q <sub>5</sub> .	q <sub>5</sub>	%	7,97	5,78	4,86	4,21
	4. ККД котла "брутто"	η <sub>бр</sub>	%	78,69	81,43	82,73	83,30
	5. Пит. витр. у.п. на 1 Гкал виробленого тепла	b <sub>у вир</sub>	кг у.п./Гкал	181,73	175,62	172,85	171,67
	6. Питома витрата газу на 1 Гкал вироб. тепла	b <sub>газа</sub>	м <sup>3</sup> /Гкал	155,21	150,00	147,63	146,62

- Режимна карта складена при роботі котла на природному газі Q<sub>рн</sub>=8188 ккал/ст.м<sup>3</sup>, барометричний тиск - 733 мм рт.ст.
- Вказані в режимній карті значення температур відхідних газів отримані при експлуатаційному стані поверхонь нагріву.
- При зміні теплоти згор. газу більше, ніж на 10%, а також після проведення кап. ремонту, реконструкції, відхиленні параметрів від нормативних значень, необхідно провести повторні випробування для корегування реж.карти.
- Співвідношення "Газ-Повітря":

Тиск газу на пальники, кПа	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
Відстань між заслінками повітрязабірника, см	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9,5

## Продовження додатку Ж

ЗАТВЕРДЖУЮ


 / Гейна А.В. /

Головний інженер Барського ЛВУМГ

## РЕЖИМНА КАРТА


роботи водогрійного котла типу **КСВ-1,0 ("ВК-22")**

КОТЕЛЬНІ КС-19 Барського ЛВУМГ

№ п/п	Назва величини	Позн.	Розм.	Котел № 1	
				Навантаження, %	Навантаження, %
				60	86
1	Теплова потужність	Q	Гкал/год	0,513	0,736
2	Температура води на вході в котел	T <sub>вх</sub>	°С	53	61
3	Температура води на виході з котла	T <sub>вих</sub>	°С	63	75
4	Тиск води на вході в котел	P <sub>вх</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	3,4	3
5	Тиск води на виході з котла	P <sub>вих</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	2,4	2,4
6	Витрата води через котел		м <sup>3</sup> /год	51,35	52,60
7	Тиск газу у колекторі	P <sub>г</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	0,0356	0,0349
8	Тиск газу перед пальником	P	мм.вод.ст.	35	81
9	Число працюючих пальників			1	1
10	Витрата газу при норм. ум.		м <sup>3</sup> /год	65,80	95,63
11	Тиск повітря перед пальником	P <sub>п</sub>	мм.вод.ст.	30	74
12	Тиск за котлом		мм.вод.ст.	1,64	1,44
13	Вміст в димових газах :				
	CO		%	0	0
	CO <sub>2</sub>		%	9,41	9,41
	NO <sub>x</sub>		%	0,0075	0,0068
	SO <sub>2</sub>		%	0	0
	O <sub>2</sub>		%	4,4	4,4
14	Коефіцієнт надлишку повітря	α		1,27	1,27
15	Температура димових газів	T <sub>дг</sub>	°С	117	151,7
16	Втрати тепла з димовим.газами	q <sub>2</sub>	%	4,59	6,15
17	Втрати тепла від хім. Недопалу	q <sub>3</sub>	%	0,00	0,00
18	Втрати тепла в навколишнє середовище	q <sub>5</sub>	%	1,05	0,74
19	ККД "брутто" котла	η <sub>БР</sub>	%	94,4	93,1
20	Масова концентрація приведена до α=1				
	-оксиди азоту в перерахунку на діоксид азоту		мг/м <sup>3</sup>	195,55	177,30
	-оксид вуглецю		мг/м <sup>3</sup>	0,00	0,00
21	Питомий викид на 1 Гкал виробляемого тепла:				
	-оксиди азоту в перерахунку на діоксид азоту		г/Гкал	207,23	190,40
	-оксид вуглецю		г/Гкал	0,00	0,00
22	Тип пальника			ГГС-БМ-1,4	
23	Витрата умовного палива на 1 Гкал виробленого тепла		кг.ум.пал/ Гкал	151,40	153,42

Примітка: Режимна карта складена при спалюванні палива з Q<sub>рн</sub>= 8270 ккал/м<sup>3</sup>

Режимну карту склав :


 Філія «Виробничо-ремонтно-технічне підприємство «Укргазенергосервіс»  
 Київське спеціалізоване пусконаладжувальне управління  
 Дільниця з комплексного налагодження

Бобиленко С.П.

## Продовження додатку Ж

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гейна А.В.  
Головний інженер Барського ЛВУМГ

## РЕЖИМНА КАРТА

роботи водогрійного котла типу

КСВ-1,0 ("ВК-22")

КОТЕЛЬНІ КС -19 Барського ЛВУМГ

№ п/п	Назва величини	Позн.	Розм.	Котел № 2	
				Навантаження, %	Навантаження, %
				51	89
1	Теплова потужність	Q	Гкал/год	0,440	0,765
2	Температура води на вході в котел	T <sub>вх</sub>	°С	59	62
3	Температура води на виході з котла	T <sub>вих</sub>	°С	67	77
4	Тиск води на вході в котел	P <sub>вх</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	2,5	3,2
5	Тиск води на виході з котла	P <sub>вих</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	2,4	3
6	Витрата води через котел		м <sup>3</sup> /год	54,99	50,97
7	Тиск газу у колекторі	P <sub>г</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	0,037	0,034
8	Тиск газу перед пальником	P	мм.вод.ст.	47	84
9	Число працюючих пальників			1	1
10	Витрата газу при норм. ум.		м <sup>3</sup> /год	56,18	99,84
11	Тиск повітря перед пальником	P <sub>п</sub>	мм.вод.ст.	48	82
12	Тиск за котлом		мм.вод.ст.	0,37	0,54
13	Вміст в димових газах :				
	CO		%	0	0,0002
	CO <sub>2</sub>		%	10,09	9,41
	NO <sub>x</sub>		%	0,0083	0,0062
	SO <sub>2</sub>		%	0	0
	O <sub>2</sub>		%	3,2	4,4
14	Коефіцієнт надлишку повітря	α		1,18	1,27
15	Температура димових газів	T <sub>дг</sub>	°С	111,8	162,1
16	Втрати тепла з димовим. газами	q <sub>2</sub>	%	4,08	6,70
17	Втрати тепла від хім. Недопалу	q <sub>3</sub>	%	< 0,00	0,00
18	Втрати тепла в навколишнє середовище	q <sub>5</sub>	%	1,24	0,71
19	ККД "брутто" котла	η <sub>БР</sub>	%	94,7	92,6
20	Масова концентрація приведена до α=1				
	-оксиди азоту в перерахунку на діоксид азоту		мг/м <sup>3</sup>	201,07	161,65
	-оксид вуглецю		мг/м <sup>3</sup>	0,00	3,18
21	Питомий викид на 1 Гкал виробляемого тепла:				
	-оксиди азоту в перерахунку на діоксид азоту		г/Гкал	212,35	174,57
	-оксид вуглецю		г/Гкал	0,00	3,43
22	Тип пальника			ГГС-БМ-1,4	
23	Витрата умовного палива на 1 Гкал виробленого тепла		кг. ум. пал/ Гкал	150,87	154,28

Примітка: Режимна карта складена при спалюванні палива з Q<sub>рн</sub>= 8270 ккал/м<sup>3</sup>

Режимну карту склав :

Філія «Виробничо-ремонтно-технічне підприємство «Укргазенергосервіс»  
Київське спеціалізоване пусконаладжувальне управління  
Дільниця з комплексного налагодження газопелюкачувальних агрегатів

Бобиленко С.П.



## Продовження додатку Ж

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гейна А.В.

Головний інженер Барського ЛВУМГ

## РЕЖИМНА КАРТА

роботи водогрійного котла типу КСВ-1,0 ("ВК-22")

КОТЕЛЬНІ КС-19 Барського ЛВУМГ

№ п/п	Назва величини	Позн.	Розм.	Котел № 3	
				Навантаження, %	Навантаження, %
1	Теплова потужність	Q	Гкал/год	55	75
2	Температура води на вході в котел	T <sub>вх</sub>	°C	0,474	0,644
3	Температура води на виході з котла	T <sub>вих</sub>	°C	54	57
4	Тиск води на вході в котел	P <sub>вх</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	63	69
5	Тиск води на виході з котла	P <sub>вих</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	3,6	3,7
6	Витрата води через котел		м <sup>3</sup> /год	3,5	3,6
7	Тиск газу у колекторі	P <sub>г</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	52,63	53,68
8	Тиск газу перед пальником	P	мм.вод.ст.	0,037	0,035
9	Число працюючих пальників			22	63
10	Витрата газу при норм. ум.		м <sup>3</sup> /год	1	1
11	Тиск повітря перед пальником	P <sub>п</sub>	мм.вод.ст.	60,48	83,62
12	Тиск за котлом		мм.вод.ст.	25	60
13	Вміст в димових газах :			2,75	0,77
	CO		%	0	0,0002
	CO <sub>2</sub>		%	10,14	10,31
	NO <sub>x</sub>		%	0,0083	0,0084
	SO <sub>2</sub>		%	0	0
	O <sub>2</sub>		%	3,1	2,8
14	Коефіцієнт надлишку повітря	α		1,17	1,15
15	Температура димових газів	T <sub>дг</sub>	°C	114,6	156,8
16	Втрати тепла з димовим. газами	q <sub>2</sub>	%	4,15	6,01
17	Втрати тепла від хім. Недопалу	q <sub>3</sub>	%	0,00	0,00
18	Втрати тепла в навколишнє середовище	q <sub>5</sub>	%	1,15	0,84
19	ККД "брутто" котла	η <sub>БР</sub>	%	94,7	93,1
20	Масова концентрація приведена до α=1				
	-оксиди азоту в перерахунку на діоксид азоту		мг/м <sup>3</sup>	199,37	198,32
	-оксид вуглецю		мг/м <sup>3</sup>	0,00	2,88
21	Питомий викид на 1 Гкал виробляемого тепла:				
	-оксиди азоту в перерахунку на діоксид азоту		г/Гкал	210,51	212,90
	-оксид вуглецю		г/Гкал	0,00	3,09
22	Тип пальника			ГГС-БМ-1,4	
23	Витрата умовного палива на 1 Гкал виробленого тепла		кг ум. пал./Гкал	150,85	153,36

Примітка: Режимна карта складена при спалюванні палива з Q<sub>рн</sub> = 8270 ккал/м<sup>3</sup>

Режимну карту склав :



«Українське підприємство інженер-теплотехнік» Бобиленко С.П.

Київське спеціалізоване  
підприємство з комплексного налагодження  
Дільниця з комплексного налагодження  
газоперекачувальних агрегатів

## Продовження додатку Ж

"Затверджую"

Головний інженер  
Барського ЛВУМГ

70.

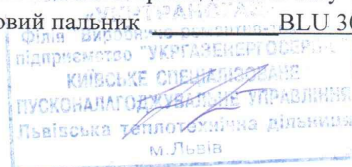
РЕЖИМНА  
карта водогрійного котла

"Buderus S815", ст № 1, реєстр №337.

№ п/п	Найменування	Розмірність	Навантаження котла			
			1	2	3	4
1	2	3	4	5	6	7
1.	Продуктивність котла	Гкал/год	0,90	1,35		
2.	Витрати мережевої води	м <sup>3</sup> /год	45,0	45,0		
3.	Тиск води на вході в котел	кгс/см <sup>2</sup>	2,25	2,25		
4.	Тиск води на виході з котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,15	2,15		
5.	Температура води на вході в котел	°С	55,0	55,0		
6.	Температура води на виході з котла	°С	75,0	85,0		
7.	Витрата газу	м <sup>3</sup> /год	119,8	181,4		
8.	Витрата газу в умовн. один.	кг/год	139,9	211,8		
9.	Тиск газу в колекторі	кПа	10,0	9,5		
10.	Тиск газу перед пальником	кПа	2,0	1,1		
11.	Тиск повітря перед пальником	кПа				
12.	Температура повітря на горіння	°С	24,8	24,6		
13.	Розрідження за котлом	Па				
14.	Температура відхідних газів	°С	150,8	177,9		
15.	Вміст трьохатомних газів у відхідних газах	%	9,9	9,5		
16.	Вміст кисню у відхідних газах	%	3,6	4,2		
17.	Вміст оксидів вуглецю	%	0,0032	0,0036		
18.	Вміст оксидів азоту	%	0,0069	0,0070		
19.	Надлишок повітря	—	1,21	1,25		
20.	Втрати тепла з відхідними газами	%	5,9	7,5		
21.	Втрати тепла з хімедопалом	%	0,01	0,01		
22.	Втрати тепла в навколишнє середовище	%	2,2	1,4		
23.	ККД котла бруто	%	91,9	91,1		
24.	Приведена концентрація оксиду вуглецю	мг/м <sup>3</sup>	49,2	57,1		
25.	Приведена концентрація оксидів азоту	мг/м <sup>3</sup>	126,3	132,3		
26.	Питома витрата умовного палива на вироблене тепло	кг у.п./Гкал	155,4	156,8		
27.	Питомий викид оксиду вуглецю на вироблене тепло	г/Гкал	75,2	88,1		
28.	Питомий викид оксидів азоту на вироблене тепло	г/Гкал	137,7	145,5		

Примітка: 1. Нижча теплотворна здатність газу 8174 ккал/м<sup>3</sup>2. Газовий пальник BLU 3000PR.

Інженер



І.Когут



## Продовження додатку Ж

"Затверджую"  
 Головний інженер  
 Барського ЛВУМТ  
 12.02.18



71.

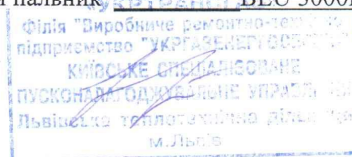
РЕЖИМНА  
 карта водогрійного котла  
 "Buderus S815", ст № 2, ресстр №338.

№ п/п	Найменування	Розмірність	Навантаження котла			
			1	2	3	4
1	2	3	4	5	6	7
1.	Продуктивність котла	Гкал/год	0,86	1,31		
2.	Витрати мережевої води	м <sup>3</sup> /год	45,0	45,0		
3.	Тиск води на вході в котел	кгс/см <sup>2</sup>	2,25	2,25		
4.	Тиск води на виході з котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,15	2,15		
5.	Температура води на вході в котел	°С	55,0	55,0		
6.	Температура води на виході з котла	°С	74,0	84,0		
7.	Витрата газу	м <sup>3</sup> /год	113,7	175,9		
8.	Витрата газу в умовн. один.	кг/год	132,7	205,4		
9.	Тиск газу в колекторі	кПа	10,0	9,5		
10.	Тиск газу перед пальником	кПа	2,6	1,8		
11.	Тиск повітря перед пальником	кПа				
12.	Температура повітря на горіння	°С	24	23,5		
13.	Розрідження за котлом	Па				
14.	Температура відхідних газів	°С	145,9	182,0		
15.	Вміст трьохатомних газів у відхідних газах	%	10,0	9,5		
16.	Вміст кисню у відхідних газах	%	3,4	4,3		
17.	Вміст оксидів вуглецю	%	0,0023	0,0030		
18.	Вміст оксидів азоту	%	0,0064	0,0063		
19.	Надлишок повітря	—	1,19	1,26		
20.	Втрати тепла з відхідними газами	%	5,7	7,7		
21.	Втрати тепла з хімічнодопалом	%	0,01	0,01		
22.	Втрати тепла в навколишнє середовище	%	2,3	1,5		
23.	ККД котла бруто	%	92,0	90,8		
24.	Приведена концентрація оксиду вуглецю	мг/м <sup>3</sup>	34,8	48,0		
25.	Приведена концентрація оксидів азоту	мг/м <sup>3</sup>	115,5	120,3		
26.	Питома витрата умовного палива на вироблене тепло	кг у.п./Гкал	155,2	157,3		
27.	Питомий викид оксиду вуглецю на вироблене тепло	г/Гкал	53,1	74,2		
28.	Питомий викид оксидів азоту на вироблене тепло	г/Гкал	125,7	132,8		

Примітка: 1. Нижча теплотворна здатність газу — 8174 ккал/м<sup>3</sup>

2. Газовий пальник, тип — BUDERUS BLU 3000PR.

Інженер



І.Когут

## Продовження додатку Ж

72.

"Затверджую"  
Головний інженер  
Барського ЛВУМГ



РЕЖИМНА  
карта водогрійного котла  
"Buderus S815", ст № 3 ,реєстр №339 .

№ п/п	Найменування	Розмірність	Навантаження котла			
			1	2	3	4
1	2	3	4	5	6	7
1.	Продуктивність котла	Гкал/год	0,81	1,31		
2.	Витрати мережевої води	м <sup>3</sup> /год	45,0	45,0		
3.	Тиск води на вході в котел	кгс/см <sup>2</sup>	2,25	2,25		
4.	Тиск води на виході з котла	кгс/см <sup>2</sup>	2,15	2,15		
5.	Температура води на вході в котел	°С	55,0	55,0		
6.	Температура води на виході з котла	°С	73,0	84,0		
7.	Витрата газу	м <sup>3</sup> /год	107,7	175,1		
8.	Витрата газу в умовн. один.	кг/год	125,8	204,5		
9.	Тиск газу в колекторі	кПа	10,0	9,5		
10.	Тиск газу перед пальником	кПа	2,4	1,6		
11.	Тиск повітря перед пальником	кПа				
12.	Температура повітря на горіння	°С	23,5	23,3		
13.	Розрідження за котлом	Па				
14.	Температура відхідних газів	°С	142,7	175,7		
15.	Вміст трьохатомних газів у відхідних газах	%	9,9	9,7		
16.	Вміст кисню у відхідних газах	%	3,6	3,9		
17.	Вміст оксидів вуглецю	%	0,0028	0,0029		
18.	Вміст оксидів азоту	%	0,0065	0,0066		
19.	Надлишок повітря	—	1,21	1,23		
20.	Втрати тепла з відхідними газами	%	5,6	7,3		
21.	Втрати тепла з хімедопалом	%	0,01	0,01		
22.	Втрати тепла в навколишнє середовище	%	2,4	1,5		
23.	ККД котла брутто	%	92,0	91,2		
24.	Приведена концентрація оксиду вуглецю	мг/м <sup>3</sup>	43,0	45,3		
25.	Приведена концентрація оксидів азоту	мг/м <sup>3</sup>	119,2	122,9		
26.	Питома витрата умовного палива на вироблене тепло	кг у.п./Гкал	155,3	156,6		
27.	Питомий викид оксиду вуглецю на вироблене тепло	г/Гкал	65,7	69,8		
28.	Питомий викид оксидів азоту на вироблене тепло	г/Гкал	129,8	135,1		

Примітка: 1. Нижча теплотворна здатність газу 8174 ккал/м<sup>3</sup>

2. Газовий пальник BLU 3000PR.

Інженер



І.Когут

## Продовження додатку Ж



71.

РЕЖИМНА  
карта водогрійного котла  
VISSSMANN Vitoplex 100 ст. № 2.

№ п/п	Найменування	Розмірність	Навантаження котла			
			1	2	3	4
1	2	3	4	5	6	7
1.	Продуктивність котла	Гкал/год	0,85		1,11	
2.	Витрати мережевої води	м <sup>3</sup> /год	65,0		65,0	
3.	Тиск води на вході в котел	кгс/см <sup>2</sup>	1,60		1,60	
4.	Тиск води на виході з котла	кгс/см <sup>2</sup>	1,40		1,40	
5.	Температура води на вході в котел	°С	55,0		57,0	
6.	Температура води на виході з котла	°С	68,0		74,0	
7.	Витрата газу	м <sup>3</sup> /год	111,7		148,0	
8.	Витрата газу в умовн. один.	кг/год	130,1		172,5	
9.	Тиск газу в колекторі	кПа	5,5		3,0	
10.	Тиск газу перед пальником	кПа	0,30		0,7	
11.	Тиск повітря перед пальником	кПа	0,80		1,90	
12.	Температура повітря на горіння	°С	22,1		22,4	
13.	Розрідження за котлом	Па				
14.	Температура відхідних газів	°С	130,5		170,5	
15.	Вміст трьохатомних газів у відхідних газах	%	10,1		10,0	
16.	Вміст кисню у відхідних газах	%	3,2		3,2	
17.	Вміст оксидів вуглецю	%	0		0	
18.	Вміст оксидів азоту	%	0,0059		0,0049	
19.	Надлишок повітря	—	1,18		1,18	
20.	Втрати тепла з відхідними газами	%	5,0		6,9	
21.	Втрати тепла з хімічнодопалом	%	0		0	
22.	Втрати тепла в навколишнє середовище	%	2,2		1,6	
23.	ККД котла бруто	%	92,8		91,5	
24.	Приведена концентрація оксиду вуглецю	мг/м <sup>3</sup>	0		0	
25.	Приведена концентрація оксидів азоту	мг/м <sup>3</sup>	105,8		88,3	
26.	Питома витрата умовного палива на вироблене тепло	кг у.п./Гкал	153,9		156,0	
27.	Питомий викид оксиду вуглецю на вироблене тепло	г/Гкал	0		0	
28.	Питомий викид оксидів азоту на вироблене тепло	г/Гкал	114,2		96,7	

Примітка: 1. Нижча теплотворна здатність газу — 8158 ккал/м<sup>3</sup>

2. Газовий пальник GHERSCH - MG 3,2 - ZM - LN

Інженер

«Укргазенергосервіс»  
Київське спеціалізоване  
публічне підприємство з надання  
послуг з обслуговування

І.Когут



## Продовження додатку Ж



72.

РЕЖИМНА  
карта водогрійного котла  
VISSMANN Vitoplex 100 ст. № 3.

№ п/п	Найменування	Розмірність	Навантаження котла			
			1	2	3	4
1	2	3	4	5	6	7
1.	Продуктивність котла	Гкал/год	0,78		1,04	
2.	Витрати мережевої води	м <sup>3</sup> /год	65,0		65,0	
3.	Тиск води на вході в котел	кгс/см <sup>2</sup>	1,60		1,60	
4.	Тиск води на виході з котла	кгс/см <sup>2</sup>	1,40		1,40	
5.	Температура води на вході в котел	°С	55,0		57,0	
6.	Температура води на виході з котла	°С	67,0		73,0	
7.	Витрата газу	м <sup>3</sup> /год	104,0		139,3	
8.	Витрата газу в умовн. один.	кг/год	121,2		162,3	
9.	Тиск газу в колекторі	кПа	4,5		3,5	
10.	Тиск газу перед пальником	кПа	0,80		1,45	
11.	Тиск повітря перед пальником	кПа	0,90		1,50	
12.	Температура повітря на горіння	°С	22,5		22,8	
13.	Розрідження за котлом	Па				
14.	Температура відхідних газів	°С	135,4		164,5	
15.	Вміст трьохатомних газів у відхідних газах	%	8,7		9,4	
16.	Вміст кисню у відхідних газах	%	5,6		4,7	
17.	Вміст оксидів вуглецю	%	0		0	
18.	Вміст оксидів азоту	%	0,0050		0,0055	
19.	Надлишок повітря	—	1,36		1,29	
20.	Втрати тепла з відхідними газами	%	5,9		7,0	
21.	Втрати тепла з хімедопалом	%	0		0	
22.	Втрати тепла в навколишнє середовище	%	2,2		1,5	
23.	ККД котла бруто	%	91,9		91,5	
24.	Приведена концентрація оксиду вуглецю	мг/м <sup>3</sup>	0		0	
25.	Приведена концентрація оксидів азоту	мг/м <sup>3</sup>	104,3		107,9	
26.	Питома витрата умовного палива на вироблене тепло	кг у.п./Гкал	155,4		156,0	
27.	Питомий викид оксиду вуглецю на вироблене тепло	г/Гкал	0		0	
28.	Питомий викид оксидів азоту на вироблене тепло	г/Гкал	113,7		118,1	

Примітка: 1. Нижча теплотворна здатність газу 8158 ккал/м<sup>3</sup>

2. Газовий пальник GIERSCHE MG 3.2 - ZM - LN

Інженер

ремонтно-технічне підприємство  
«Укргазенергосервіс»  
Київське спеціалізоване  
публічне підприємство з управління  
Дзвівська дільниця

I.Koryt

## Продовження додатку Ж



**РЕЖИМНАЯ КАРТА**  
**работы водогрейного котла КВ-Г-7,56-150 ст.№3**  
**топливо - природный газ**

Заводской номер котла - 1825  
Регистрационный номер котла  
Топливо - природный газ  
Горелки МДГГ-250, 3 горелки  
Место установки: котельная домоуправления №2 Одесской КЭМ района, ул. Брестская, 10

№ п.п.	Наименование параметра		Ед. изм.	Нагрузка котла, %			
				31,80	58,09	80,64	98,55
<b>1. Оперативные параметры</b>							
1	Давление газа	перед котлом	кПа	0,225	0,225	0,223	0,220
		перед горелками	кПа	0,20	1,2	2,1	2,8
2	Давление воздуха перед горелками		кПа	0,05	0,30	0,50	0,68
3	Разрежение в топке		квс/м <sup>2</sup>	6	4	3	3
4	Давление воды	на входе в котел	квс/см <sup>2</sup>	10,5	10,5	10,5	10,5
		на выходе из котла	квс/см <sup>2</sup>	7,8	7,8	7,8	7,8
5	Температура воды	перед котлом	°C	43	43	43	43
		после котла	°C	58	71	81	89
<b>2. Контрольные параметры</b>							
1	Положение МЭО	регулятора воздуха	градус	16	35	64	88
2		регулятора газа	градус	15	22	27	31
3	Температура уходящих газов		°C	78,1	96,5	114,3	129,6
4	Температура воздуха на горение		°C	18,2	16,8	16,5	19,8
5	Содержание в уходящих газах	кислорода, O <sub>2</sub>	%	7,1	6,5	5,7	5,3
		диоксида углерода, CO <sub>2</sub>	%	7,8	8,1	8,6	8,8
		оксида углерода, CO	мг/м <sup>3</sup>	7,59	3,64	113,78	149,52
		окислов азота, NOx	мг/м <sup>3</sup>	241,93	258,68	242,33	249,89
6	Коэффициент избытка воздуха		-	1,46	1,40	1,33	1,30
<b>3. Основные показатели</b>							
1	Расход природного газа при 20°C и 760 мм рт.ст.		ст.м <sup>3</sup> /ч	238,5	435,7	604,8	739,1
2	Расход воды через котел		м <sup>3</sup> /ч	115,66	115,57	118,43	119,43
3	Теплопроизводительность по обратному балансу		Гкал/ч	1,564	2,978	4,149	5,060
<b>4. Экономические показатели</b>							
1	КПД котла "брутто" по обратному балансу		%	90,13	92,02	92,19	92,10
2	Потери тепла:	с уходящими газами	%	3,58	4,54	5,30	5,84
		с химическим недожогом	%	0,0018	0,0009	0,0274	0,0360
		в окружающую среду	%	6,29	3,44	2,48	2,03
3	Удельный расход газа на выработку 1 Гкал тепла		ст.м <sup>3</sup> /Гкал	152,52	146,33	145,77	146,08
4	Удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал тепла		кг/Гкал	158,44	155,19	154,89	155,05
5	Коэффициент эмиссии вредных веществ	оксида углерода	г/ГДж	2,01	0,94	29,47	38,77
		окислов азота	г/ГДж	64,11	67,14	62,78	64,80

Примечания:

1. Режимная карта составлена при сжигании газа с низшей теплотой сгорания 8071 ккал/ст.м<sup>3</sup>
2. При изменении низшей теплоты сгорания газа более, чем 5%, а также после капитального ремонта, реконструкции или замены горелок необходимо проведение повторных испытаний

Руководитель работ

Начальник котельной



\_\_\_\_\_

## Продовження додатку Ж

«СОГЛАСОВАНО»  
И.о. начальника территориального  
управления Государственной  
инспекции энергосбережения  
по Запорожской области  
Валдай В.Н.  
2011 г.



«УТВЕРЖДАЮ»  
Директор  
КП «Днепрорудненские  
тепловые сети»  
Приходько А.В.  
2011 г.



## РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы водогрейного котла типа «ТВГ-8М», зав.№038, ст.№1, оборудованного  
четырьмя горелками типа «МДГТ-200» с комплектом котловой автоматики ОКА-2а,  
установленного в котельной №1 КП «Днепрорудненские тепловые сети»,  
по адресу: Запорожская обл., г. Днепрорудное, ул. Нижняя, 48

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Нагрузка котла			
			4	5	6	7
1	2	3				
1	Топливо		Природный газ			
2	Теплопроизводительность	Гкал/ч	2,700	4,212	5,724	7,128
3	Расход воды через котел	т/ч	104+130	104+130	104+130	104+130
4	Давление воды:					
	- перед котлом	кгс/см <sup>2</sup>	12,0+12,8	12,0+12,8	12,0+12,8	12,0+12,8
	- после котла	кгс/см <sup>2</sup>	10,9+11,7	10,9+11,7	10,9+11,7	10,9+11,7
5	Температура воды:					
	- перед котлом	°С	61	64	68	70
	- после котла	°С	86	103	121	136
6	Фактический расход газа	м <sup>3</sup> /ч	373	575	777	960
7	Давление газа перед котлом	кПа	21,0	21,0	21,0	21,0
8	Разрежение в толще котла	кгс/м <sup>2</sup>	1,5+3,0	1,5+3,0	1,5+3,0	1,5+3,0
9	Температура уходящих газов за котлом	°С	167	182	190	199
10	Хим. состав уходящих газов за котлом:					
	- углекислый газ CO <sub>2</sub>	%	9,0	9,4	9,8	10,4
	- кислород O <sub>2</sub>	%	5,0	4,2	3,6	2,5
	- оксиды азота NO <sub>x</sub>	ppm	65	78	88	97
	- оксиды углерода CO	ppm	36	48	64	72
11	Коэффициент расхода воздуха за котлом	-	1,28	1,22	1,18	1,12
12	КПД котла (брутто)	%	90,68	90,78	90,93	91,04
13	Удельный расход натурального топлива на выработку 1 Гкал тепла	м <sup>3</sup> /Гкал	136,940	136,789	136,564	136,399
14	Удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал тепла	кг.у.т./Гкал	157,540	157,366	157,107	156,917
15	Фактическая концентрация вредных веществ:					
	- оксиды азота NO <sub>x</sub>	мг/м <sup>3</sup>	133,25	159,90	180,40	198,85
	- оксиды углерода CO	мг/м <sup>3</sup>	45,00	60,00	80,00	90,00
16	Секундный выброс вредных веществ:					