



ЗАТВЕРДЖЕНО

Наказ Міністерства енергетики  
України

№ \_\_\_\_\_

**Зміна**  
**до Плану діяльності Міністерства енергетики України**  
**з підготовки проектів регуляторних актів на 2023 рік**

Доповнити план позицією такого змісту:

№ п/п	Назва проекту регуляторного акта	Обґрунтування необхідності прийняття регуляторного акта	Центральні органи виконавчої влади, структурні підрозділи, що розроблятимуть регуляторний акт	Термін виконання
39.	Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу»	Впровадження в Україні механізмів технічного регулювання щодо якості природного газу, що відповідатимуть європейським і міжнародним стандартам та утворять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі, забезпечить можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу призначеного для споживачів.	Директорат нафтогазового комплексу та розвитку ринків нафти, природного газу та нафтопродуктів	III квартал 2023 року



UB  
Міністерство енергетики України  
№73 від 01.03.2023  
КЕП: Власенко Ю. М. 01.03.2023 16:54  
18852072E8ABC63A040000001006000005100000  
Сертифікат дійсний з 22.06.2022 00:00 до 21.06.2024 23:59

**АНАЛІЗ РЕГУЛЯТОРНОГО ВПЛИВУ**  
**до проєкту постанови Кабінету Міністрів України**  
**«Про затвердження Технічного регламенту природного газу»**

**I. Визначення проблеми**

Проєкт постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу» (далі – проєкт постанови) розроблено відповідно до статей 12, 18 Закону України «Про ринок природного газу», законів України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності», «Про загальну безпечність нехарчової продукції», Кодексу газотранспортної системи, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2493, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1378/27823, Кодексу газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2494, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1379/27824, Кодексу газосховищ та критеріїв, згідно з якими до певного газосховища застосовується режим договірної доступу або режим регульованого доступу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2495, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1380/27825 та з урахуванням положень європейських стандартів (EN).

В Україні якість природного газу (його фізико-хімічні показники), що постачається споживачам, у тому числі населенню, повинна відповідати стандарту ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».

Стандарт встановлює мінімально допустимі значення нижчої теплоти згорання природного газу 7600 ккал/м<sup>3</sup> (31,8 МДж/м<sup>3</sup>). Допустимий діапазон вищого числа Воббе регламентується від 9840 ккал/м<sup>3</sup> (41,2 МДж/м<sup>3</sup>) до 13020 ккал/м<sup>3</sup> (54,5 МДж/м<sup>3</sup>) з допустимим максимальним відхиленням від номінального значення  $\pm 5\%$ . Але цим стандартом вміст метану, азоту, водню чи важких вуглеводнів у природному газу не нормується.

Кодексом газотранспортної системи встановлюються норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, але не для використання споживачем, а для газу, який допускається до транспортування газотранспортною системою.

Наразі до споживачів шести областей України подається природний газ із показниками теплоти згорання нижчої, що наближена до мінімальної в наслідок чого знижується ефективність та термін експлуатації спалювальних газових приладів, що приводить до аварійних ситуацій

№ пп	Область	Теплота згорання нижча (ТЗН), ккал/м <sup>3</sup>			Теплота згорання вища (ТЗВ), ккал/м <sup>3</sup>		
		мінімальна	максимальна	середньозважена	мінімальна	максимальна	середньозважена
1	Вінницька	8 207	8 455	8 344	9 165	9 360	9 239
2	Волинська	7 834	8 438	8 211	8 689	9 346	9 102
3	Дніпропетровська	8 218	9 052	8 418	9 107	10 002	9 323
4	Донецька	8 326	8 326	8 326	9 222	9 222	9 222

5	Житомирська	8 228	8 317	8 273	9 112	9 193	9 157
6	Закарпатська	8 141	8 448	8 348	9 024	9 354	9 249
7	Запорізька	8 315	8 508	8 395	9 205	9 413	9 293
8	Івано-Франківська	7 612	8 718	8 345	8 446	9 642	9 239
9	Київська	8 207	9 272	8 275	9 088	9 360	9 158
10	Кіровоградська	7 925	8 453	8 056	8 787	9 363	8 931
11	Луганська	газ не подається					
12	Львівська	7 891	8 653	8 021	8 756	9 573	8 895
13	Миколаївська	8 324	8 453	8 408	9 125	9 363	9 310
14	Одеська	8 216	8 459	8 384	9 077	9 366	9 283
15	Полтавська	7 925	8 597	8 027	8 787	9 508	8 895
16	Рівненська	7 966	8 371	8 239	8 835	9 269	9 127
17	Сумська	8 158	8 465	8 341	9 034	9 372	9 233
18	Тернопільська	8252	8 458	8 329	9 134	9 365	9 223
19	Харківська	7 848	8 739	8 229	8 687	9 659	9 111
20	Херсонська	8352	8 458	8 436	9 255	9 363	9 341
21	Хмельницька	8 228	8 458	8 296	9 112	9 365	9 182
22	Черкаська	8 228	9 272	8 268	9 107	9 360	9 151
23	Чернівецька	7 906	8 711	8 419	8 773	9 635	9 323
24	Чернігівська	8 221	8 286	8 250	9 105	9 174	9 135
	м. Київ	8 207	8 324	8 261	9 088	9 212	9 143

Всі прилади, що використовують природний газ як паливо, повинні випробуватись на газових сумішах, які визначаються Національним стандартом ДСТУ EN 437:2018 (EN 437:2018, IDT) «Випробувальні гази. Випробувальний тиск». Якщо теплота згоряння природного газу в реальних умовах не перевищує теплоту згоряння тестового газу для випробування на неповноту згоряння (поява жовтих або червоних язиків полум'я) за цим стандартом, то такий газ може складати ризики виникнення аварій.

Крім того, наразі на жодному газовидобувному підприємстві України не застосовуються технології з вилучення CO<sub>2</sub> з природного газу, що в свою чергу негативно впливає на якісні показники природного газу.

Тому, проектом постанови передбачається термін до 2025 року для приведення CO<sub>2</sub> в природному газі газовидобувними компаніями.

Наказом ДП «УкрНДНЦ» від 14.12.2015 № 187 «Про скасування міждержавних стандартів в Україні, що розроблені до 1992 року» припинено дію на території України стандартів СРСР, а саме:

ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.1.011-78 «ССБТ. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний»;

ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги»;

ГОСТ 20061-84 «Газы горючие природные. Метод определения температуры точки росы углеводородов»;

ГОСТ 22387.4-77 «Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли»;

ГОСТ 22667-82 «Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа «Воббе» та інші.

Разом з тим, наказом ДП «УкрНДНЦ» від 26.12.2017 № 459 чинність ГОСТу 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия» подовжується до затвердження нового нормативно-правового акту щодо якості природного газу, який відповідатиме європейським та міжнародним стандартам.

У зв'язку з цим, виникає необхідність контролювати показники якості природного газу вздовж усього ланцюга постачання не в добровільному порядку, а в обов'язковому застосуванні норм щодо якості природного газу, які будуть затверджені на нормативно-правовому рівні.

Основні групи (підгрупи), на які проблема справляє вплив:

Групи (підгрупи)	Так	Ні
Громадяни	Так	–
Держава	Так	–
Суб'єкти господарювання	Так	–
у тому числі суб'єкти малого підприємництва	Так	–

Визначена проблема не може бути вирішена за допомогою ринкових механізмів, оскільки розв'язання проблеми потребує нормативно-правового регулювання.

## II. Цілі державного регулювання

Основними цілями державного регулювання є:

встановлення вимог до природного газу, зокрема, біометану, які вводяться в обіг виробниками, імпортерами, уповноваженими представниками виробників, які надаються на ринку України постачальниками та які транспортуються газотранспортною системою України, розподіляються системами Оператора газорозподільних систем, зберігаються у підземних сховищах газу Оператора підземних сховищах газу, зріджуються та регазифікуються установками LNG з метою захисту життя та здоров'я людей, тварин, рослин, охорони довкілля та природних ресурсів, захисту майна, забезпечення енергоефективності, національної безпеки та запобігання підприємницькій практиці, що вводить споживача в оману;

підвищення відповідальності суб'єктів господарювання за якість природного газу, шляхом впровадження в Україні системи технічного регулювання у газовій сфері через процедури оцінки відповідності під час введення в обіг та надання на ринку природного газу;

впровадження засади державного ринкового нагляду у сфері газопостачання.

## III. Визначення та оцінка альтернативних способів досягнення цілей

### 1. Визначення альтернативних способів

Вид альтернативи	Опис альтернативи
Альтернатива 1 Залишення існуючої ситуації без змін	Залишення існуючої ситуації без змін призведе до: подальшого постачання неякісного природного газу, який надходить до помешкань громадян за технічно застарілим стандартом СРСР ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия»; не виконання Україною відповідних зобов'язань у сфері технічного регулювання; не врахування інтересів усіх зацікавлених сторін (держави, суб'єктів господарювання та споживачів).

<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Виконання положень Закону України «Про ринок природного газу» щодо визначення якості природного газу технічними регламентами та нормами.</p> <p>Встановлення обов'язкових до застосування вимог до якості природного газу на заміну вимогам, встановленим у стандарті ГОСТ 5542-87. Основні положення, норми якості встановлені у проекті, відповідають європейським стандартам та враховують національні особливості.</p> <p>Запровадження в Україні обов'язкових норми якості природного газу та механізмів технічного регулювання, що відповідатимуть європейським стандартам, що створять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі; забезпечать можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу, що сприятиме захисту життя та здоров'я людей, національній безпеці та запобіганню підприємницькій практиці, що вводить в оману споживача.</p> <p>Прийняття регуляторного акта є єдиним прийнятним способом для досягнення встановленої мети.</p>
--	--

## 2. Оцінка вибраних альтернативних способів досягнення цілей

### Оцінка впливу на сферу інтересів держави

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
<p>Альтернатива 1</p> <p>Залишення існуючої ситуації без змін</p>	<p>Відсутні</p>	<p>Альтернатива є непринятною, оскільки: не передбачає нормативно-правового регулювання якості та безпечності природного газу; підвищує ризики аварійних ситуацій.</p>
<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Впровадження в Україні обов'язкових вимог до якості природного газу, ідентичних до вимог країн Європейського Союзу, що дозволить усунути технічні бар'єри у торгівлі та спростити доступ до газового ринку ЄС.</p> <p>Імплементация європейських стандартів.</p> <p>Створення умов державному ринковому нагляду ефективно контролювати ринок природного газу.</p>	<p>Відсутні</p>

## Оцінка впливу на сферу інтересів громадян

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1	Відсутні	Відсутні
Альтернатива 2	Забезпечення громадян України: якісним природним газом; щомісячною поінформованістю споживачів про якість природного газу. Захист прав та інтересів споживача.	Відсутні

## Оцінка впливу на сферу інтересів суб'єктів господарювання

Показник	Великі	Середні	Малі	Мікро	Разом
Кількість суб'єктів господарювання у галузі електроенергетики, що підпадають під дію регулювання, одиниць	2	348	–	–	350
Питома вага групи за ступенем ризику у загальній кількості, відсотків	0,6 %	99,4	–	–	100%

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Залишення існуючої ситуації без змін не дозволить усунути технічні бар'єри у торгівлі та спростити доступ до газового ринку ЄС.
Альтернатива 2  Прийняття проекту постанови	Перехід на сучасні норми якості та безпечності природного газу, який підвищить рівень конкурентоспроможності підприємств на внутрішньому та зовнішньому ринках природного газу. Імплементация європейських стандартів на підприємствах України дозволить суб'єктам господарювання вийти на європейський науково-технічний рівень з постачання природного газу. Впровадження на підприємствах процедур оцінки відповідності та моніторингу природного газу збільшить прозорість діяльності суб'єктів господарювання та збільшить довіру споживачів.	Відсутні

Внаслідок дії регуляторного акта додаткові суми витрат у суб'єктів господарювання відсутні.

#### IV. Вибір найбільш оптимального альтернативного способу досягнення цілей

Рейтинг результативності (досягнення цілей під час вирішення проблеми)	Бал результативності (за чотирибальною системою оцінки)	Коментарі щодо присвоєння відповідного бала
Альтернатива 1	1	Відсутність можливості досягнення цілей державного регулювання альтернативним способом. Проблема продовжить існувати.
Альтернатива 2	4	Імплементация стандартів країн ЄС в законодавство України. Цілі прийняття регуляторного акта можуть бути досягнуті повною мірою.

Рейтинг результативності	Вигоди (підсумок)	Витрати (підсумок)	Обґрунтування відповідного місця альтернативи у рейтингу
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Відсутні	Подальше постачання неякісного природного газу, який надходить до помешкань громадян за технічно застарілим стандартом та не виконання Україною відповідних зобов'язань у сфері технічного регулювання в рамках Угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом.



<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Запровадження в Україні обов'язкових норм якості та безпеки природного газу. Впровадження механізмів технічного регулювання, що відповідатимуть європейським стандартам та створять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі. Забезпечення можливості незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу, що сприятиме захисту життя та здоров'я людей, національній безпеці та запобіганню підприємницькій практиці, що вводить в оману споживача.</p>	<p>Відсутні</p>	<p>Впровадження регуляторного акта дозволить досягти зазначених цілей державного регулювання.</p>
--	--	-----------------	---

Рейтинг	Аргументи щодо переваги обраної альтернативи / причини відмови від альтернативи	Оцінка ризику зовнішніх чинників на дію запропонованого регуляторного акта
<p>Альтернатива 1</p> <p>Залишення існуючої ситуації без змін</p>	<p>Не забезпечує врегулювання визначеної проблеми, залишає ситуацію без змін.</p>	<p>Невиконання Україною зобов'язань у рамках Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, в частині впровадження в Україні міжнародних механізмів технічного регулювання у сфері якості природного газу, що відповідають європейським стандартам.</p>

<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Забезпечує повною мірою досягнення цілей державного регулювання стосовно вимог до природного газу, утворення умов для усунення технічних бар'єрів у торгівлі, забезпечення енергетичної ефективності, національної безпеки, охорони навколишнього середовища, постачання споживачу якісного природного газу.</p>	<p>Відсутні</p>
--	---	-----------------

### V. Механізми та заходи, які забезпечать розв'язання визначеної проблеми

Механізмом, який забезпечить розв'язання визначеної проблеми є прийняття проекту постанови, яка сприятиме виконанню Україною зобов'язань у рамках Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, що забезпечить впровадження в Україні міжнародних механізмів технічного регулювання у сфері якості природного газу, що відповідатимуть європейським стандартам, забезпечить можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу введеного в обіг та наданого споживачу.

Міненерго для впровадження регуляторного акта має погодити проект із заінтересованими органами державної влади та подати його на розгляд Кабінету Міністрів України.

### VI. Оцінка виконання вимог регуляторного акта залежно від ресурсів, якими розпоряджаються органи виконавчої влади чи органи місцевого самоврядування, фізичні та юридичні особи, які повинні проваджувати або виконувати ці вимоги

Витрати на виконання вимог регуляторного акта для центральних органів виконавчої влади та органи місцевого самоврядування не передбачаються.

Державне регулювання не передбачає утворення нового державного органу (або нового структурного підрозділу діючого органу).

Тест малого підприємництва (М-Тест) не проводився, оскільки для виконання вимог регуляторного акта у малих і мікро суб'єктів господарювання витрати будуть відсутні.

### VII. Обґрунтування запропонованого строку дії регуляторного акта

Строк дії регуляторного акта не обмежений у часі, що дасть змогу досягти цілей державного регулювання повною мірою.

Регуляторний акт набирає чинності через вісімнадцять місяців з дня його офіційного опублікування.

### **VIII. Визначення показників результативності дії регуляторного акта**

Прогнозовані показники результативності регуляторного акта:

- а) кількість проведених випробувань призначеними органами з оцінки відповідності, випробувальними лабораторіями, акредитованими Національним агентством з акредитації України, та виявлених порушень вимог Технічного регламенту;
- б) кількість скарг фізичних та юридичних осіб на незадовільну якість та тиск природного газу – зменшиться;
- в) розмір надходжень до державного та місцевих бюджетів і державних цільових фондів, пов'язаних з дією акта – не зміниться;
- г) кількість суб'єктів господарювання та/або фізичних осіб, на яких поширюватиметься дія акта – поширюється на виробників природного газу, імпортерів, розповсюджувачів, уповноважених представників, а також операторів газотранспортної, газорозподільних систем, газосховищ та установок LNG;
- д) рівень проінформованості суб'єктів господарювання стосовно основних положень регуляторного акта – високий.

Проект регуляторного акта та відповідний аналіз регуляторного впливу розміщено на офіційному вебсайті Міністерства енергетики України в мережі Інтернет <https://www.mev.gov.ua>.

### **IX. Визначення заходів, за допомогою яких здійснюватиметься відстеження результативності дії регуляторного акта**

Відстеження результативності дії регуляторного акта буде здійснюватися Міністерством енергетики України статистичним методом на основі аналізу показників результативності.

Міністр енергетики України  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 р.

Герман ГАЛУЩЕНКО



**МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ  
(Міненерго)**

вул. Хрещатик, 30, м. Київ, 01601, тел.: (044) 531-36-93; 206-38-45  
E-mail: [kanc@mev.gov.ua](mailto:kanc@mev.gov.ua), сайт: <https://www.mev.gov.ua>, ідентифікаційний код 37552996

На № \_\_\_\_\_

**Державна регуляторна служба України**

Про погодження проєкту постанови  
Кабінету Міністрів України

Міністерство енергетики України, надсилає на розгляд проєкт постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу» (далі – проєкт постанови), розроблений на виконання статей 12 і 18 Закону України «Про ринок природного газу», та просить погодити його в найкоротший термін.

- Додатки:
1. Проєкт постанови на 33 арк. в 1 прим.
  2. Аналіз регуляторного впливу на 9 арк. в 1 прим.
  3. Повідомлення про оприлюднення на 2 арк. в 1 прим.
  4. Копія наказу Міненерго від 01.03.2023 № 73 на 2 арк. в 1 прим.

**Міністр**

**Герман ГАЛУЩЕНКО**



# МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

## Н А К А З

м. Київ

*Про внесення зміни до Плану діяльності  
Міністерства енергетики України  
з підготовки проектів регуляторних  
актів на 2023 рік*

Відповідно до Закону України «Про засади державної регуляторної політики у сфері господарської діяльності», постанови Кабінету Міністрів України від 17.06.2020 № 507 «Про затвердження Положення про Міністерство енергетики України», Положення про державну реєстрацію нормативно-правових актів міністерств, інших органів виконавчої влади, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 28.12.1992 № 731,

### **НАКАЗУЮ:**

1. Затвердити зміну до Плану діяльності Міністерства енергетики України з підготовки проектів регуляторних актів на 2023 рік, затвердженого наказом Міністерства енергетики України від 13.12.2022 № 415, що додається.

2. Контроль за виконанням цього наказу залишаю за собою.

**Перший заступник Міністра**

**Юрій ВЛАСЕНКО**

Міністерство  
енергетики  
України

## Повідомлення про оприлюднення проекту постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу»

Міністерство енергетики України відповідно до вимог Закону України «Про засади державної регуляторної політики у сфері господарської діяльності» оголошує про опублікування проекту постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу» (далі – проект постанови) на офіційному вебсайті Міненерго в мережі Інтернет - <https://www.mev.gov.ua>, розділ «Діяльність», підрозділ «Законодавство», вкладка «Регуляторні акти».

Проект постанови розроблений на виконання статей 12 і 18 Закону України «Про ринок природного газу».

Основною метою прийняття постанови є впровадження в Україні механізмів технічного регулювання щодо якості природного газу, що відповідатимуть європейським і міжнародним стандартам та утворять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі, а також забезпечать можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу призначеного для споживачів.

Зауваження та пропозиції до проекту постанови слід надсилати на адреси:

Міністерство енергетики України, 01601 м. Київ, вул. Хрещатик, 30;

email: [kanc@mev.gov.ua](mailto:kanc@mev.gov.ua),

email: [evgen.barsuk@mev.gov.ua](mailto:evgen.barsuk@mev.gov.ua).

Зауваження та пропозиції від фізичних та юридичних осіб, їх об'єднань приймаються протягом місяця з дати оприлюднення в письмовому або електронному вигляді.

### Документи:







1. Проект постанови.
2. Пояснювальна записка.
3. Аналіз регуляторного впливу.
4. Наказ Міненерго від 01.03.2023 № 73

	Проект постанови	3.94 МБ
	Додаток 1	363.08 КБ
	Додаток 2	292.05 КБ
	Додаток 3	303.72 КБ
	Додаток 4	392.53 КБ
	Дода	369.64 КБ



UB  
Міністерство енергетики України  
№26/І.І-7.3-10485 від 24.05.2023  
КЕП: Галушенко Г. В. 24.05.2023 18:43  
3ED5083160DBC59B040000007CDD0600BFB5FF00

—

 Додаток 7	194.6 КБ
 додаток 8	397.53 КБ
 Додаток 9	381.2 КБ
 Пояснювальна записка	222.04 КБ
 Аналіз регуляторного впливу	306.67 КБ
 Наказ зміни до Плану діяльності	453.81 КБ

**Дата публікації** 11 квітня 2023, 01:00

**Категорія** [Повідомлення про оприлюднення](#)



**КАБІНЕТ МІНІСТРІВ УКРАЇНИ**

**ПОСТАНОВА**

від \_\_\_\_\_ 2023 р. № \_\_\_\_\_

Київ

**Про затвердження Технічного регламенту  
природного газу**

Відповідно до статті 5 Закону України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» Кабінет Міністрів України постановляє:

1. Затвердити Технічний регламент природного газу, що додається.
2. Міністерству енергетики забезпечити впровадження Технічного регламенту, затвердженого цією постановою.
3. Рекомендувати Національній комісії, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики та комунальних послуг привести власні акти у відповідність до Технічного регламенту, затвердженого цією постановою.
4. Ця Постанова набирає чинності через 18 місяців з дня її опублікування, крім додатків 2 та 3 Технічного регламенту, затвердженого цією постановою, які набирають чинності з 01 січня 2025 року.

**Прем'єр-міністр України**

**Д. ШМИГАЛЬ**



УВ  
Міністерство енергетики України  
№26/І.І-7.3-10485 від 24.05.2023  
КЕП: Галушенко Г. В. 24.05.2023 18:43  
3ED5083160DVC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01



ЗАТВЕРДЖЕНО

постановою Кабінету Міністрів

України

від \_\_\_\_\_ 2023 р. № \_\_\_\_\_

## ТЕХНІЧНИЙ РЕГЛАМЕНТ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

### Загальна частина

1. Цей Технічний регламент встановлює вимоги до природного газу, зокрема, біометану (далі – природний газ), які вводяться в обіг виробниками, імпортерами, уповноваженими представниками виробників, які надаються на ринку України постачальниками та які транспортуються газотранспортною системою України, розподіляються системами Оператора газорозподільних систем (далі – Оператор ГРМ), зберігаються у підземних сховищах газу Оператора підземних сховищах газу (далі – Оператор ПСГ), зріджуються та регазифікуються установками LNG (далі – Оператор установок LNG).

2. Цей Технічний регламент встановлює вимоги до природного газу з метою захисту життя та здоров'я людей, тварин, рослин, охорони довкілля та природних ресурсів, захисту майна, забезпечення енергоефективності, національної безпеки та запобігання підприємницькій практиці, що вводить споживача в оману.

3. Дія цього Технічного регламенту не поширюється на стиснений природний газ та синтетичні гази.

4. У цьому Технічному регламенті терміни вживаються у таких значеннях:

1) біометан – біогаз, що за своїми фізико-хімічними характеристиками відповідає вимогам нормативно-правових актів до природного газу для подачі до газотранспортної або газорозподільної системи чи для використання як моторного палива;

2) введення в обіг природного газу – надання природного газу на ринку України в перший раз виробниками, імпортерами та уповноваженими представниками;

3) верхня концентраційна межа діапазону займання – концентрація горючого газу або пари в повітрі, вище якої середовище не є вибухонебезпечним;

4) виробник природного газу – будь-яка фізична особа підприємець чи юридична особа (резидент чи нерезидент України), яка видобуває або виробляє природний газ або змінює його фізико-хімічні показники в процесі обігу природного газу на ринку;

5) вища теплота згоряння – кількість теплоти, що вивільняється під час повного згоряння в повітрі заданої кількості газу, за виконання таких умов: реакція триває за сталого тиску, а всі продукти згоряння повертаються до тієї самої встановленої температури, за якої реагенти перебували спочатку, залишаючись при цьому в газовому стані, за винятком води, утвореної під час згоряння, яка конденсується у рідинний стан за тієї самої встановленої температури;

6) відносна густина – відношення маси газу, що міститься в будь-якому об'ємі, до маси сухого повітря стандартного складу, який займав би такий самий об'єм, визначений за однакових умов;

7) група газів – зазначений діапазон чисел Воббе, в рамках якого перебувають визначені типи газів;

8) густина – маса одиниці об'єму газу, визначеного за заданих умов тиску і температури;

9) запобіжні заходи – дії, що вчиняються задля усунення причин потенційної невідповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту;

10) зріджений природний газ (ЗПГ, LNG) – природний газ, зріджений після очищення для зберігання чи транспортування;

11) імпортер природного газу – будь-яка фізична чи юридична особа - резидент України, яка вводить в обіг на ринку України природний газ походженням з іншої країни;

12) інтенсивність запаху – сила сприймання запаху;

13) коригувальні заходи – дії, які виконують, щоб усунути причину невідповідності вимог цього Технічного регламенту та запобігти її повторному виникненню;

14) ланцюг переміщення природного газу – послідовність суб'єктів господарювання, які забезпечують фізичну передачу природного газу від виробника до споживача;

15) масова концентрація – відношення маси кожного компонента до об'єму газової суміші за встановлених умов тиску й температури;

16) меркаптанова (тіолова) сірка – кількість сірки зв'язаної у формі тіолу (меркаптану) у природному газі;

17) молярна частка – відношення кількості речовини кожного компонента до об'єму газової суміші за встановлених умов тиску й температури;

18) надання природного газу на ринку – будь-яке платне або безоплатне постачання продукції для розповсюдження, споживання чи використання на ринку України в процесі здійснення господарської діяльності;

19) обіг природного газу на ринку – переміщення природного газу від виробника, імпортера, розповсюджувача (або постачальника) до прямого споживача, а саме: транспортування, зрідження, регазифікація, зберігання, розподіл, або будь-які інші дії пов'язані з даним процесом. Під час обігу, фізико-хімічні показники природного газу можуть змінюватися;

20) одорювання – процес додавання одоранту до природного газу з метою виявлення витікання газу в дуже низьких концентраціях за запахом (до того, як він утворить небезпечну концентрацію у повітрі);

21) паспорт якості фізико-хімічних показників природного газу – документ про якість природного газу, що складається органами з оцінки відповідності за результатами проведення оцінки відповідності фізико-хімічних показників природного газу;

22) переміщення природного газу – процес зміни фізичного місця знаходження природного газу від точки надходження природного газу до точки передачі природного газу, під час якого можуть змінюватися його фізико-хімічні показники, зокрема, у загальному потоці методом змішування або заміщення;

23) прямий споживач природного газу – споживач природного газу, об'єкти якого безпосередньо підключені до газотранспортної або газорозподільної системи, або газовидобувного підприємства;

24) розповсюдження природного газу – надання природного газу на ринку природного газу України після введення його в обіг;

25) синтетичний газ – очищений газ, який містить компоненти, нетипові для природного газу;

26) споживач – фізична особа, фізична особа - підприємець або юридична особа, яка отримує природний газ на підставі договору постачання природного газу з метою використання для власних потреб, а не для перепродажу, або використання в якості сировини;

27) стиснений природний газ (СПГ, CNG) – природний газ, який для зберігання та перевезення стискають до тиску більше ніж 100 бар та використовується як паливо в двигунах внутрішнього згорання;

28) стандартні умови – стандартні умови температури, тиску та вологості (стан насичення), що використовують для вимірювань та обчислень властивостей природного газу, визначені відповідно до законодавства;

29) тиск порівняння – це значення абсолютного тиску природного газу, до якого приводять значення температури точки роси вологи для певних умов вимірювання;

30) температура самозаймання вибухонебезпечного газового середовища – найменша температура нагрітої поверхні, яка в заданих умовах запалює горючий газ в суміші з повітрям;

31) точка контролю якості природного газу – місце взяття проби природного газу з метою оцінки відповідності або контролю якості природного газу;

32) точка надходження природного газу – фізична точка в газотранспортній/газорозподільній системі, в якій природний газ фізично передається до газотранспортної/газорозподільної системи від виробників, суміжних газотранспортних систем сусідніх країн, газосховищ, установок LNG, і яка вважається місцем введення природного газу в обіг або надання на ринок України;

33) точка передачі природного газу – фізична точка, в якій природний газ фізично передається з/до газотранспортної/газорозподільної систем, газосховища або споживача, але в будь-якому разі таке місце передачі повинно бути останнім на межі балансової належності об'єкта передачі і яка вважається місцем введення в обіг або надання на ринок України природного газу;

34) температура точки роси за вологою – температура за заданого тиску, за якої водяна пара починає конденсуватися;

35) температура точки роси за вуглеводнями – температура за заданого тиску, за якої пари вуглеводнів починають конденсуватися;

36) фізико-хімічні показники – параметри природного газу, визначені у додатках 1 – 3 до цього Технічного регламенту, що включають в себе, зокрема, компонентний склад, вищу теплоту згоряння, густину газу, вміст сірководню та меркаптанової сірки, вміст механічних домішок, число Воббе, точки роси за водою та вуглеводнів;

37) число Воббе вище – вища об'ємна теплота згоряння за встановлених умов, поділена на корінь квадратний відносної густини за тих самих встановлених умов вимірювання об'єму;

38) якість газу – загальна характеристика природного газу, яка визначає його склад і фізичні властивості на основі фізико-хімічних параметрів природного газу.

Інші терміни вживаються у значеннях, наведених у Законах України «Про ринок природного газу», «Про технічні регламенти та оцінку відповідності», «Про загальну безпечність нехарчової продукції», «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності», «Про

стандартизацію», Кодексі газотранспортної системи, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 № 2493 та зареєстрованого у Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 за № 1378/27823 (далі – Кодекс ГТС), Кодексі газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 № 2494 та зареєстрованого у Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 за № 1379/27824 (далі – Кодекс ГРМ), Кодексі газосховищ, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 № 2495 та зареєстрованого у Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 за № 1380/27825 (далі – Кодекс газосховищ).

### **Вимоги до природного газу**

5. Природний газ відноситься до групи газів «Н» [ейч], крім випадків, якщо інше не встановлено законодавством України, який вводиться в обіг або надається на ринок України, фізично переміщується газотранспортною та газорозподільною системою, зберігається в газосховищах, зріджується та регазифікується установками LNG та надається на ринку, повинен відповідати вимогам, встановленим у додатках 1-3 до цього Технічного регламенту.

6. Якщо максимальне значення теплоти згорання природного газу (за стандартних умов та за нормальних умов), що вводиться в обіг, або надається на ринку, більше ніж визначено в додатку 1 до цього Технічного регламенту, то необхідно вважати, що до системи поданий природний газ з максимальним значенням теплоти згорання визначеним в додатку 1 до цього Технічного регламенту.

### **Окремі вимоги до природного газу**

7. Вимоги до фізико-хімічних показників природного газу в окремих населених пунктах України та точках надходження природного газу від/до газорозподільних систем визначені у додатку 1 до цього Технічного регламенту.

### **Вимоги до складання маршрутів переміщення природного газу газотранспортною/газорозподільною системою**

8. Маршрут переміщення природного газу складається Оператором ГТС та Оператором ГРМ, як схематичне зображення фізичного руху природного газу від точки його надходження (групи точок) до точки передачі (групи точок) місць передачі природного газу споживачам з газотранспортної та/або газорозподільної системи, на якому Оператором ГТС та Оператором ГРМ забезпечуються ідентичні фізико-хімічні показники природного газу.

9. Значення фізико-хімічних показників природного газу на маршруті переміщення природного газу вважаються ідентичними, якщо відхилення значення вищої теплоти згорання природного газу протягом року не перевищує 2 (два) відсотки від середнього значення.

10. За наявності в газотранспортній або газорозподільній системі двох і більше джерел надходження природного газу, розробляються окремі маршрути:

1) при наданні на ринку в точці розповсюдження та ГРС, що отримують незмішаний газ із будь-якого одного джерела;

2) при наданні на ринку в точці розповсюдження та ГРС, що отримують змішаний газ із двох і більше джерел.

У разі якщо до точки надходження/передачі до/з газотранспортної системи природний газ надходить одночасно з різних джерел, визначення фізико-хімічних показників природного газу проводиться після точки змішування.

11. Маршрут може бути розроблений як для однієї точки передачі природного газу (ГРС, виробник теплової енергії, промисловий споживач тощо), так і для групи точок передачі (групи ГРС та/або споживачів) з ідентичними фізико-хімічними показниками природного газу.

12. При введенні в обіг та/або наданні на ринку в процесі транспортування та/або розподілу природного газу до точки передачі різними маршрутами, складаються і затверджуються всі можливі маршрути.

13. Оператор ГТС/Оператор ГРС має забезпечити актуалізацію маршрутів переміщення природного газу газотранспортною/газорозподільною системами на постійній основі.

14. Значення фізико-хімічних показників природного газу, що були визначені в певній точці маршруту поширюються на всі ділянки маршруту.

15. Форма-зразок для складання маршруту переміщення природного газу наведена у додатку 6 до цього Технічного регламенту.

16. Маршрут Оператора ГРМ може бути продовженням маршруту газотранспортної системи про, що зазначається схематично.

### **Вимоги щодо введення в обіг та надання на ринку природного газу**

17. Природний газ може бути введений в обіг та наданий на ринку природного газу України за умови його відповідності вимогам цього Технічного регламенту.

18. Природний газ, що вводиться в обіг та/або надається на ринку повинен супроводжуватися декларацією про відповідність Технічному регламенту за формою, що наведена у додатку 5 до цього Технічного регламенту, для

виробника, уповноваженого представника, імпортера Оператора ГТС, Оператора ГРМ, Оператора ПСГ, Оператора установок LNG.

19. Природний газ, який введено в обіг та/або надано на ринку повинен супроводжуватися паспортом якості фізико-хімічних показників природного газу, вимоги до якого встановлені у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

### **Ведення в обіг природного газу виробником та уповноваженим представником**

20. Виробник природного газу під час введення в обіг природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача повинні забезпечити відповідність вимогам до природного газу, встановленим у додатках 1-3 до цього Технічного регламенту.

21. Якщо виробник вважає або має підстави вважати, що природний газ, який вводиться в обіг на ринок України у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача не відповідає вимогам до природного газу, встановленим у додатку 1 та/або 2 та/або 3 до цього Технічного регламенту він повинен вжити невідкладні запобіжні та/або коригувальні заходи з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

22. Якщо природний газ, який вводиться в обіг на ринок України виробником у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача не відповідає вимогам до природного газу встановленим у додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, виробник або уповноважений представник, припиняє введення в обіг такого природного газу у відповідній фізичній точці його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або газосховища.

23. Виробник зобов'язаний перед введення в обіг природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем, газосховища або споживача проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом застосування Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

24. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу виробником складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5 до цього Технічного регламенту, та Паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

25. Виробник зобов'язаний розміщувати на власному офіційному вебсайті скан-копії декларації про відповідність та паспорти фізико-хімічних показників, не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.

26. Виробник з моменту введення в обіг природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача зобов'язаний протягом 5 років зберігати паспорти фізико-хімічних показників та декларації про відповідність.

27. Виробник зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який вводився в обіг на ринок України у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача вимогам цього Технічного регламенту.

28. Виробник зобов'язаний на вимогу органу державного нагляду (контролю) співпрацювати з ним з метою вжиття всіх необхідних заходів, спрямованих на усунення існуючих та/або потенційних ризиків під час введення в обіг природного газу.

29. Виробник зобов'язаний на вмотивований запит Оператора ГТС та/або Оператора ГРМ допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що вводиться в обіг у фізичних точках надходження до газотранспортної, газорозподільної систем, газосховища у порядку, визначеному укладеною між сторонами технічною угодою.

30. Обов'язки виробника, визначені в пунктах 20-29 цього Технічного регламенту, від його імені та під його відповідальність можуть бути виконані його уповноваженим представником за умови визначення таких обов'язків у дорученні.

### **Ведення в обіг природного газу імпортером**

31. Природний газ, який вводиться в обіг на ринок України імпортером має відповідати вимогам цього Технічного регламенту.

32. На звернення Оператора ГТС та/або Оператора LNG установки до імпортера щодо невідповідності природного газу фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, який надходить на міждержавному з'єднанні до газотранспортної системи України у фізичних точках надходження, за замовленням імпортера, імпортер негайно зобов'язаний вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення такого природного газу у відповідність до вимог встановлених цим Технічним регламентом шляхом інформування імпортера –нерезидента України та/або постачальника – нерезидента України та/або суміжного Оператора ГТС – нерезидента України згідно зовнішньоекономічних контрактів для приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.



## **Надання на ринку природного газу постачальником**

33. Природний газ, який надається на ринок України постачальником має відповідати вимогам цього Технічного регламенту шляхом придбання природного газу у виробника та/або імпортера, який відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

34. У разі, якщо постачальник вважає або має підстави вважати, що природний газ у фізичних точках його передачі Оператором ГРМ власному споживачу не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, він зобов'язаний повідомити про це Оператора ГРМ та/або Оператора ГТС та/або орган державного нагляду (контролю) з метою вжиття ними запобіжних та/або коригувальних заходів, необхідних для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту.

35. Постачальник природного газу на звернення споживача щодо невідповідності фізико-хімічних показників природного газу вимогам цього Технічного регламенту зобов'язаний вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту шляхом інформування Оператора ГРМ або виробника щодо приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.

## **Обіг природного газу під час транспортування**

36. Оператор ГТС під час транспортування природного газу газотранспортною системою зобов'язаний забезпечити відповідність природного газу вимогам, встановленим цим Технічним регламентом з моменту введення природного газу в обіг виробником, або уповноваженим представником, або імпортером, або Оператором установок LNG у фізичних точках надходження до газотранспортної системи до моменту передачі у фізичних точках до газорозподільної системи, підземного сховища газу та прямого споживача.

37. Оператор ГТС зобов'язаний забезпечити такі умови транспортування природного газу, під час його перебування в газотранспортній системі, що не становлять під загрозу його відповідності вимогам встановленим цим Технічним регламентом.

38. З моменту надходження природного газу на міждержавному з'єднанні або від виробників у фізичних точках надходження до газотранспортної системи України відповідного маршруту, Оператор ГТС заявляє та гарантує, що фізико-хімічні показники природного газу, який фізично передається суміжними Операторами ГТС – не резидентами України, виробниками або імпортером відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

39. Оператор ГТС зобов'язаний забезпечити контроль фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках його надходження в газотранспортну систему України, у порядку, визначеному технічними угодами, укладеними між Оператором ГТС та виробником, Оператором ПСГ, Оператором установок LNG та Оператором ГТС – не резидентом України.

40. Якщо Оператор ГТС за результатами контролю фізико-хімічних показників природного газу вважає, що природний газ, який подається в газотранспортну систему України у фізичних точках надходження не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, Оператор ГТС має право не приймати такий газ та зобов'язаний повідомити імпортера та/або Оператора суміжної ГТС – не резидентами України та/або виробника та/або Оператора ПСГ та/або Оператора установок LNG про можливе припинення фізичної передачі такого газу та/або вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту шляхом інформування імпортера та/або Оператора суміжної ГТС – не резидентами України та/або виробника та/або Оператора ПСГ та/або Оператора установок LNG для приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.

41. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту імпортером та/або Оператором суміжної ГТС – не резидентом України та/або виробником, або уповноваженим представником та/або Оператором ПСГ та/або Оператором установок LNG, Оператор ГТС припиняє приймання такого природного газу.

42. Оператор ГТС зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до газорозподільної систем, підземного сховища газу або прямого споживача проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом використання процедур оцінки відповідності згідно Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

43. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу Оператором ГТС складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5 до цього Технічного регламенту, та Паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

44. Оператор ГТС зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії Декларацій про відповідність та паспортів фізико-хімічних показників природного газу не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.

45. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці

передачі до прямого споживача, підземного сховища газу або газорозподільної системи, Оператор ГТС має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбору проби природного газу.

46. Оператор ГТС зобов'язаний на вмотивований запит прямого споживача та/або Оператора ПСГ та/або Оператора ГРМ допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках до прямого споживача, підземного сховища газу або Оператора ГРМ, у порядку, визначеному договором та/або технічною угодою укладеним (укладеною) між сторонами.

47. Оператор ГТС зобов'язаний на вмотивований запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ПСГ, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, який транспортується газотранспортною системою, а також у триденний термін повідомляти зазначених суб'єктів про випадки невідповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

48. Оператор ГТС зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу копії декларацій про відповідність природного газу та паспорти фізико-хімічних показників природного газу та/або інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до газорозподільної системи, газосховища або споживача вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час розподілу**

49. Оператор ГРМ під час розподілу природного газу зобов'язаний забезпечити його відповідність вимогам встановленим цим Технічним регламентом з моменту введення природного газу в обіг виробником або уповноваженими представником та/або Оператором установки LNG, та/або Оператором ГТС у фізичних точках надходження до газорозподільної системи і до моменту його передачі у фізичних точках прямим споживачам.

50. Оператор ГРМ зобов'язаний забезпечити такі умови розподілу природного газу, під час його перебування в газорозподільній системі, що не ставлять під загрозу його відповідності вимогам встановленим цим Технічним регламентом.

51. З моменту надходження природного газу від виробника або уповноваженого представника та/або Оператора ГТС та/або Оператора установок LNG та/або Оператора ГТС у фізичних точках надходження до газорозподільної системи відповідного маршруту, Оператор ГРМ заявляє та гарантує, що фізико-хімічні показники природного газу, який передається до газорозподільної системи, відповідають вимогам цього Технічного регламенту.

52. Оператор ГРМ зобов'язаний забезпечити контроль фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках його надходження в газорозподільну систему, у порядку, визначеному технічними угодами, укладеними між Оператором ГРМ та виробником або уповноваженим представником, Оператором ГТС, Оператором ПСГ, Оператором установок LNG.

53. Якщо Оператор ГРМ за результатами контролю фізико-хімічних показників природного газу вважає, що природний газ, який подається в газорозподільну систему у фізичних точках надходження від виробника та/або Оператора ГТС не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, Оператор ГРМ має право не приймати такий газ та зобов'язаний повідомити виробника та/або Оператора ГТС про можливе припинення фізичної передачі такого газу та/або вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту шляхом інформування виробника та/або Оператора ГТС для приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.

54. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту Оператором ГТС та/або виробником, або уповноваженим представником та/або Оператором установок LNG, Оператор ГРМ припиняє приймання такого природного газу.

55. Оператор ГРМ зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до споживача проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом використання процедур оцінки відповідності згідно Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

56. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу Оператором ГРМ складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5, та Паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

57. Оператор ГРМ зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії Декларацій про відповідність та паспортів фізико-хімічних показників природного газу, не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.

58. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до споживача, Оператор ГРМ має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбору проби природного газу.

59. Оператор ГРМ зобов'язаний на вмотивований запит споживача та/або Оператора ГТС та/або виробника допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках до прямого споживача, у порядку, визначеному договором та/або технічною угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

60. Оператор ГРМ на запит споживача зобов'язаний надати вичерпну інформацію цьому споживачу щодо відповідності фізико-хімічних показників природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

61. Оператор ГРМ зобов'язаний на вмотивований запит виробника, імпортера, Оператора ГТС, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, який фізично переміщується газорозподільною системою, а також у триденний термін повідомляти зазначених суб'єктів про випадки невідповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

62. Оператор ГРМ зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до або споживача вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час зберігання**

63. Оператор ПСГ зобов'язаний забезпечити відповідність природного газу вимогам встановленим цим Технічним регламентом під час передачі природного газу з підземного сховища у фізичних точках надходження до газотранспортної системи.

64. З моменту надходження природного газу від Оператора ГТС у фізичних точках надходження до підземного сховища газу відповідного маршруту, Оператор ПСГ заявляє та гарантує, що фізико-хімічні показники природного газу, який передається ним відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

65. Оператор ПСГ зобов'язаний забезпечити контроль фізико-хімічних показник природного газу, що передається у фізичних точках його надходження в газотранспортну систему, у порядку, визначеному технічною угодою, укладеною між Оператором ПСГ та Оператором ГТС.

66. Якщо Оператор ПСГ за результатами контролю фізико-хімічних показників природного газу вважає, що природний газ, який подається в підземне сховище газу у фізичних точках надходження від виробника та/або Оператора ГТС не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, Оператор ПСГ має право не приймати такий газ та зобов'язаний повідомити Оператора ГТС про можливе припинення фізичної передачі такого газу та/або вжити запобіжні та/або коригувальні заходи,

необхідні для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту шляхом інформування Оператора ГТС для приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.

67. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту Оператором ГТС, Оператор ПСГ припиняє приймання такого природного газу.

68. Оператор ПСГ зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної систем проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом використання процедур оцінки відповідності згідно Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

69. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу Оператором ПСГ складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5, та Паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

70. Оператор ПСГ зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії Декларацій про відповідність та паспортів фізико-хімічних показників природного газу, не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.

71. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до газотранспортної системи, Оператор ПСГ має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбору проби природного газу.

72. Оператор ПСГ зобов'язаний на вмотивований запит Оператора ГТС допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках до газотранспортної систем, у порядку, визначеному законодавством України, зокрема, договором та/або технічною угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

73. Оператор ПСГ зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до газотранспортної системи вимогам цього Технічного регламенту.

## **Обіг природного газу під час зрідження та регазифікації**

74. Оператор LNG зобов'язаний після регазифікації забезпечити відповідність природного газу вимогам встановленим цим Технічним регламентом під час передачі природного газу до газотранспортної або газорозподільної системи або підземне сховище газу.

75. Оператор LNG зобов'язаний забезпечити контроль фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках його надходження в газотранспортну або газорозподільну систему або підземне сховище системи, у порядку, визначеному технічними угодами, укладеними між сторонами.

76. Якщо Оператор LNG за результатами контролю фізико-хімічних показників природного газу вважає або має підстави вважати, що природний газ, який подається в газотранспортну систему або газорозподільну систему або підземне сховище газу у фізичних точках надходження не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, Оператор LNG зобов'язаний вжити коригувальні заходи та привести фізико-хімічні показники природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

77. Оператор LNG установки зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної та/або газорозподільної систем проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом використання процедур оцінки відповідності згідно Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

78. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу Оператором LNG складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5, та паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

79. Оператор LNG зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії Декларацій про відповідність та паспортів фізико-хімічних показників природного газу, не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.

80. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до газотранспортної системи, Оператор LNG має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбору проби природного газу.

81. Оператор LNG зобов'язаний на вмотивований запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ГТС, Оператора ПСГ, постачальника допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках до газорозподільної та/або газотранспортної систем та/або підземного сховища газу, у порядку,

визначеному договором та/або технічною угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

82. Оператор LNG зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до газотранспортної та/або газорозподільної систем та/або підземного сховища газу вимогам цього Технічного регламенту.

### **Відповідність природного газу**

83. Оцінка відповідності вимогам до природного газу, встановлених у додатках 1 та 2 або 3 до цього Технічного регламенту, повинна проводитись шляхом застосування одного з модулів оцінки відповідності, визначених в додатку 4 цього Технічного регламенту.

84. Проведення процедури оцінки відповідності природного газу відповідно до вимог встановлених цим Технічним регламентом:

- в точках надходження газу від виробника до ГТС/ГРМ/споживача покладається на виробника або уповноваженого представника;
- в точках надходження газу від ПСГ/LNG установки до ГТС покладається на Оператора ПСГ/Оператора установок LNG;
- в точках надходження газу в ГТС на міждержавних з'єднаннях покладається на Оператора ГТС;



## ВИМОГИ ДО ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ЯКИЙ ВВОДИТЬСЯ В ОБІГ ТА НАДАЄТЬСЯ НА РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ УКРАЇНИ

1. Вимоги до природного газу, який вводиться в обіг та надається на ринку природного газу України наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

### Вимоги до природного газу, який вводиться в обіг та надається на ринку природного газу України

Найменування показника	Позначення одиниці вимірювання	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
Число Воббе вище	кВт·год/м <sup>3</sup>	13,4	16,1
Теплота згоряння вища	кВт·год/м <sup>3</sup>	10,5	13,4
Відносна густина	1	0,555	0,700 (0,750) <sup>а</sup>
Молярна частка діоксиду вуглецю	%	не застосовується	2,5 або 6,0 <sup>б</sup>
Молярна частка водню	%	не застосовується	0,5 або 5,0 <sup>в</sup>
Масова концентрація сірководню	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	5 (30) <sup>г</sup>
Масова концентрація меркаптанової сірки	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	6 (36) <sup>г</sup>
Масова концентрація механічних домішок	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	1
Молярна частка кисню	%	не застосовується	0,02 або 1,0 <sup>д</sup>

а – до 01 січня 2025 року діє нормативне значення, наведене в дужках.

б – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по всім газопроводам, крім газопроводів Оператора ГТС та Оператора ПСГ.

За узгодженням в технічних угодах з оператором ГТС та Оператором ПСГ допускається використання даної норми для природного газу, який переміщується або транспортується по газопроводах Оператора ГТС та зберігається у підземних сховищах газу Оператора ПСГ. Оператор ГТС не має права обмежити використання даної норми у точках входу до ГТС у випадку, коли молярна частка діоксиду вуглецю у точках міждержавних з'єднань та у точках виходу до Оператора ПСГ не перевищує 2,5%, та/або Оператор ПСГ або Оператор суміжної ГТС не відмовив у прийнятті газу з більш високою молярною часткою діоксиду вуглецю.

в – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по газопроводах, які не чутливі до більш високої концентрації компоненту, за узгодженням в технічних угодах з оператором ГТС/ГРМ/ПСГ.

г – норма застосовується для неадорваного природного газу. До 01 січня 2025 року діє нормативне значення, наведене в дужках. Після 01 січня 2025 допускається більш високе значення масової концентрації сірководню та/або меркаптанової сірки за умови, якщо вміст загальної сірки не перевищує 20 мг/м<sup>3</sup> за стандартних умов 25°C/20°C або 21 мг/м<sup>3</sup> за стандартних умов 25°C/0°C. Окремими газопроводами прямим споживачам допускається подача природного газу з більш високим вмістом сірководню та/або меркаптанової сірки.

д – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по всіх газопроводах, крім газопроводів Оператора ГТС та Оператора ПСГ.

За узгодженням в технічних угодах з оператором ГТС та Оператором ПСГ допускається використання даної норми для природного газу, який переміщується або транспортується по газопроводах Оператора ГТС та зберігається у підземних сховищах газу Оператора ПСГ. Оператор ГТС не має права обмежити використання даної норми у точках входу до ГТС у випадку, коли Оператор ПСГ або Оператор суміжної ГТС або прямий споживач не відмовив у прийнятті газу з більш високою молярною часткою кисню.

#### Примітки:

1. Показники вказані за стандартних умов – температура згоряння/температура вимірювання: 25°C/0°C, тиск: 1,01325 бар.

2. При переведенні одиниць вимірювання приймають 1 кВт·год/м<sup>3</sup> рівною 3,6 МДж/м<sup>3</sup>.

3. Концентраційні межі займання природного газу в суміші з повітрям в об'ємних відсотках становлять: нижня - 4,4, верхня - 17,0.

4. Температура самозаймання природного газу – 537 °C.

5. Категорія вибухонебезпеки та група вибухонебезпечних сумішей для суміші природного газу з повітрям - ІА і ТІ.

## ВИМОГИ ДО ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ЯКИЙ ПЕРЕДАЄТЬСЯ ДО ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ ТА НЕЮ ТРАНСПОРТУЄТЬСЯ

1. Вимоги до природного газу, який передається до газотранспортної системи та нею переміщується, наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

Вимоги щодо фізико-хімічних показників природного газу в газотранспортній системі

Найменування показника	Позначення одиниці вимірювання	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
<b>Точка роси вологи</b> <sup>a</sup> за абсолютного тиску 39,2 бар або, якщо тиск газу в системі газопроводів менше, ніж 39,2 бар, за максимального допустимого тиску в системі газопроводів	°C	не застосовується	мінус 8
<b>Точка роси вуглеводнів</b> <sup>b</sup> за робочого тиску	°C	не застосовується	0
<p><sup>a</sup> – Значення максимального допустимого тиску в системі газопроводів допускається приймати номінальне значення допустимого тиску вказане в документації (паспорті) на газопровід.</p> <p><sup>b</sup> – Допускається не визначати значення температури точки роси за вуглеводнями, якщо вміст вуглеводнів <math>C_{5+}</math> вище не перевищує <math>1,0 \text{ г/м}^3</math> або якщо молярна часта вуглеводнів <math>C_{5+}</math> вище не перевищує <math>0,03\%</math>.</p>			

## ВИМОГИ ДО ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ЯКИЙ ПЕРЕДАЄТЬСЯ ДО/З ГАЗОРОЗПОДІЛЬНОЇ СИСТЕМИ

1. Вимоги до природного газу, який передається до/з газорозподільної системи, наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

### Вимоги до природного газу в газорозподільній системі

Найменування показника	Позначення одиниць вимірювань	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
<b>Температура точки роси за вологою <sup>а</sup> за максимального допустимого тиску в системі газопроводів:</b> - в період з 1 листопада по 30 квітня - в період з 1 травня по 31 жовтня	°C	не застосовується не застосовується	мінус 8 0
<b>Температура точки роси за вуглеводнями <sup>б</sup> за робочого тиску</b>	°C	не застосовується	0

*а – значення допустимого робочого тиску визначається за Таблицею 1 цього додатку відповідно до категорії газопроводів. Для природного газу, який подається через точки входу, що розміщені на об'єктах у внутрішніх приєднаних мережах газовидобувних підприємств(промислових газопроводах, АГРС, ВРГ, УКПГ тощо), та точки входу, через які газ подається безпосередньо з газових, газоконденсатних та нафтогазових родовищ по газорозподільчих мережах до споживачів населених пунктів та прямим споживачам по окремих газопроводах, значення температури точки роси вологи не повинно перевищувати значення температури газу.*

*б – допускається не визначати значення температури точки роси вуглеводнів, якщо вміст вуглеводнів C5+вищі не перевищує 1,0 г/м<sup>3</sup> або якщо молярна часта вуглеводнів C5+вищі не перевищує 0,03%. Для природного газу, який подається через точки входу, що розміщені на об'єктах у внутрішніх приєднаних мережах газовидобувних підприємств(промислових газопроводах, АГРС, ВРГ, УКПГ тощо), та точки входу, через які газ подається безпосередньо з газових, газоконденсатних та нафтогазових родовищ по газорозподільчих мережах до споживачів населених пунктів та прямим споживачам по окремих газопроводах, значення температури точки роси вуглеводнів не повинно перевищувати значення температури газу.*

2. Природний газ, який подають споживачам, повинен бути одорованим відповідно до вимог цього Технічного регламенту. В окремих випадках, визначеними угодами виробників, імпортерів чи постачальників із споживачами, допускається/дозволяється подача неодорованого природного газу.

Мінімальна інтенсивність запаху одорованого природного газу для споживачів повинна бути не меншою за 3 бали за п'ятибальною шкалою:

0 - запах відсутній; 1 - запах дуже слабкий, невизначений; 2 - запах слабкий, але певний; 3 - запах помірний; 4 - запах сильний; 5 - запах дуже сильний.

Для природного газу промислового призначення інтенсивність запаху встановлюється за погодженням із споживачем.

## МОДУЛІ ОЦІНКИ ВІДПОВІДНОСТІ

### МОДУЛЬ 1

1. Модуль 1 є процедурою оцінки відповідності, за допомогою якого виробник або уповноважений представник виконує обов'язки, встановлені в пунктах 3-13 цього Модуля, та гарантує і заявляє під свою виключну відповідальність, що природний газ відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

2. Модуль 1 передбачає залучення призначеного органу з оцінки відповідності для виконання ним як третьою стороною завдань з оцінки відповідності згідно з цим Технічним регламентом (далі – Призначений орган) або акредитованого внутрішнього органу з оцінки відповідності виробника відповідно до Закону України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» (далі - Закон).

3. Для проведення оцінки відповідності виробник або уповноважений представник подає заяву до обраного ним призначеного органу. За вибором виробника його акредитований внутрішній орган з оцінки відповідності або обраний ним призначений орган проводить чи доручає проведення перевірок продукції через інтервали часу визначені в пункті 13 цього Модуля.

4. У разі залучення призначеного органу, виробник або уповноважений представник до заяви додає технічну документацію, яка містить інформацію про виробництво природного газу, перелік застосованих повністю чи частково національних стандартів та/або інших відповідних технічних специфікацій, на підставі яких оцінювалась відповідність природного газу вимогам цього Технічного регламенту, та визначені згідно цих нормативних документів фізико-хімічні показники природного газу. Уповноважений представник до заяви додає документ про уповноваження його на проведення робіт з оцінки відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

5. Відбір зразків (проб) природного газу для проведення оцінки відповідності проводиться відповідно до вимог національних стандартів на методи відбирання зразків (проб) природного газу та здійснюється за участю представника призначеного органу або визначеною призначеним органом під його відповідальність акредитованою випробувальною лабораторією та представника замовника процедури оцінки відповідності.

6. Місце та терміни відбору зразків (проб) природного газу в кількості, необхідній для проведення випробувань, визначає виробник або уповноважений представник за погодженням з призначеним органом в кожному конкретному випадку окремо.

7. Призначений орган або акредитований внутрішній орган з оцінки відповідності виробника проводить належні дослідження і випробування зразків (проб) природного газу на відповідність в обсязі вимог, що наведені в додатках 1 - 3 цього Технічного регламенту.

8. У разі відсутності національного стандарту для проведення випробувань, призначений орган або акредитований внутрішній орган з оцінки відповідності виробника приймає рішення про те, за якими методами випробувань, у тому числі відбирання зразків (проб), необхідно провести необхідні дослідження та випробування природного газу.

9. За результатами оцінки відповідності призначений орган надає виробнику або уповноважений представнику сертифікат відповідності вимогам цього Технічного регламенту, акредитований внутрішній орган з оцінки відповідності виробника – рішення про відповідність природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

10. Виробник або уповноважений представник складає декларацію про відповідність цьому Технічному регламенту за формою, що наведена у додатку 5 цього Технічного регламенту.

11. Виробник або уповноважений представник зобов'язаний зберігати декларацію про відповідність, сертифікат відповідності, виданий призначеним органом та документ про якість (паспорт якості фізико-хімічних показників природного газу) протягом 5 (п'ять) років після введення в обіг або надання на ринку природного газу для подання на запити органів державного нагляду (контролю) в установлених законодавством випадках.

12. Методи випробування природного газу, у тому числі відбирання зразків (проб) встановлюються національними стандартами для цілей застосування цього Технічного регламенту, перелік яких затверджується відповідно до Закону.

13. Періодичність проведення процедури оцінки відповідності природного газу відповідно до вимог встановлених цим Технічним регламентом в залежності від потужності точки надходження та/або точка передачі природного газу за Модулем 1 складає:

- понад 720 тис.м<sup>3</sup>/добу – не рідше ніж 1 (один) раз на рік;
- від 240 до 720 тис.м<sup>3</sup>/добу - не рідше ніж 1 (один) раз на 2 (два) роки;
- до 240 тис.м<sup>3</sup>/добу - не рідше ніж 1 (один) раз на 3 (три) роки.

## МОДУЛЬ 2

1. Оцінка відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту за Модулем 2 здійснюється виробником або його уповноваженим представником із залученням органу з оцінки відповідності, призначеного для виконання ним як

третьою стороною завдань з оцінки відповідності згідно з цим Технічним регламентом відповідно до Закону (далі – призначений орган).

2. Для проведення оцінки відповідності виробник або уповноважений представник подає обраному ним призначеному органу заявку на оцінку системи управління якістю, що стосується природного газу, яка повинна включати:

- найменування та адресу замовник процедури оцінки відповідності та/або виробника, а в разі подання заявки уповноваженим представником - також його найменування та адресу;
- письмову заяву про те, що така сама заявка не була подана жодному іншому призначеному органу;
- усю відповідну інформацію щодо передбаченої групи природного газу;
- документацію стосовно системи управління якістю;
- технічну документацію щодо виробництва природного газу.

3. Система управління якістю повинна забезпечувати відповідність природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

Усі прийняті виробником або уповноваженим представником елементи, вимоги та положення системи управління якістю повинні бути систематично і упорядковано задокументовані у вигляді політик, процедур та інструкцій, викладених у письмовій формі.

Документація стосовно системи управління якістю повинна давати можливість однозначно тлумачити програми, плани, настанови і протоколи (записи) щодо якості.

Зазначена документація повинна, зокрема, містити належний опис:

- цілей у сфері якості та організаційної структури, обов'язків і повноважень керівництва стосовно якості природного газу;
- відповідних способів виробництва, контролю якості та забезпечення якості, процесів і системних заходів, які будуть застосовуватися;
- досліджень і випробувань, які будуть проводитися до, під час та після виробництва природного газу, а також періодичності їх проведення;
- протоколів (записів) щодо якості (звітів про інспектування, даних випробувань і калібрувань, звітів про кваліфікацію відповідного персоналу тощо);
- засобів моніторингу, які дають змогу контролювати досягнення необхідної якості природного газу та ефективного функціонування системи управління якістю.

4. Призначений орган оцінює систему управління якістю з метою визначення її відповідності вимогам пункту 3 цього Модуля.

Призначений орган робить припущення, яке визнається достовірним, поки не буде доведено інше, про відповідність вимогам, зазначеним у пункті пункту 2 цього Модуля, тих елементів системи управління якістю, що відповідають відповідним вимогам національного стандарту, який є ідентичним відповідному гармонізованому європейському стандарту та/або технічним специфікаціям.

5. Група аудиту повинна володіти досвідом роботи у сфері систем управління якістю. Проведення аудиту включає відвідування підприємства виробника або

уповноваженого представника для здійснення оцінки. Група аудиту вивчає технічну документацію, з метою перевірки здатності замовника процедури оцінки відповідності ідентифікувати відповідні вимоги цього Технічного регламенту та проводити необхідні дослідження для забезпечення відповідності природного газу таким вимогам.

Призначений орган повідомляє виробника або уповноваженого представника про прийняте рішення. Зазначене повідомлення повинне містити висновки аудиту та обґрунтоване рішення щодо оцінки.

6. Виробник або уповноважений представник повинен виконувати обов'язки, пов'язані із забезпеченням функціонування схваленої системи управління якістю, та підтримувати її в адекватному та ефективному стані.

7. Виробник або уповноважений представник зобов'язаний інформувати призначений орган, який схвалив систему управління якістю, про будь-які заплановані зміни в такій системі.

Призначений орган оцінює будь-які запропоновані зміни та приймає рішення щодо здатності зміненої системи управління якістю надалі відповідати вимогам, зазначеним в пункті 3 цього Модуля, чи необхідності проведення повторної оцінки.

Призначений орган повідомляє виробника або уповноваженого представника про прийняте рішення. Зазначене повідомлення повинне містити висновки дослідження та обґрунтоване рішення щодо оцінки.

Призначеним органом проводиться нагляд, щоб пересвідчитися в належному виконанні виробником або уповноваженим представником обов'язків, пов'язаних із забезпеченням функціонування схваленої системи управління якістю.

Для цілей нагляду виробник або уповноважений представник зобов'язаний надавати призначеному органу доступ до місць виробництва, контролю, проведення випробувань і зберігання природного газу, а також усю необхідну інформацію, зокрема:

- документацію стосовно системи управління якістю;
- протоколи (записи) щодо якості (звіти про інспектування, дані випробувань, звіти про кваліфікацію відповідного персоналу тощо).

8. Призначений орган повинен проводити періодичні аудити, щоб пересвідчитися в тому, що виробник або уповноважений представник підтримує в належному стані і застосовує систему управління якістю, а також подавати замовник процедури оцінки відповідності звіт про аудит.

9. За результатами оцінки відповідності призначений орган надає виробник або уповноважений представник сертифікат відповідності вимогам цього Технічного регламенту.

10. Виробник або уповноважений представник складає декларацію про відповідність цьому Технічному регламенту за формою, що наведена в додатку 4 цього Технічного регламенту.

11. Виробник або уповноважений представник зобов'язаний зберігати декларацію про відповідність, сертифікат відповідності, виданий призначеним органом та документ про якість (паспорт якості фізико-хімічних показників природного газу) протягом 5 (п'ять) років після введення в обіг або надання на ринку природного газу для подання на запити органів державного нагляду (контролю) в установлених законодавством випадках.

12. Періодичність проведення процедури оцінки відповідності природного газу відповідно до вимог встановлених цим Технічним регламентом за Модулем 2 - не рідше ніж 1 (один) раз на 3 (три) роки.

13. Органи з оцінки відповідності, призначені згідно з Законом, проводять оцінку відповідності.

14. Призначені органи з оцінки відповідності надають в електронній та паперовій формі центральному органу виконавчої влади, який забезпечує формування та реалізацію державної політики у сфері паливно-енергетичного комплексу звіти про діяльність з оцінки відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту за періоди з 01 листопада по 30 квітня та з 01 травня по 31 жовтня за формою згідно з додатком 9 цього Технічного регламенту.

---



**ДЕКЛАРАЦІЯ**  
**про відповідність Технічному регламенту природного газу**

1. \_\_\_\_\_

(повне найменування суб'єкта господарювання (виробника або уповноваженого представника або імпортера)

\_\_\_\_\_ або розповсюджувача або Оператора ГТС або Оператора ГРМ або Оператора ПСГ або Оператора установок LNG, який декларує відповідність природного газу) та його місцезнаходження)

підтверджує, що природний

газ \_\_\_\_\_,  
(повне найменування точки приєднання)

ЕІС-код точки входу виходу до/з

ГТС/ГРМ: \_\_\_\_\_,

Маршрут переміщення природного газу

№: \_\_\_\_\_,

відповідає вимогам Технічного регламенту природного газу.

2. Ця декларація видана під виключну відповідальність

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

3. Орган \_\_\_\_\_ з оцінки відповідності

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(повне найменування, ідентифікаційний номер (за наявності))

провів

\_\_\_\_\_

(опис завдань)

Сертифікат  
відповідності\* \_\_\_\_\_

(номер сертифіката відповідності, дата його реєстрації, строк дії)

\_\_\_\_\_

(повне найменування та місцезнаходження призначеного органу з оцінки відповідності)

4. Додаткова інформація

\_\_\_\_\_

Підписано від імені та/або за дорученням

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(місце та дата видання)

\_\_\_\_\_

(посада)

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))

М.П. (за наявності)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\*Застосовується за умови використання модуля, в якій оцінка відповідності проводиться призначеним органом з оцінки відповідності.

\_\_\_\_\_

**ФОРМА-ЗРАЗОК**  
**для складання маршрутів переміщення природного газу**

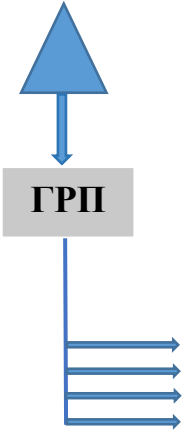
**Зразок:** **Маршруту переміщення природного газу для одного джерела даних ФХП:**

Затверджено

\_\_\_\_\_  
(посада, прізвище, ім'я та по  
батькові (за наявності))

" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**Маршрут переміщення природного газу № \_\_\_\_\_**

Схематичне зображення маршруту переміщення природного газу	Опис маршруту переміщення природного газу
	Джерело даних ФХП (ГТС/ГРМ): _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	ГРП: _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	Об'єкт споживача (групи об'єктів споживачів): _____ <i>(місцезнаходження об'єкта споживача (групи об'єктів споживачів))</i>

Маршрут складено:

\_\_\_\_\_  
(посада)

\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по  
батькові (за наявності))

\_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_  
(посада)

\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по  
батькові (за наявності))

\_\_\_\_\_  
(підпис)

## Продовження додатка 6

<u>Зразок:</u>	<b>Маршруту переміщення природного газу для двох і більше джерел даних ФХП:</b>
----------------	---

Затверджено

\_\_\_\_\_

(посада, прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))

" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

## Маршрут переміщення природного газу № \_\_\_\_\_

Схематичне зображення маршруту переміщення природного газу	Опис маршруту переміщення природного газу
	Джерело даних ФХП (ГТС/ГРМ): _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	ГРП: _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	Об'єкт споживача (групи об'єктів споживачів): _____ <i>(місцезнаходження об'єкта споживача (групи об'єктів споживачів))</i>

Маршрут складено:

\_\_\_\_\_

*(посада)*

\_\_\_\_\_

*(прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))*

\_\_\_\_\_

*(підпис)*

\_\_\_\_\_

*(посада)*

\_\_\_\_\_

*(прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))*

\_\_\_\_\_

*(підпис)*

\_\_\_\_\_

## **ВИМОГИ СКЛАДАННЯ паспорту якості фізико-хімічних показників природного газу**

Паспорт якості фізико-хімічних показників природного газу на природний газ, який вводиться в обіг або надається на ринку повинен містити:

1. Повне найменування акредитованого внутрішнього органу з оцінки відповідності/призначеного органу з оцінки відповідності.
  2. Інформація щодо акредитації внутрішнього органу з оцінки відповідності/призначеного органу з оцінки відповідності.
  3. Назва суб'єкта господарювання, який передає природний газ.
  4. Назва суб'єкта господарювання, який приймає природний газ.
  5. Ідентифікація точки фізичної точки надходження природного газу та/або маршруту переміщення.
  6. Період часу, на який поширюються результати вимірювань.
  7. Значення компонентного складу природного газу (молярна частка вуглеводнів від  $C_1$  до  $C_{6+}$ вищі, вуглекислого газу, кисню, азоту та інших компонентів).
  8. Значення фізичних показників природного газу (відносна густина, теплота згорання нижча, теплота згорання вища, число Воббе вище) з зазначенням умов визначення.
  9. Значення температур точок роси (температура точки роси за вологою за робочого тиску, температура точки роси за вологою за тиску порівняння з вказанням значення тиску порівняння, температура точки роси за вуглеводнями за робочого тиску).
  9. Значення масової концентрації механічних домішок.
  10. Наявність одоранту та інтенсивність запаху (для газорозподільних мереж).
  11. Інформація щодо процесу виробництва та підготовки природного газу для введення його в обіг на ринок природного газу України в фізичних точках його надходження від виробника до газотранспортної/ газорозподільної системи.
  12. Інформація щодо відповідності або невідповідності вимогам Технічного регламенту природного газу.
  13. Підпис керівника внутрішнього органу з оцінки відповідності/призначеного органу з оцінки відповідності.
-

**НАСЕЛЕНІ ПУНКТИ (Адміністративно-територіальні одиниці) УКРАЇНИ  
щодо яких встановлені окремі вимоги до фізико-хімічних показників  
природного газу**

Таблиця 1

Населені пункти України та точки надходження природного газу на які не поширюються вимоги даного Технічного регламенту

№ п.п	Найменування населеного пункту	Точка надходження газу	Примітка
1	смт Солотвине, Тячівського району, Закарпатської області	Солотвинське родовище УПГ (ГРС) – Солотвино ЕІС-код точки входу: 56ZE13V01ZKG063S	газ нафтовий

Таблиця 2

Перелік населених пунктів України та точок надходження природного газу до газорозподільних систем щодо яких допускається максимальне значення відносної густини природного газу, визначене в додатку 1 до Технічного регламенту, не вище значень, наведених в цій таблиці

№ п.п.	Найменування оператора ГРМ/газорозподільної станції	ЕІС код точки надходження газу	Максимальне значення відносної густини (%)	Перелік населених пунктів щодо яких діє Таблиця 3	Всього населених пунктів
<b>Полтавська область (АТ "Полтавагаз"):</b>					
1	ГРП Михайлівце	56ZE26V02000018I	0,77	с. Михайлівце Котелевського р-ну	1
<b>Сумська область (АТ "Сумігаз"):</b>					
2	ГРС Південна Панасівка	56ZE30V02SMG009Z	0,76	с. Столярівце Липоводолинський район; с. Яловий Окіп Липоводолинський район; с. Заруддя Роменський район; с. Погожа Криниця Роменський район;	4
3	ГРС Артюхівка	56ZE30V02SMG018Y	0,78	с. Бацмани Роменський район; с. Гаврилівка Роменський район; с. М.Бубни Роменський район; с. Локня Роменський район;	4
4	ГРС Великі Бубни	56ZE30V02SMG007Z	0,78	с. В.Бубни Роменський район; с. Мокіївка Роменський район; с. Ріпки Роменський район; с. Посад Роменський район; с. В'юнне Роменський район; с. Матлахове Роменський район; с. Заїзд Роменський район;	7
5	ГРС Рогінці	56ZE30V02SMG0064	0,78	с. Рогінці Роменський район; с. Галка Роменський район; с. Ведмеже Роменський район; с. Сміле; с-ще Діброва Роменський район; с. Володимирівка Роменський район; с. Сулими Роменський район; с. Дзеркалька Роменський район; с. Червоне Роменський район; с. Авраменкове Роменський район; с. В.Будки Роменський район; с. Коновали Роменський район; с. Хрещатик Роменський район;	13
6	ГРС Ромни2	56ZE30V02SMG002C	0,78	с. Калинівка Роменський район; с. Миколаївка Роменський район; с. Погреби Роменський район; с. Житне Роменський район; с. Борозенка Роменський район; с. Гаї Роменський район; с. Хмелів Роменський район; с. Заклимок Роменський район; с. В.Бутівка Роменський район; с. Басівка Роменський район; с. Бессарабка Роменський район;	11
7	ГРС Підлозівка	56ZE30V02SMG050I	0,76	м. Охтирка Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай-Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозівка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район;	8

Всього населених пунктів: 48

**ФОРМА**

**звітів призначених органів з оцінки відповідності про діяльність з оцінки відповідності природного газу Технічного регламенту щодо вимог до природного газу за періоди з 01 листопада по 30 квітня та з 01 травня по 31 жовтня**

	<p>ЗАТВЕРДЖУЮ</p> <p>керівник органу оцінки відповідності</p> <hr/> <p>(посада)</p> <hr/> <p>(власне ім'я та прізвище)</p> <p>« ____ » _____ 20__ р.</p>
--	--

**ЗВІТ**

\_\_\_\_\_

(найменування органу з оцінки відповідності)

**про діяльність з оцінки відповідності палив вимогам Технічного регламенту щодо вимог до природного газу**

**за період з \_\_\_\_\_ по \_\_\_\_\_**

1. Керівник органу з оцінки відповідності (ім'я та прізвище, номер контактного телефону, адреса електронної пошти, офіційний вебсайт органу з оцінки відповідності).
2. Копія атестата про акредитацію разом з додатком (станом на 15 травня або 15 грудня).
3. Інформація про акредитовані випробувальні лабораторії, з якими орган з оцінки відповідності співпрацює під час проведення робіт з оцінки відповідності палив вимогам Технічного регламенту. Надати посилання на офіційний веб-сайт Національного агентства з акредитації або на вебсайт акредитованих випробувальних лабораторій, де розміщено копії атестатів про акредитацію зазначених випробувальних лабораторій та додатків до них (станом на 15 травня або 15 грудня), або надати в електронній формі копії атестатів про акредитацію зазначених випробувальних лабораторій та додатків до них.
4. Перелік нормативно-правових актів, які застосовуються під час проведення оцінки відповідності палив вимогам Технічного регламенту.

5. Інформація про:

підготовку (перепідготовку) персоналу, який проводить відбір проб;  
копії укладених договорів щодо забезпечення відбору проб на місцях;  
копії протоколів відбору проб природного газу.

6. Назва розділу на офіційному вебсайті органу з оцінки відповідності, в якому міститься поточна інформація про видані сертифікати відповідності про відповідність палив вимогам цього Технічного регламенту.

7. Узагальнена інформація про кількість виданих сертифікатів відповідності щокварталу за відповідний період (станом на 15 травня або 15 грудня) за такою формою:

_____ квартал 20__ р.	Загальна кількість виданих сертифікатів відповідності за квартал	
	мінімальна кількість виданих сертифікатів відповідності за один день	максимальна кількість виданих сертифікатів відповідності за один день

8. Зразки сертифікатів відповідності палив вимогам Технічного регламенту, які були видані за звітний період (копії), за згодою заявників згідно з вимогами статті 42<sup>1</sup> Закону України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» для природного газу.

9. Інформація про зауваження та пропозиції замовників оцінки відповідності природного газу, органів виконавчої влади та інших споживачів. Окремо за кожним споживачем. Заходи органу з оцінки відповідності щодо усунення порушень.

10. Пропозиції органу з оцінки відповідності щодо поліпшення застосування цього Технічного регламенту.





**КАБІНЕТ МІНІСТРІВ УКРАЇНИ**

**ПОСТАНОВА**

від \_\_\_\_\_ 2023 р. № \_\_\_\_\_

Київ

**Про затвердження Технічного регламенту  
природного газу**

Відповідно до статті 5 Закону України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» Кабінет Міністрів України постановляє:

1. Затвердити Технічний регламент природного газу, що додається.
2. Міністерству енергетики забезпечити впровадження Технічного регламенту, затвердженого цією постановою.
3. Рекомендувати Національній комісії, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики та комунальних послуг привести власні акти у відповідність до Технічного регламенту, затвердженого цією постановою.
4. Ця Постанова набирає чинності через 18 місяців з дня її опублікування, крім додатків 2 та 3 Технічного регламенту, затвердженого цією постановою, які набирають чинності з 01 січня 2025 року.

**Прем'єр-міністр України**

**Д. ШМИГАЛЬ**

ЗАТВЕРДЖЕНО

постановою Кабінету Міністрів  
України

від \_\_\_\_\_ 2023 р. № \_\_\_\_\_

## ТЕХНІЧНИЙ РЕГЛАМЕНТ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

### Загальна частина

1. Цей Технічний регламент встановлює вимоги до природного газу, зокрема, біометану (далі – природний газ), які вводяться в обіг виробниками, імпортерами, уповноваженими представниками виробників, які надаються на ринку України постачальниками та які транспортуються газотранспортною системою України, розподіляються системами Оператора газорозподільних систем (далі – Оператор ГРМ), зберігаються у підземних сховищах газу Оператора підземних сховищах газу (далі – Оператор ПСГ), зріджуються та регазифікуються установками LNG (далі – Оператор установок LNG).

2. Цей Технічний регламент встановлює вимоги до природного газу з метою захисту життя та здоров'я людей, тварин, рослин, охорони довкілля та природних ресурсів, захисту майна, забезпечення енергоефективності, національної безпеки та запобігання підприємницькій практиці, що вводить споживача в оману.

3. Дія цього Технічного регламенту не поширюється на стиснений природний газ та синтетичні гази.

4. У цьому Технічному регламенті терміни вживаються у таких значеннях:

1) біометан – біогаз, що за своїми фізико-хімічними характеристиками відповідає вимогам нормативно-правових актів до природного газу для подачі до газотранспортної або газорозподільної системи чи для використання як моторного палива;

2) введення в обіг природного газу – надання природного газу на ринку України в перший раз виробниками, імпортерами та уповноваженими представниками;

3) верхня концентраційна межа діапазону займання – концентрація горючого газу або пари в повітрі, вище якої середовище не є вибухонебезпечним;

4) виробник природного газу – будь-яка фізична особа підприємець чи юридична особа (резидент чи нерезидент України), яка видобуває або виробляє природний газ або змінює його фізико-хімічні показники в процесі обігу природного газу на ринку;

5) вища теплота згоряння – кількість теплоти, що вивільняється під час повного згоряння в повітрі заданої кількості газу, за виконання таких умов: реакція триває за сталого тиску, а всі продукти згоряння повертаються до тієї самої встановленої температури, за якої реагенти перебували спочатку, залишаючись при цьому в газовому стані, за винятком води, утвореної під час згоряння, яка конденсується у рідинний стан за тієї самої встановленої температури;

6) відносна густина – відношення маси газу, що міститься в будь-якому об'ємі, до маси сухого повітря стандартного складу, який займав би такий самий об'єм, визначений за однакових умов;

7) група газів – зазначений діапазон чисел Воббе, в рамках якого перебувають визначені типи газів;

8) густина – маса одиниці об'єму газу, визначеного за заданих умов тиску і температури;

9) запобіжні заходи – дії, що вчиняються задля усунення причин потенційної невідповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту;

10) зріджений природний газ (ЗПГ, LNG) – природний газ, зріджений після очищення для зберігання чи транспортування;

11) імпортер природного газу – будь-яка фізична чи юридична особа - резидент України, яка вводить в обіг на ринку України природний газ походженням з іншої країни;

12) інтенсивність запаху – сила сприймання запаху;

13) коригувальні заходи – дії, які виконують, щоб усунути причину невідповідності вимог цього Технічного регламенту та запобігти її повторному виникненню;

14) ланцюг переміщення природного газу – послідовність суб'єктів господарювання, які забезпечують фізичну передачу природного газу від виробника до споживача;

15) масова концентрація – відношення маси кожного компонента до об'єму газової суміші за встановлених умов тиску й температури;

16) меркаптанова (тіолова) сірка – кількість сірки зв'язаної у формі тіолу (меркаптану) у природному газі;

17) молярна частка – відношення кількості речовини кожного компонента до об'єму газової суміші за встановлених умов тиску й температури;

18) надання природного газу на ринку – будь-яке платне або безоплатне постачання продукції для розповсюдження, споживання чи використання на ринку України в процесі здійснення господарської діяльності;

19) обіг природного газу на ринку – переміщення природного газу від виробника, імпортера, розповсюджувача (або постачальника) до прямого споживача, а саме: транспортування, зрідження, регазифікація, зберігання, розподіл, або будь-які інші дії пов'язані з даним процесом. Під час обігу, фізико-хімічні показники природного газу можуть змінюватися;

20) одорювання – процес додавання одоранту до природного газу з метою виявлення витікання газу в дуже низьких концентраціях за запахом (до того, як він утворить небезпечну концентрацію у повітрі);

21) паспорт якості фізико-хімічних показників природного газу – документ про якість природного газу, що складається органами з оцінки відповідності за результатами проведення оцінки відповідності фізико-хімічних показників природного газу;

22) переміщення природного газу – процес зміни фізичного місця знаходження природного газу від точки надходження природного газу до точки передачі природного газу, під час якого можуть змінюватися його фізико-хімічні показники, зокрема, у загальному потоці методом змішування або заміщення;

23) прямий споживач природного газу – споживач природного газу, об'єкти якого безпосередньо підключені до газотранспортної або газорозподільної системи, або газовидобувного підприємства;

24) розповсюдження природного газу – надання природного газу на ринку природного газу України після введення його в обіг;

25) синтетичний газ – очищений газ, який містить компоненти, нетипові для природного газу;

26) споживач – фізична особа, фізична особа - підприємець або юридична особа, яка отримує природний газ на підставі договору постачання природного газу з метою використання для власних потреб, а не для перепродажу, або використання в якості сировини;

27) стиснений природний газ (СПГ, CNG) – природний газ, який для зберігання та перевезення стискають до тиску більше ніж 100 бар та використовується як паливо в двигунах внутрішнього згорання;

28) стандартні умови – стандартні умови температури, тиску та вологості (стан насичення), що використовують для вимірювань та обчислень властивостей природного газу, визначені відповідно до законодавства;

29) тиск порівняння – це значення абсолютного тиску природного газу, до якого приводять значення температури точки роси вологи для певних умов вимірювання;

30) температура самозаймання вибухонебезпечного газового середовища – найменша температура нагрітої поверхні, яка в заданих умовах запалює горючий газ в суміші з повітрям;

31) точка контролю якості природного газу – місце взяття проби природного газу з метою оцінки відповідності або контролю якості природного газу;

32) точка надходження природного газу – фізична точка в газотранспортній/газорозподільній системі, в якій природний газ фізично передається до газотранспортної/газорозподільної системи від виробників, суміжних газотранспортних систем сусідніх країн, газосховищ, установок LNG, і яка вважається місцем введення природного газу в обіг або надання на ринок України;

33) точка передачі природного газу – фізична точка, в якій природний газ фізично передається з/до газотранспортної/газорозподільної систем, газосховища або споживача, але в будь-якому разі таке місце передачі повинно бути останнім на межі балансової належності об'єкта передачі і яка вважається місцем введення в обіг або надання на ринок України природного газу;

34) температура точки роси за вологою – температура за заданого тиску, за якої водяна пара починає конденсуватися;

35) температура точки роси за вуглеводнями – температура за заданого тиску, за якої пари вуглеводнів починають конденсуватися;

36) фізико-хімічні показники – параметри природного газу, визначені у додатках 1 – 3 до цього Технічного регламенту, що включають в себе, зокрема, компонентний склад, вищу теплоту згоряння, густину газу, вміст сірководню та меркаптанової сірки, вміст механічних домішок, число Воббе, точки роси за водою та вуглеводнів;

37) число Воббе вище – вища об'ємна теплота згоряння за встановлених умов, поділена на корінь квадратний відносної густини за тих самих встановлених умов вимірювання об'єму;

38) якість газу – загальна характеристика природного газу, яка визначає його склад і фізичні властивості на основі фізико-хімічних параметрів природного газу.

Інші терміни вживаються у значеннях, наведених у Законах України «Про ринок природного газу», «Про технічні регламенти та оцінку відповідності», «Про загальну безпечність нехарчової продукції», «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності», «Про

стандартизацію», Кодексі газотранспортної системи, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 № 2493 та зареєстрованого у Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 за № 1378/27823 (далі – Кодекс ГТС), Кодексі газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 № 2494 та зареєстрованого у Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 за № 1379/27824 (далі – Кодекс ГРМ), Кодексі газосховищ, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 № 2495 та зареєстрованого у Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 за № 1380/27825 (далі – Кодекс газосховищ).

### **Вимоги до природного газу**

5. Природний газ відноситься до групи газів «Н» [ейч], крім випадків, якщо інше не встановлено законодавством України, який вводиться в обіг або надається на ринок України, фізично переміщується газотранспортною та газорозподільною системою, зберігається в газосховищах, зріджується та регазифікується установками LNG та надається на ринку, повинен відповідати вимогам, встановленим у додатках 1-3 до цього Технічного регламенту.

6. Якщо максимальне значення теплоти згорання природного газу (за стандартних умов та за нормальних умов), що вводиться в обіг, або надається на ринку, більше ніж визначено в додатку 1 до цього Технічного регламенту, то необхідно вважати, що до системи поданий природний газ з максимальним значенням теплоти згорання визначеним в додатку 1 до цього Технічного регламенту.

### **Окремі вимоги до природного газу**

7. Вимоги до фізико-хімічних показників природного газу в окремих населених пунктах України та точках надходження природного газу від/до газорозподільних систем визначені у додатку 1 до цього Технічного регламенту.

### **Вимоги до складання маршрутів переміщення природного газу газотранспортною/газорозподільною системою**

8. Маршрут переміщення природного газу складається Оператором ГТС та Оператором ГРМ, як схематичне зображення фізичного руху природного газу від точки його надходження (групи точок) до точки передачі (групи точок) місць передачі природного газу споживачам з газотранспортної та/або газорозподільної системи, на якому Оператором ГТС та Оператором ГРМ забезпечуються ідентичні фізико-хімічні показники природного газу.

9. Значення фізико-хімічних показників природного газу на маршруті переміщення природного газу вважаються ідентичними, якщо відхилення значення вищої теплоти згорання природного газу протягом року не перевищує 2 (два) відсотки від середнього значення.

10. За наявності в газотранспортній або газорозподільній системі двох і більше джерел надходження природного газу, розробляються окремі маршрути:

1) при наданні на ринку в точці розповсюдження та ГРС, що отримують незмішаний газ із будь-якого одного джерела;

2) при наданні на ринку в точці розповсюдження та ГРС, що отримують змішаний газ із двох і більше джерел.

У разі якщо до точки надходження/передачі до/з газотранспортної системи природний газ надходить одночасно з різних джерел, визначення фізико-хімічних показників природного газу проводиться після точки змішування.

11. Маршрут може бути розроблений як для однієї точки передачі природного газу (ГРС, виробник теплової енергії, промисловий споживач тощо), так і для групи точок передачі (групи ГРС та/або споживачів) з ідентичними фізико-хімічними показниками природного газу.

12. При введенні в обіг та/або наданні на ринку в процесі транспортування та/або розподілу природного газу до точки передачі різними маршрутами, складаються і затверджуються всі можливі маршрути.

13. Оператор ГТС/Оператор ГРС має забезпечити актуалізацію маршрутів переміщення природного газу газотранспортною/газорозподільною системами на постійній основі.

14. Значення фізико-хімічних показників природного газу, що були визначені в певній точці маршруту поширюються на всі ділянки маршруту.

15. Форма-зразок для складання маршруту переміщення природного газу наведена у додатку 6 до цього Технічного регламенту.

16. Маршрут Оператора ГРМ може бути продовженням маршруту газотранспортної системи про, що зазначається схематично.

### **Вимоги щодо введення в обіг та надання на ринку природного газу**

17. Природний газ може бути введений в обіг та наданий на ринку природного газу України за умови його відповідності вимогам цього Технічного регламенту.

18. Природний газ, що вводиться в обіг та/або надається на ринку повинен супроводжуватися декларацією про відповідність Технічному регламенту за формою, що наведена у додатку 5 до цього Технічного регламенту, для

виробника, уповноваженого представника, імпортера Оператора ГТС, Оператора ГРМ, Оператора ПСГ, Оператора установок LNG.

19. Природний газ, який введено в обіг та/або надано на ринку повинен супроводжуватися паспортом якості фізико-хімічних показників природного газу, вимоги до якого встановлені у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

### **Ведення в обіг природного газу виробником та уповноваженим представником**

20. Виробник природного газу під час введення в обіг природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача повинні забезпечити відповідність вимогам до природного газу, встановленим у додатках 1-3 до цього Технічного регламенту.

21. Якщо виробник вважає або має підстави вважати, що природний газ, який вводиться в обіг на ринок України у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача не відповідає вимогам до природного газу, встановленим у додатку 1 та/або 2 та/або 3 до цього Технічного регламенту він повинен вжити невідкладні запобіжні та/або коригувальні заходи з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

22. Якщо природний газ, який вводиться в обіг на ринок України виробником у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача не відповідає вимогам до природного газу встановленим у додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, виробник або уповноважений представник, припиняє введення в обіг такого природного газу у відповідній фізичній точці його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або газосховища.

23. Виробник зобов'язаний перед введення в обіг природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем, газосховища або споживача проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом застосування Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

24. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу виробником складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5 до цього Технічного регламенту, та Паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

25. Виробник зобов'язаний розміщувати на власному офіційному вебсайті скан-копії декларації про відповідність та паспорти фізико-хімічних показників, не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.



26. Виробник з моменту введення в обіг природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача зобов'язаний протягом 5 років зберігати паспорти фізико-хімічних показників та декларації про відповідність.

27. Виробник зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який вводився в обіг на ринок України у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача вимогам цього Технічного регламенту.

28. Виробник зобов'язаний на вимогу органу державного нагляду (контролю) співпрацювати з ним з метою вжиття всіх необхідних заходів, спрямованих на усунення існуючих та/або потенційних ризиків під час введення в обіг природного газу.

29. Виробник зобов'язаний на вмотивований запит Оператора ГТС та/або Оператора ГРМ допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що вводиться в обіг у фізичних точках надходження до газотранспортної, газорозподільної систем, газосховища у порядку, визначеному укладеною між сторонами технічною угодою.

30. Обов'язки виробника, визначені в пунктах 20-29 цього Технічного регламенту, від його імені та під його відповідальність можуть бути виконані його уповноваженим представником за умови визначення таких обов'язків у дорученні.

### **Ведення в обіг природного газу імпортером**

31. Природний газ, який вводиться в обіг на ринок України імпортером має відповідати вимогам цього Технічного регламенту.

32. На звернення Оператора ГТС та/або Оператора LNG установки до імпортера щодо невідповідності природного газу фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, який надходить на міждержавному з'єднанні до газотранспортної системи України у фізичних точках надходження, за замовленням імпортера, імпортер негайно зобов'язаний вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення такого природного газу у відповідність до вимог встановлених цим Технічним регламентом шляхом інформування імпортера –нерезидента України та/або постачальника – нерезидента України та/або суміжного Оператора ГТС – нерезидента України згідно зовнішньоекономічних контрактів для приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.

## **Надання на ринку природного газу постачальником**

33. Природний газ, який надається на ринок України постачальником має відповідати вимогам цього Технічного регламенту шляхом придбання природного газу у виробника та/або імпортера, який відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

34. У разі, якщо постачальник вважає або має підстави вважати, що природний газ у фізичних точках його передачі Оператором ГРМ власному споживачу не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, він зобов'язаний повідомити про це Оператора ГРМ та/або Оператора ГТС та/або орган державного нагляду (контролю) з метою вжиття ними запобіжних та/або коригувальних заходів, необхідних для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту.

35. Постачальник природного газу на звернення споживача щодо невідповідності фізико-хімічних показників природного газу вимогам цього Технічного регламенту зобов'язаний вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту шляхом інформування Оператора ГРМ або виробника щодо приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.

## **Обіг природного газу під час транспортування**

36. Оператор ГТС під час транспортування природного газу газотранспортною системою зобов'язаний забезпечити відповідність природного газу вимогам, встановленим цим Технічним регламентом з моменту введення природного газу в обіг виробником, або уповноваженим представником, або імпортером, або Оператором установок LNG у фізичних точках надходження до газотранспортної системи до моменту передачі у фізичних точках до газорозподільної системи, підземного сховища газу та прямого споживача.

37. Оператор ГТС зобов'язаний забезпечити такі умови транспортування природного газу, під час його перебування в газотранспортній системі, що не становлять під загрозу його відповідності вимогам встановленим цим Технічним регламентом.

38. З моменту надходження природного газу на міждержавному з'єднанні або від виробників у фізичних точках надходження до газотранспортної системи України відповідного маршруту, Оператор ГТС заявляє та гарантує, що фізико-хімічні показники природного газу, який фізично передається суміжними Операторами ГТС – не резидентами України, виробниками або імпортером відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

39. Оператор ГТС зобов'язаний забезпечити контроль фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках його надходження в газотранспортну систему України, у порядку, визначеному технічними угодами, укладеними між Оператором ГТС та виробником, Оператором ПСГ, Оператором установок LNG та Оператором ГТС – не резидентом України.

40. Якщо Оператор ГТС за результатами контролю фізико-хімічних показників природного газу вважає, що природний газ, який подається в газотранспортну систему України у фізичних точках надходження не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, Оператор ГТС має право не приймати такий газ та зобов'язаний повідомити імпортера та/або Оператора суміжної ГТС – не резидентами України та/або виробника та/або Оператора ПСГ та/або Оператора установок LNG про можливе припинення фізичної передачі такого газу та/або вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту шляхом інформування імпортера та/або Оператора суміжної ГТС – не резидентами України та/або виробника та/або Оператора ПСГ та/або Оператора установок LNG для приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.

41. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту імпортером та/або Оператором суміжної ГТС – не резидентом України та/або виробником, або уповноваженим представником та/або Оператором ПСГ та/або Оператором установок LNG, Оператор ГТС припиняє приймання такого природного газу.

42. Оператор ГТС зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до газорозподільної систем, підземного сховища газу або прямого споживача проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом використання процедур оцінки відповідності згідно Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

43. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу Оператором ГТС складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5 до цього Технічного регламенту, та Паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

44. Оператор ГТС зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії Декларацій про відповідність та паспортів фізико-хімічних показників природного газу не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.

45. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці

передачі до прямого споживача, підземного сховища газу або газорозподільної системи, Оператор ГТС має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбору проби природного газу.

46. Оператор ГТС зобов'язаний на вмотивований запит прямого споживача та/або Оператора ПСГ та/або Оператора ГРМ допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках до прямого споживача, підземного сховища газу або Оператора ГРМ, у порядку, визначеному договором та/або технічною угодою укладеним (укладеною) між сторонами.

47. Оператор ГТС зобов'язаний на вмотивований запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ПСГ, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, який транспортується газотранспортною системою, а також у триденний термін повідомляти зазначених суб'єктів про випадки невідповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

48. Оператор ГТС зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу копії декларацій про відповідність природного газу та паспорти фізико-хімічних показників природного газу та/або інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до газорозподільної системи, газосховища або споживача вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час розподілу**

49. Оператор ГРМ під час розподілу природного газу зобов'язаний забезпечити його відповідність вимогам встановленим цим Технічним регламентом з моменту введення природного газу в обіг виробником або уповноваженими представником та/або Оператором установки LNG, та/або Оператором ГТС у фізичних точках надходження до газорозподільної системи і до моменту його передачі у фізичних точках прямим споживачам.

50. Оператор ГРМ зобов'язаний забезпечити такі умови розподілу природного газу, під час його перебування в газорозподільній системі, що не ставлять під загрозу його відповідності вимогам встановленим цим Технічним регламентом.

51. З моменту надходження природного газу від виробника або уповноваженого представника та/або Оператора ГТС та/або Оператора установок LNG та/або Оператора ГТС у фізичних точках надходження до газорозподільної системи відповідного маршруту, Оператор ГРМ заявляє та гарантує, що фізико-хімічні показники природного газу, який передається до газорозподільної системи, відповідають вимогам цього Технічного регламенту.

52. Оператор ГРМ зобов'язаний забезпечити контроль фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках його надходження в газорозподільну систему, у порядку, визначеному технічними угодами, укладеними між Оператором ГРМ та виробником або уповноваженим представником, Оператором ГТС, Оператором ПСГ, Оператором установок LNG.

53. Якщо Оператор ГРМ за результатами контролю фізико-хімічних показників природного газу вважає, що природний газ, який подається в газорозподільну систему у фізичних точках надходження від виробника та/або Оператора ГТС не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, Оператор ГРМ має право не приймати такий газ та зобов'язаний повідомити виробника та/або Оператора ГТС про можливе припинення фізичної передачі такого газу та/або вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту шляхом інформування виробника та/або Оператора ГТС для приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.

54. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту Оператором ГТС та/або виробником, або уповноваженим представником та/або Оператором установок LNG, Оператор ГРМ припиняє приймання такого природного газу.

55. Оператор ГРМ зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до споживача проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом використання процедур оцінки відповідності згідно Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

56. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу Оператором ГРМ складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5, та Паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

57. Оператор ГРМ зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії Декларацій про відповідність та паспортів фізико-хімічних показників природного газу, не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.

58. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до споживача, Оператор ГРМ має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбору проби природного газу.

59. Оператор ГРМ зобов'язаний на вмотивований запит споживача та/або Оператора ГТС та/або виробника допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках до прямого споживача, у порядку, визначеному договором та/або технічною угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

60. Оператор ГРМ на запит споживача зобов'язаний надати вичерпну інформацію цьому споживачу щодо відповідності фізико-хімічних показників природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

61. Оператор ГРМ зобов'язаний на вмотивований запит виробника, імпортера, Оператора ГТС, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, який фізично переміщується газорозподільною системою, а також у триденний термін повідомляти зазначених суб'єктів про випадки невідповідності природного газу вимогам цьому Технічному регламенту.

62. Оператор ГРМ зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до або споживача вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час зберігання**

63. Оператор ПСГ зобов'язаний забезпечити відповідність природного газу вимогам встановленим цим Технічним регламентом під час передачі природного газу з підземного сховища у фізичних точках надходження до газотранспортної системи.

64. З моменту надходження природного газу від Оператора ГТС у фізичних точках надходження до підземного сховища газу відповідного маршруту, Оператор ПСГ заявляє та гарантує, що фізико-хімічні показники природного газу, який передається ним відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

65. Оператор ПСГ зобов'язаний забезпечити контроль фізико-хімічних показник природного газу, що передається у фізичних точках його надходження в газотранспортну систему, у порядку, визначеному технічною угодою, укладеною між Оператором ПСГ та Оператором ГТС.

66. Якщо Оператор ПСГ за результатами контролю фізико-хімічних показників природного газу вважає, що природний газ, який подається в підземне сховище газу у фізичних точках надходження від виробника та/або Оператора ГТС не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, Оператор ПСГ має право не приймати такий газ та зобов'язаний повідомити Оператора ГТС про можливе припинення фізичної передачі такого газу та/або вжити запобіжні та/або коригувальні заходи,

необхідні для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту шляхом інформування Оператора ГТС для приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.

67. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту Оператором ГТС, Оператор ПСГ припиняє приймання такого природного газу.

68. Оператор ПСГ зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної систем проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом використання процедур оцінки відповідності згідно Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

69. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу Оператором ПСГ складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5, та Паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

70. Оператор ПСГ зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії Декларацій про відповідність та паспортів фізико-хімічних показників природного газу, не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.

71. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до газотранспортної системи, Оператор ПСГ має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбору проби природного газу.

72. Оператор ПСГ зобов'язаний на вмотивований запит Оператора ГТС допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках до газотранспортної систем, у порядку, визначеному законодавством України, зокрема, договором та/або технічною угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

73. Оператор ПСГ зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до газотранспортної системи вимогам цього Технічного регламенту.

## **Обіг природного газу під час зрідження та регазифікації**

74. Оператор LNG зобов'язаний після регазифікації забезпечити відповідність природного газу вимогам встановленим цим Технічним регламентом під час передачі природного газу до газотранспортної або газорозподільної системи або підземне сховище газу.

75. Оператор LNG зобов'язаний забезпечити контроль фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках його надходження в газотранспортну або газорозподільну систему або підземне сховище системи, у порядку, визначеному технічними угодами, укладеними між сторонами.

76. Якщо Оператор LNG за результатами контролю фізико-хімічних показників природного газу вважає або має підстави вважати, що природний газ, який подається в газотранспортну систему або газорозподільну систему або підземне сховище газу у фізичних точках надходження не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, Оператор LNG зобов'язаний вжити коригувальні заходи та привести фізико-хімічні показники природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

77. Оператор LNG установки зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної та/або газорозподільної систем проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом використання процедур оцінки відповідності згідно Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

78. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу Оператором LNG складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5, та паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

79. Оператор LNG зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії Декларацій про відповідність та паспортів фізико-хімічних показників природного газу, не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.

80. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до газотранспортної системи, Оператор LNG має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбору проби природного газу.

81. Оператор LNG зобов'язаний на вмотивований запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ГТС, Оператора ПСГ, постачальника допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках до газорозподільної та/або газотранспортної систем та/або підземного сховища газу, у порядку,



визначеному договором та/або технічною угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

82. Оператор LNG зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до газотранспортної та/або газорозподільної систем та/або підземного сховища газу вимогам цього Технічного регламенту.

### **Відповідність природного газу**

83. Оцінка відповідності вимогам до природного газу, встановлених у додатках 1 та 2 або 3 до цього Технічного регламенту, повинна проводитись шляхом застосування одного з модулів оцінки відповідності, визначених в додатку 4 цього Технічного регламенту.

84. Проведення процедури оцінки відповідності природного газу відповідно до вимог встановлених цим Технічним регламентом:

- в точках надходження газу від виробника до ГТС/ГРМ/споживача покладається на виробника або уповноваженого представника;
- в точках надходження газу від ПСГ/LNG установки до ГТС покладається на Оператора ПСГ/Оператора установок LNG;
- в точках надходження газу в ГТС на міждержавних з'єднаннях покладається на Оператора ГТС;

## ВИМОГИ ДО ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ЯКИЙ ВВОДИТЬСЯ В ОБІГ ТА НАДАЄТЬСЯ НА РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ УКРАЇНИ

1. Вимоги до природного газу, який вводиться в обіг та надається на ринку природного газу України наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

### Вимоги до природного газу, який вводиться в обіг та надається на ринку природного газу України

Найменування показника	Позначення одиниці вимірювання	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
Число Воббе вище	кВт·год/м <sup>3</sup>	13,4	16,1
Теплота згоряння вища	кВт·год/м <sup>3</sup>	10,5	13,4
Відносна густина	1	0,555	0,700 (0,750) <sup>а</sup>
Молярна частка діоксиду вуглецю	%	не застосовується	2,5 або 6,0 <sup>б</sup>
Молярна частка водню	%	не застосовується	0,5 або 5,0 <sup>в</sup>
Масова концентрація сірководню	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	5 (30) <sup>г</sup>
Масова концентрація меркаптанової сірки	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	6 (36) <sup>г</sup>
Масова концентрація механічних домішок	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	1
Молярна частка кисню	%	не застосовується	0,02 або 1,0 <sup>д</sup>

а – до 01 січня 2025 року діє нормативне значення, наведене в дужках.

б – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по всім газопроводам, крім газопроводів Оператора ГТС та Оператора ПСГ.

За узгодженням в технічних угодах з оператором ГТС та Оператором ПСГ допускається використання даної норми для природного газу, який переміщується або транспортується по газопроводах Оператора ГТС та зберігається у підземних сховищах газу Оператора ПСГ. Оператор ГТС не має права обмежити використання даної норми у точках входу до ГТС у випадку, коли молярна частка діоксиду вуглецю у точках міждержавних з'єднань та у точках виходу до Оператора ПСГ не перевищує 2,5%, та/або Оператор ПСГ або Оператор суміжної ГТС не відмовив у прийнятті газу з більш високою молярною часткою діоксиду вуглецю.

в – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по газопроводах, які не чутливі до більш високої концентрації компоненту, за узгодженням в технічних угодах з оператором ГТС/ГРМ/ПСГ.

г – норма застосовується для неадорваного природного газу. До 01 січня 2025 року діє нормативне значення, наведене в дужках. Після 01 січня 2025 допускається більш високе значення масової концентрації сірководню та/або меркаптанової сірки за умови, якщо вміст загальної сірки не перевищує 20 мг/м<sup>3</sup> за стандартних умов 25°C/20°C або 21 мг/м<sup>3</sup> за стандартних умов 25°C/0°C. Окремими газопроводами прямим споживачам допускається подача природного газу з більш високим вмістом сірководню та/або меркаптанової сірки.

д – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по всіх газопроводах, крім газопроводів Оператора ГТС та Оператора ПСГ.

За узгодженням в технічних угодах з оператором ГТС та Оператором ПСГ допускається використання даної норми для природного газу, який переміщується або транспортується по газопроводах Оператора ГТС та зберігається у підземних сховищах газу Оператора ПСГ. Оператор ГТС не має права обмежити використання даної норми у точках входу до ГТС у випадку, коли Оператор ПСГ або Оператор суміжної ГТС або прямий споживач не відмовив у прийнятті газу з більш високою молярною часткою кисню.

#### Примітки:

1. Показники вказані за стандартних умов – температура згоряння/температура вимірювання: 25°C/0°C, тиск: 1,01325 бар.

2. При переведенні одиниць вимірювання приймають 1 кВт·год/м<sup>3</sup> рівною 3,6 МДж/м<sup>3</sup>.

3. Концентраційні межі займання природного газу в суміші з повітрям в об'ємних відсотках становлять: нижня - 4,4, верхня - 17,0.

4. Температура самозаймання природного газу – 537 °C.

5. Категорія вибухонебезпеки та група вибухонебезпечних сумішей для суміші природного газу з повітрям - ІА і ТІ.

## ВИМОГИ ДО ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ЯКИЙ ПЕРЕДАЄТЬСЯ ДО ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ ТА НЕЮ ТРАНСПОРТУЄТЬСЯ

1. Вимоги до природного газу, який передається до газотранспортної системи та нею переміщується, наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

Вимоги щодо фізико-хімічних показників природного газу в газотранспортній системі

Найменування показника	Позначення одиниці вимірювання	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
<b>Точка роси вологи</b> <sup>a</sup> за абсолютного тиску 39,2 бар або, якщо тиск газу в системі газопроводів менше, ніж 39,2 бар, за максимального допустимого тиску в системі газопроводів	°C	не застосовується	мінус 8
<b>Точка роси вуглеводнів</b> <sup>b</sup> за робочого тиску	°C	не застосовується	0
<p><sup>a</sup> – Значення максимального допустимого тиску в системі газопроводів допускається приймати номінальне значення допустимого тиску вказане в документації (паспорті) на газопровід.</p> <p><sup>b</sup> – Допускається не визначати значення температури точки роси за вуглеводнями, якщо вміст вуглеводнів C<sub>5+вищі</sub> не перевищує 1,0 г/м<sup>3</sup> або якщо молярна часта вуглеводнів C<sub>5+вищі</sub> не перевищує 0,03%.</p>			

## ВИМОГИ ДО ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ЯКИЙ ПЕРЕДАЄТЬСЯ ДО/З ГАЗОРОЗПОДІЛЬНОЇ СИСТЕМИ

1. Вимоги до природного газу, який передається до/з газорозподільної системи, наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

Вимоги до природного газу в газорозподільній системі

Найменування показника	Позначення одиниць вимірювань	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
<b>Температура точки роси за вологою <sup>a</sup> за максимального допустимого тиску в системі газопроводів:</b> - в період з 1 листопада по 30 квітня - в період з 1 травня по 31 жовтня	°C	не застосовується не застосовується	мінус 8 0
<b>Температура точки роси за вуглеводнями <sup>b</sup> за робочого тиску</b>	°C	не застосовується	0

*a – значення допустимого робочого тиску визначається за Таблицею 1 цього додатку відповідно до категорії газопроводів. Для природного газу, який подається через точки входу, що розміщені на об'єктах у внутрішніх приєднаних мережах газовидобувних підприємств(промислових газопроводах, АГРС, ВРГ, УКПГ тощо), та точки входу, через які газ подається безпосередньо з газових, газоконденсатних та нафтогазових родовищ по газорозподільчих мережах до споживачів населених пунктів та прямим споживачам по окремих газопроводах, значення температури точки роси вологи не повинно перевищувати значення температури газу.*

*б – допускається не визначати значення температури точки роси вуглеводнів, якщо вміст вуглеводнів C5+вищі не перевищує 1,0 г/м<sup>3</sup> або якщо молярна часта вуглеводнів C5+вищі не перевищує 0,03%. Для природного газу, який подається через точки входу, що розміщені на об'єктах у внутрішніх приєднаних мережах газовидобувних підприємств(промислових газопроводах, АГРС, ВРГ, УКПГ тощо), та точки входу, через які газ подається безпосередньо з газових, газоконденсатних та нафтогазових родовищ по газорозподільчих мережах до споживачів населених пунктів та прямим споживачам по окремих газопроводах, значення температури точки роси вуглеводнів не повинно перевищувати значення температури газу.*

2. Природний газ, який подають споживачам, повинен бути одорованим відповідно до вимог цього Технічного регламенту. В окремих випадках, визначеними угодами виробників, імпортерів чи постачальників із споживачами, допускається/дозволяється подача неодорованого природного газу.

Мінімальна інтенсивність запаху одорованого природного газу для споживачів повинна бути не меншою за 3 бали за п'ятибальною шкалою:

0 - запах відсутній; 1 - запах дуже слабкий, невизначений; 2 - запах слабкий, але певний; 3 - запах помірний; 4 - запах сильний; 5 - запах дуже сильний.

Для природного газу промислового призначення інтенсивність запаху встановлюється за погодженням із споживачем.

## МОДУЛІ ОЦІНКИ ВІДПОВІДНОСТІ

### МОДУЛЬ 1

1. Модуль 1 є процедурою оцінки відповідності, за допомогою якого виробник або уповноважений представник виконує обов'язки, встановлені в пунктах 3-13 цього Модуля, та гарантує і заявляє під свою виключну відповідальність, що природний газ відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

2. Модуль 1 передбачає залучення призначеного органу з оцінки відповідності для виконання ним як третьою стороною завдань з оцінки відповідності згідно з цим Технічним регламентом (далі – Призначений орган) або акредитованого внутрішнього органу з оцінки відповідності виробника відповідно до Закону України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» (далі - Закон).

3. Для проведення оцінки відповідності виробник або уповноважений представник подає заяву до обраного ним призначеного органу. За вибором виробника його акредитований внутрішній орган з оцінки відповідності або обраний ним призначений орган проводить чи доручає проведення перевірок продукції через інтервали часу визначені в пункті 13 цього Модуля.

4. У разі залучення призначеного органу, виробник або уповноважений представник до заяви додає технічну документацію, яка містить інформацію про виробництво природного газу, перелік застосованих повністю чи частково національних стандартів та/або інших відповідних технічних специфікацій, на підставі яких оцінювалась відповідність природного газу вимогам цього Технічного регламенту, та визначені згідно цих нормативних документів фізико-хімічні показники природного газу. Уповноважений представник до заяви додає документ про уповноваження його на проведення робіт з оцінки відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

5. Відбір зразків (проб) природного газу для проведення оцінки відповідності проводиться відповідно до вимог національних стандартів на методи відбирання зразків (проб) природного газу та здійснюється за участю представника призначеного органу або визначеною призначеним органом під його відповідальність акредитованою випробувальною лабораторією та представника замовника процедури оцінки відповідності.

6. Місце та терміни відбору зразків (проб) природного газу в кількості, необхідній для проведення випробувань, визначає виробник або уповноважений представник за погодженням з призначеним органом в кожному конкретному випадку окремо.

7. Призначений орган або акредитований внутрішній орган з оцінки відповідності виробника проводить належні дослідження і випробування зразків (проб) природного газу на відповідність в обсязі вимог, що наведені в додатках 1 - 3 цього Технічного регламенту.

8. У разі відсутності національного стандарту для проведення випробувань, призначений орган або акредитований внутрішній орган з оцінки відповідності виробника приймає рішення про те, за якими методами випробувань, у тому числі відбирання зразків (проб), необхідно провести необхідні дослідження та випробування природного газу.

9. За результатами оцінки відповідності призначений орган надає виробнику або уповноважений представнику сертифікат відповідності вимогам цього Технічного регламенту, акредитований внутрішній орган з оцінки відповідності виробника – рішення про відповідність природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

10. Виробник або уповноважений представник складає декларацію про відповідність цьому Технічному регламенту за формою, що наведена у додатку 5 цього Технічного регламенту.

11. Виробник або уповноважений представник зобов'язаний зберігати декларацію про відповідність, сертифікат відповідності, виданий призначеним органом та документ про якість (паспорт якості фізико-хімічних показників природного газу) протягом 5 (п'ять) років після введення в обіг або надання на ринку природного газу для подання на запити органів державного нагляду (контролю) в установлених законодавством випадках.

12. Методи випробування природного газу, у тому числі відбирання зразків (проб) встановлюються національними стандартами для цілей застосування цього Технічного регламенту, перелік яких затверджується відповідно до Закону.

13. Періодичність проведення процедури оцінки відповідності природного газу відповідно до вимог встановлених цим Технічним регламентом в залежності від потужності точки надходження та/або точка передачі природного газу за Модулем 1 складає:

- понад 720 тис.м<sup>3</sup>/добу – не рідше ніж 1 (один) раз на рік;
- від 240 до 720 тис.м<sup>3</sup>/добу - не рідше ніж 1 (один) раз на 2 (два) роки;
- до 240 тис.м<sup>3</sup>/добу - не рідше ніж 1 (один) раз на 3 (три) роки.

## МОДУЛЬ 2

1. Оцінка відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту за Модулем 2 здійснюється виробником або його уповноваженим представником із залученням органу з оцінки відповідності, призначеного для виконання ним як

третьою стороною завдань з оцінки відповідності згідно з цим Технічним регламентом відповідно до Закону (далі – призначений орган).

2. Для проведення оцінки відповідності виробник або уповноважений представник подає обраному ним призначеному органу заявку на оцінку системи управління якістю, що стосується природного газу, яка повинна включати:

- найменування та адресу замовник процедури оцінки відповідності та/або виробника, а в разі подання заявки уповноваженим представником - також його найменування та адресу;
- письмову заяву про те, що така сама заявка не була подана жодному іншому призначеному органу;
- усю відповідну інформацію щодо передбаченої групи природного газу;
- документацію стосовно системи управління якістю;
- технічну документацію щодо виробництва природного газу.

3. Система управління якістю повинна забезпечувати відповідність природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

Усі прийняті виробником або уповноваженим представником елементи, вимоги та положення системи управління якістю повинні бути систематично і упорядковано задокументовані у вигляді політик, процедур та інструкцій, викладених у письмовій формі.

Документація стосовно системи управління якістю повинна давати можливість однозначно тлумачити програми, плани, настанови і протоколи (записи) щодо якості.

Зазначена документація повинна, зокрема, містити належний опис:

- цілей у сфері якості та організаційної структури, обов'язків і повноважень керівництва стосовно якості природного газу;
- відповідних способів виробництва, контролю якості та забезпечення якості, процесів і системних заходів, які будуть застосовуватися;
- досліджень і випробувань, які будуть проводитися до, під час та після виробництва природного газу, а також періодичності їх проведення;
- протоколів (записів) щодо якості (звітів про інспектування, даних випробувань і калібрувань, звітів про кваліфікацію відповідного персоналу тощо);
- засобів моніторингу, які дають змогу контролювати досягнення необхідної якості природного газу та ефективного функціонування системи управління якістю.

4. Призначений орган оцінює систему управління якістю з метою визначення її відповідності вимогам пункту 3 цього Модуля.

Призначений орган робить припущення, яке визнається достовірним, поки не буде доведено інше, про відповідність вимогам, зазначеним у пункті пункту 2 цього Модуля, тих елементів системи управління якістю, що відповідають відповідним вимогам національного стандарту, який є ідентичним відповідному гармонізованому європейському стандарту та/або технічним специфікаціям.

5. Група аудиту повинна володіти досвідом роботи у сфері систем управління якістю. Проведення аудиту включає відвідування підприємства виробника або

уповноваженого представника для здійснення оцінки. Група аудиту вивчає технічну документацію, з метою перевірки здатності замовника процедури оцінки відповідності ідентифікувати відповідні вимоги цього Технічного регламенту та проводити необхідні дослідження для забезпечення відповідності природного газу таким вимогам.

Призначений орган повідомляє виробника або уповноваженого представника про прийняте рішення. Зазначене повідомлення повинне містити висновки аудиту та обґрунтоване рішення щодо оцінки.

6. Виробник або уповноважений представник повинен виконувати обов'язки, пов'язані із забезпеченням функціонування схваленої системи управління якістю, та підтримувати її в адекватному та ефективному стані.

7. Виробник або уповноважений представник зобов'язаний інформувати призначений орган, який схвалив систему управління якістю, про будь-які заплановані зміни в такій системі.

Призначений орган оцінює будь-які запропоновані зміни та приймає рішення щодо здатності зміненої системи управління якістю надалі відповідати вимогам, зазначеним в пункті 3 цього Модуля, чи необхідності проведення повторної оцінки.

Призначений орган повідомляє виробника або уповноваженого представника про прийняте рішення. Зазначене повідомлення повинне містити висновки дослідження та обґрунтоване рішення щодо оцінки.

Призначеним органом проводиться нагляд, щоб пересвідчитися в належному виконанні виробником або уповноваженим представником обов'язків, пов'язаних із забезпеченням функціонування схваленої системи управління якістю.

Для цілей нагляду виробник або уповноважений представник зобов'язаний надавати призначеному органу доступ до місць виробництва, контролю, проведення випробувань і зберігання природного газу, а також усю необхідну інформацію, зокрема:

- документацію стосовно системи управління якістю;
- протоколи (записи) щодо якості (звіти про інспектування, дані випробувань, звіти про кваліфікацію відповідного персоналу тощо).

8. Призначений орган повинен проводити періодичні аудити, щоб пересвідчитися в тому, що виробник або уповноважений представник підтримує в належному стані і застосовує систему управління якістю, а також подавати замовник процедури оцінки відповідності звіт про аудит.

9. За результатами оцінки відповідності призначений орган надає виробник або уповноважений представник сертифікат відповідності вимогам цього Технічного регламенту.

10. Виробник або уповноважений представник складає декларацію про відповідність цьому Технічному регламенту за формою, що наведена в додатку 4 цього Технічного регламенту.



11. Виробник або уповноважений представник зобов'язаний зберігати декларацію про відповідність, сертифікат відповідності, виданий призначеним органом та документ про якість (паспорт якості фізико-хімічних показників природного газу) протягом 5 (п'ять) років після введення в обіг або надання на ринку природного газу для подання на запити органів державного нагляду (контролю) в установлених законодавством випадках.

12. Періодичність проведення процедури оцінки відповідності природного газу відповідно до вимог встановлених цим Технічним регламентом за Модулем 2 - не рідше ніж 1 (один) раз на 3 (три) роки.

13. Органи з оцінки відповідності, призначені згідно з Законом, проводять оцінку відповідності.

14. Призначені органи з оцінки відповідності надають в електронній та паперовій формі центральному органу виконавчої влади, який забезпечує формування та реалізацію державної політики у сфері паливно-енергетичного комплексу звіти про діяльність з оцінки відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту за періоди з 01 листопада по 30 квітня та з 01 травня по 31 жовтня за формою згідно з додатком 9 цього Технічного регламенту.

---

**ДЕКЛАРАЦІЯ**  
**про відповідність Технічному регламенту природного газу**

1. \_\_\_\_\_

(повне найменування суб'єкта господарювання (виробника або уповноваженого представника або імпортера)

\_\_\_\_\_ або розповсюджувача або Оператора ГТС або Оператора ГРМ або Оператора ПСГ або Оператора установок LNG, який декларує відповідність природного газу) та його місцезнаходження)

підтверджує, що природний

газ \_\_\_\_\_,  
(повне найменування точки приєднання)

ЕІС-код точки входу виходу до/з

ГТС/ГРМ: \_\_\_\_\_,

Маршрут переміщення природного газу

№: \_\_\_\_\_,

відповідає вимогам Технічного регламенту природного газу.

2. Ця декларація видана під виключну відповідальність

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

3. Орган \_\_\_\_\_ з оцінки відповідності \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (повне найменування, ідентифікаційний номер (за наявності))

провів

\_\_\_\_\_

(опис завдань)

Сертифікат  
відповідності\* \_\_\_\_\_

(номер сертифіката відповідності, дата його реєстрації, строк дії)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (повне найменування та місцезнаходження призначеного органу з оцінки відповідності)

4. Додаткова інформація

\_\_\_\_\_

Підписано від імені та/або за дорученням

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(місце та дата видання)

\_\_\_\_\_

(посада)

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))

М.П. (за наявності)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\*Застосовується за умови використання модуля, в якій оцінка відповідності проводиться призначеним органом з оцінки відповідності.

\_\_\_\_\_

**ФОРМА-ЗРАЗОК**  
**для складання маршрутів переміщення природного газу**

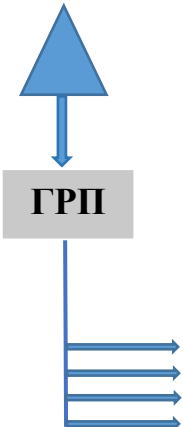
**Зразок:** **Маршруту переміщення природного газу для одного джерела даних ФХП:**

Затверджено

\_\_\_\_\_  
(посада, прізвище, ім'я та по  
батькові (за наявності))

" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**Маршрут переміщення природного газу № \_\_\_\_\_**

Схематичне зображення маршруту переміщення природного газу	Опис маршруту переміщення природного газу
	Джерело даних ФХП (ГТС/ГРМ): _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	ГРП: _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	Об'єкт споживача (групи об'єктів споживачів): _____ <i>(місцезнаходження об'єкта споживача (групи об'єктів споживачів))</i>

Маршрут складено:

\_\_\_\_\_  
(посада)

\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по  
батькові (за наявності))

\_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_  
(посада)

\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по  
батькові (за наявності))

\_\_\_\_\_  
(підпис)

## Продовження додатка 6

<u>Зразок:</u>	<b>Маршруту переміщення природного газу для двох і більше джерел даних ФХП:</b>
----------------	---

Затверджено

\_\_\_\_\_

(посада, прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))

" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

## Маршрут переміщення природного газу № \_\_\_\_\_

Схематичне зображення маршруту переміщення природного газу	Опис маршруту переміщення природного газу
	Джерело даних ФХП (ГТС/ГРМ): _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	ГРП: _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	Об'єкт споживача (групи об'єктів споживачів): _____ <i>(місцезнаходження об'єкта споживача (групи об'єктів споживачів))</i>

Маршрут складено:

\_\_\_\_\_

*(посада)*

\_\_\_\_\_

*(прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))*

\_\_\_\_\_

*(підпис)*

\_\_\_\_\_

*(посада)*

\_\_\_\_\_

*(прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))*

\_\_\_\_\_

*(підпис)*

\_\_\_\_\_

## **ВИМОГИ СКЛАДАННЯ паспорту якості фізико-хімічних показників природного газу**

Паспорт якості фізико-хімічних показників природного газу на природний газ, який вводиться в обіг або надається на ринку повинен містити:

1. Повне найменування акредитованого внутрішнього органу з оцінки відповідності/призначеного органу з оцінки відповідності.
  2. Інформація щодо акредитації внутрішнього органу з оцінки відповідності/призначеного органу з оцінки відповідності.
  3. Назва суб'єкта господарювання, який передає природний газ.
  4. Назва суб'єкта господарювання, який приймає природний газ.
  5. Ідентифікація точки фізичної точки надходження природного газу та/або маршруту переміщення.
  6. Період часу, на який поширюються результати вимірювань.
  7. Значення компонентного складу природного газу (молярна частка вуглеводнів від  $C_1$  до  $C_{6+}$ вищі, вуглекислого газу, кисню, азоту та інших компонентів).
  8. Значення фізичних показників природного газу (відносна густина, теплота згорання нижча, теплота згорання вища, число Воббе вище) з зазначенням умов визначення.
  9. Значення температур точок роси (температура точки роси за вологою за робочого тиску, температура точки роси за вологою за тиску порівняння з вказанням значення тиску порівняння, температура точки роси за вуглеводнями за робочого тиску).
  9. Значення масової концентрації механічних домішок.
  10. Наявність одоранту та інтенсивність запаху (для газорозподільних мереж).
  11. Інформація щодо процесу виробництва та підготовки природного газу для введення його в обіг на ринок природного газу України в фізичних точках його надходження від виробника до газотранспортної/ газорозподільної системи.
  12. Інформація щодо відповідності або невідповідності вимогам Технічного регламенту природного газу.
  13. Підпис керівника внутрішнього органу з оцінки відповідності/призначеного органу з оцінки відповідності.
-

**НАСЕЛЕНІ ПУНКТИ (Адміністративно-територіальні одиниці) УКРАЇНИ  
щодо яких встановлені окремі вимоги до фізико-хімічних показників  
природного газу**

Таблиця 1

Населені пункти України та точки надходження природного газу на які не поширюються вимоги даного Технічного регламенту

№ п.п	Найменування населеного пункту	Точка надходження газу	Примітка
1	смт Солотвине, Тячівського району, Закарпатської області	Солотвинське родовище УПГ (ГРС) – Солотвино ЕІС-код точки входу: 56ZE13V01ZKG063S	газ нафтовий

Таблиця 2

Перелік населених пунктів України та точок надходження природного газу до газорозподільних систем щодо яких допускається максимальне значення відносної густини природного газу, визначене в додатку 1 до Технічного регламенту, не вище значень, наведених в цій таблиці

№ п.п.	Найменування оператора ГРМ/ газорозподільної станції	ЕІС код точки надходження газу	Максимальне значення відносної густини (%)	Перелік населених пунктів щодо яких діє Таблиця 3	Всього насел. пунктів
<b>Полтавська область (АТ "Полтавагаз"):</b>					
1	ГРП Михайлівце	56ZE26V02000018I	0,77	с. Михайлівце Котелевського р-ну	1
<b>Сумська область (АТ "СумиГаз"):</b>					
2	ГРС Південна Панасівка	56ZE30V02SMG009Z	0,76	с. Столярівце Липоводолинський район; с. Яловий Окіп Липоводолинський район; с. Заруддя Роменський район; с. Погожа Криниця Роменський район;	4
3	ГРС Артюхівка	56ZE30V02SMG018Y	0,78	с. Бацмани Роменський район; с. Гаврилівка Роменський район; с. М.Бубни Роменський район; с. Локня Роменський район;	4
4	ГРС Великі Бубни	56ZE30V02SMG007Z	0,78	с. В.Бубни Роменський район; с. Мокіївка Роменський район; с. Ріпки Роменський район; с. Посад Роменський район; с. В'юнне Роменський район; с. Матлахове Роменський район; с. Заїзд Роменський район;	7
5	ГРС Рогінці	56ZE30V02SMG0064	0,78	с. Рогінці Роменський район; с. Галка Роменський район; с. Ведмеже Роменський район; с. Сміле; с-ще Діброва Роменський район; с. Володимирівка Роменський район; с. Сулими Роменський район; с. Дзеркалька Роменський район; с. Червоне Роменський район; с. Авраменкове Роменський район; с. В.Будки Роменський район; с. Коновали Роменський район; с. Хрещатик Роменський район;	13
6	ГРС Ромни2	56ZE30V02SMG002C	0,78	с. Калинівка Роменський район; с. Миколаївка Роменський район; с. Погреби Роменський район; с. Житне Роменський район; с. Борозенка Роменський район; с. Гаї Роменський район; с. Хмелів Роменський район; с. Заклимок Роменський район; с. В.Бутівка Роменський район; с. Басівка Роменський район; с. Бессарабка Роменський район;	11
7	ГРС Підлозівка	56ZE30V02SMG050I	0,76	м. Охтирка Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай-Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозівка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район;	8

Всього населених пунктів: 48

**ФОРМА**

**звітів призначених органів з оцінки відповідності про діяльність з оцінки відповідності природного газу Технічного регламенту щодо вимог до природного газу за періоди з 01 листопада по 30 квітня та з 01 травня по 31 жовтня**

	<p>ЗАТВЕРДЖУЮ</p> <p>керівник органу оцінки відповідності</p> <hr/> <p>(посада)</p> <hr/> <p>(власне ім'я та прізвище)</p> <p>« ____ » _____ 20__ р.</p>
--	--

**ЗВІТ**

\_\_\_\_\_

(найменування органу з оцінки відповідності)

**про діяльність з оцінки відповідності палив вимогам Технічного регламенту щодо вимог до природного газу**

**за період з \_\_\_\_\_ по \_\_\_\_\_**

1. Керівник органу з оцінки відповідності (ім'я та прізвище, номер контактного телефону, адреса електронної пошти, офіційний вебсайт органу з оцінки відповідності).
2. Копія атестата про акредитацію разом з додатком (станом на 15 травня або 15 грудня).
3. Інформація про акредитовані випробувальні лабораторії, з якими орган з оцінки відповідності співпрацює під час проведення робіт з оцінки відповідності палив вимогам Технічного регламенту. Надати посилання на офіційний веб-сайт Національного агентства з акредитації або на вебсайт акредитованих випробувальних лабораторій, де розміщено копії атестатів про акредитацію зазначених випробувальних лабораторій та додатків до них (станом на 15 травня або 15 грудня), або надати в електронній формі копії атестатів про акредитацію зазначених випробувальних лабораторій та додатків до них.
4. Перелік нормативно-правових актів, які застосовуються під час проведення оцінки відповідності палив вимогам Технічного регламенту.



5. Інформація про:

підготовку (перепідготовку) персоналу, який проводить відбір проб;  
копії укладених договорів щодо забезпечення відбору проб на місцях;  
копії протоколів відбору проб природного газу.

6. Назва розділу на офіційному вебсайті органу з оцінки відповідності, в якому міститься поточна інформація про видані сертифікати відповідності про відповідність палив вимогам цього Технічного регламенту.

7. Узагальнена інформація про кількість виданих сертифікатів відповідності щокварталу за відповідний період (станом на 15 травня або 15 грудня) за такою формою:

_____ квартал 20__ р.	Загальна кількість виданих сертифікатів відповідності за квартал	
	мінімальна кількість виданих сертифікатів відповідності за один день	максимальна кількість виданих сертифікатів відповідності за один день

8. Зразки сертифікатів відповідності палив вимогам Технічного регламенту, які були видані за звітний період (копії), за згодою заявників згідно з вимогами статті 42<sup>1</sup> Закону України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» для природного газу.

9. Інформація про зауваження та пропозиції замовників оцінки відповідності природного газу, органів виконавчої влади та інших споживачів. Окремо за кожним споживачем. Заходи органу з оцінки відповідності щодо усунення порушень.

10. Пропозиції органу з оцінки відповідності щодо поліпшення застосування цього Технічного регламенту.



**МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ  
(Міненерго)**

вул. Хрещатик, 30, м. Київ, 01601, тел.: (044) 531-36-93; 206-38-45  
E-mail: [kanc@mev.gov.ua](mailto:kanc@mev.gov.ua), сайт: <https://www.mev.gov.ua>, ідентифікаційний код 37552996

На № \_\_\_\_\_

**Державна регуляторна служба України**

Про погодження проєкту постанови  
Кабінету Міністрів України

Міністерство енергетики України, надсилає на розгляд проєкт постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу» (далі – проєкт постанови), розроблений на виконання статей 12 і 18 Закону України «Про ринок природного газу», та просить погодити його в найкоротший термін.

- Додатки: 1. Проєкт постанови на 33 арк. в 1 прим.  
2. Аналіз регуляторного впливу на 9 арк. в 1 прим.  
3. Повідомлення про оприлюднення на 2 арк. в 1 прим.  
4. Копія наказу Міненерго від 01.03.2023 № 73 на 2 арк. в 1 прим.

**Міністр**

**Герман ГАЛУЩЕНКО**

Євген Барсук 206-36-79



UB  
Міністерство енергетики України  
№26/І.І-7.3-10485 від 24.05.2023  
КЕП: Галущенко Г. В. 24.05.2023 18:43  
3ED5083160DVC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01



**КАБІНЕТ МІНІСТРІВ УКРАЇНИ**

**ПОСТАНОВА**

від \_\_\_\_\_ 2023 р. № \_\_\_\_\_

Київ

**Про затвердження Технічного регламенту  
природного газу**

Відповідно до статті 5 Закону України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» Кабінет Міністрів України постановляє:

1. Затвердити Технічний регламент природного газу, що додається.
2. Міністерству енергетики забезпечити впровадження Технічного регламенту, затвердженого цією постановою.
3. Рекомендувати Національній комісії, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики та комунальних послуг привести власні акти у відповідність до Технічного регламенту, затвердженого цією постановою.
4. Ця Постанова набирає чинності через 18 місяців з дня її опублікування, крім додатків 2 та 3 Технічного регламенту, затвердженого цією постановою, які набирають чинності з 01 січня 2025 року.

**Прем'єр-міністр України**

**Д. ШМИГАЛЬ**



УВ  
Міністерство енергетики України  
№26/І.І-7.3-10485 від 24.05.2023  
КЕП: Галушенко Г. В. 24.05.2023 18:43  
3ED5083160DVC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01

ЗАТВЕРДЖЕНО

постановою Кабінету Міністрів  
України

від \_\_\_\_\_ 2023 р. № \_\_\_\_\_

## ТЕХНІЧНИЙ РЕГЛАМЕНТ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

### Загальна частина

1. Цей Технічний регламент встановлює вимоги до природного газу, зокрема, біометану (далі – природний газ), які вводяться в обіг виробниками, імпортерами, уповноваженими представниками виробників, які надаються на ринку України постачальниками та які транспортуються газотранспортною системою України, розподіляються системами Оператора газорозподільних систем (далі – Оператор ГРМ), зберігаються у підземних сховищах газу Оператора підземних сховищах газу (далі – Оператор ПСГ), зріджуються та регазифікуються установками LNG (далі – Оператор установок LNG).

2. Цей Технічний регламент встановлює вимоги до природного газу з метою захисту життя та здоров'я людей, тварин, рослин, охорони довкілля та природних ресурсів, захисту майна, забезпечення енергоефективності, національної безпеки та запобігання підприємницькій практиці, що вводить споживача в оману.

3. Дія цього Технічного регламенту не поширюється на стиснений природний газ та синтетичні гази.

4. У цьому Технічному регламенті терміни вживаються у таких значеннях:

1) біометан – біогаз, що за своїми фізико-хімічними характеристиками відповідає вимогам нормативно-правових актів до природного газу для подачі до газотранспортної або газорозподільної системи чи для використання як моторного палива;

2) введення в обіг природного газу – надання природного газу на ринку України в перший раз виробниками, імпортерами та уповноваженими представниками;

3) верхня концентраційна межа діапазону займання – концентрація горючого газу або пари в повітрі, вище якої середовище не є вибухонебезпечним;

4) виробник природного газу – будь-яка фізична особа підприємець чи юридична особа (резидент чи нерезидент України), яка видобуває або виробляє природний газ або змінює його фізико-хімічні показники в процесі обігу природного газу на ринку;

5) вища теплота згоряння – кількість теплоти, що вивільняється під час повного згоряння в повітрі заданої кількості газу, за виконання таких умов: реакція триває за сталого тиску, а всі продукти згоряння повертаються до тієї самої встановленої температури, за якої реагенти перебували спочатку, залишаючись при цьому в газовому стані, за винятком води, утвореної під час згоряння, яка конденсується у рідинний стан за тієї самої встановленої температури;

6) відносна густина – відношення маси газу, що міститься в будь-якому об'ємі, до маси сухого повітря стандартного складу, який займав би такий самий об'єм, визначений за однакових умов;

7) група газів – зазначений діапазон чисел Воббе, в рамках якого перебувають визначені типи газів;

8) густина – маса одиниці об'єму газу, визначеного за заданих умов тиску і температури;

9) запобіжні заходи – дії, що вчиняються задля усунення причин потенційної невідповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту;

10) зріджений природний газ (ЗПГ, LNG) – природний газ, зріджений після очищення для зберігання чи транспортування;

11) імпортер природного газу – будь-яка фізична чи юридична особа - резидент України, яка вводить в обіг на ринку України природний газ походженням з іншої країни;

12) інтенсивність запаху – сила сприймання запаху;

13) коригувальні заходи – дії, які виконують, щоб усунути причину невідповідності вимог цього Технічного регламенту та запобігти її повторному виникненню;

14) ланцюг переміщення природного газу – послідовність суб'єктів господарювання, які забезпечують фізичну передачу природного газу від виробника до споживача;

15) масова концентрація – відношення маси кожного компонента до об'єму газової суміші за встановлених умов тиску й температури;

16) меркаптанова (тіолова) сірка – кількість сірки зв'язаної у формі тіолу (меркаптану) у природному газі;

17) молярна частка – відношення кількості речовини кожного компонента до об'єму газової суміші за встановлених умов тиску й температури;

18) надання природного газу на ринку – будь-яке платне або безоплатне постачання продукції для розповсюдження, споживання чи використання на ринку України в процесі здійснення господарської діяльності;

19) обіг природного газу на ринку – переміщення природного газу від виробника, імпортера, розповсюджувача (або постачальника) до прямого споживача, а саме: транспортування, зрідження, регазифікація, зберігання, розподіл, або будь-які інші дії пов'язані з даним процесом. Під час обігу, фізико-хімічні показники природного газу можуть змінюватися;

20) одорювання – процес додавання одоранту до природного газу з метою виявлення витікання газу в дуже низьких концентраціях за запахом (до того, як він утворить небезпечну концентрацію у повітрі);

21) паспорт якості фізико-хімічних показників природного газу – документ про якість природного газу, що складається органами з оцінки відповідності за результатами проведення оцінки відповідності фізико-хімічних показників природного газу;

22) переміщення природного газу – процес зміни фізичного місця знаходження природного газу від точки надходження природного газу до точки передачі природного газу, під час якого можуть змінюватися його фізико-хімічні показники, зокрема, у загальному потоці методом змішування або заміщення;

23) прямий споживач природного газу – споживач природного газу, об'єкти якого безпосередньо підключені до газотранспортної або газорозподільної системи, або газовидобувного підприємства;

24) розповсюдження природного газу – надання природного газу на ринку природного газу України після введення його в обіг;

25) синтетичний газ – очищений газ, який містить компоненти, нетипові для природного газу;

26) споживач – фізична особа, фізична особа - підприємець або юридична особа, яка отримує природний газ на підставі договору постачання природного газу з метою використання для власних потреб, а не для перепродажу, або використання в якості сировини;

27) стиснений природний газ (СПГ, CNG) – природний газ, який для зберігання та перевезення стискають до тиску більше ніж 100 бар та використовується як паливо в двигунах внутрішнього згорання;

28) стандартні умови – стандартні умови температури, тиску та вологості (стан насичення), що використовують для вимірювань та обчислень властивостей природного газу, визначені відповідно до законодавства;

29) тиск порівняння – це значення абсолютного тиску природного газу, до якого приводять значення температури точки роси вологи для певних умов вимірювання;

30) температура самозаймання вибухонебезпечного газового середовища – найменша температура нагрітої поверхні, яка в заданих умовах запалює горючий газ в суміші з повітрям;

31) точка контролю якості природного газу – місце взяття проби природного газу з метою оцінки відповідності або контролю якості природного газу;

32) точка надходження природного газу – фізична точка в газотранспортній/газорозподільній системі, в якій природний газ фізично передається до газотранспортної/газорозподільної системи від виробників, суміжних газотранспортних систем сусідніх країн, газосховищ, установок LNG, і яка вважається місцем введення природного газу в обіг або надання на ринок України;

33) точка передачі природного газу – фізична точка, в якій природний газ фізично передається з/до газотранспортної/газорозподільної систем, газосховища або споживача, але в будь-якому разі таке місце передачі повинно бути останнім на межі балансової належності об'єкта передачі і яка вважається місцем введення в обіг або надання на ринок України природного газу;

34) температура точки роси за вологою – температура за заданого тиску, за якої водяна пара починає конденсуватися;

35) температура точки роси за вуглеводнями – температура за заданого тиску, за якої пари вуглеводнів починають конденсуватися;

36) фізико-хімічні показники – параметри природного газу, визначені у додатках 1 – 3 до цього Технічного регламенту, що включають в себе, зокрема, компонентний склад, вищу теплоту згоряння, густину газу, вміст сірководню та меркаптанової сірки, вміст механічних домішок, число Воббе, точки роси за водою та вуглеводнів;

37) число Воббе вище – вища об'ємна теплота згоряння за встановлених умов, поділена на корінь квадратний відносної густини за тих самих встановлених умов вимірювання об'єму;

38) якість газу – загальна характеристика природного газу, яка визначає його склад і фізичні властивості на основі фізико-хімічних параметрів природного газу.

Інші терміни вживаються у значеннях, наведених у Законах України «Про ринок природного газу», «Про технічні регламенти та оцінку відповідності», «Про загальну безпечність нехарчової продукції», «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності», «Про

стандартизацію», Кодексі газотранспортної системи, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 № 2493 та зареєстрованого у Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 за № 1378/27823 (далі – Кодекс ГТС), Кодексі газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 № 2494 та зареєстрованого у Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 за № 1379/27824 (далі – Кодекс ГРМ), Кодексі газосховищ, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 № 2495 та зареєстрованого у Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 за № 1380/27825 (далі – Кодекс газосховищ).

### **Вимоги до природного газу**

5. Природний газ відноситься до групи газів «Н» [ейч], крім випадків, якщо інше не встановлено законодавством України, який вводиться в обіг або надається на ринок України, фізично переміщується газотранспортною та газорозподільною системою, зберігається в газосховищах, зріджується та регазифікується установками LNG та надається на ринку, повинен відповідати вимогам, встановленим у додатках 1-3 до цього Технічного регламенту.

6. Якщо максимальне значення теплоти згорання природного газу (за стандартних умов та за нормальних умов), що вводиться в обіг, або надається на ринку, більше ніж визначено в додатку 1 до цього Технічного регламенту, то необхідно вважати, що до системи поданий природний газ з максимальним значенням теплоти згорання визначеним в додатку 1 до цього Технічного регламенту.

### **Окремі вимоги до природного газу**

7. Вимоги до фізико-хімічних показників природного газу в окремих населених пунктах України та точках надходження природного газу від/до газорозподільних систем визначені у додатку 1 до цього Технічного регламенту.

### **Вимоги до складання маршрутів переміщення природного газу газотранспортною/газорозподільною системою**

8. Маршрут переміщення природного газу складається Оператором ГТС та Оператором ГРМ, як схематичне зображення фізичного руху природного газу від точки його надходження (групи точок) до точки передачі (групи точок) місць передачі природного газу споживачам з газотранспортної та/або газорозподільної системи, на якому Оператором ГТС та Оператором ГРМ забезпечуються ідентичні фізико-хімічні показники природного газу.



9. Значення фізико-хімічних показників природного газу на маршруті переміщення природного газу вважаються ідентичними, якщо відхилення значення вищої теплоти згорання природного газу протягом року не перевищує 2 (два) відсотки від середнього значення.

10. За наявності в газотранспортній або газорозподільній системі двох і більше джерел надходження природного газу, розробляються окремі маршрути:

1) при наданні на ринку в точці розповсюдження та ГРС, що отримують незмішаний газ із будь-якого одного джерела;

2) при наданні на ринку в точці розповсюдження та ГРС, що отримують змішаний газ із двох і більше джерел.

У разі якщо до точки надходження/передачі до/з газотранспортної системи природний газ надходить одночасно з різних джерел, визначення фізико-хімічних показників природного газу проводиться після точки змішування.

11. Маршрут може бути розроблений як для однієї точки передачі природного газу (ГРС, виробник теплової енергії, промисловий споживач тощо), так і для групи точок передачі (групи ГРС та/або споживачів) з ідентичними фізико-хімічними показниками природного газу.

12. При введенні в обіг та/або наданні на ринку в процесі транспортування та/або розподілу природного газу до точки передачі різними маршрутами, складаються і затверджуються всі можливі маршрути.

13. Оператор ГТС/Оператор ГРС має забезпечити актуалізацію маршрутів переміщення природного газу газотранспортною/газорозподільною системами на постійній основі.

14. Значення фізико-хімічних показників природного газу, що були визначені в певній точці маршруту поширюються на всі ділянки маршруту.

15. Форма-зразок для складання маршруту переміщення природного газу наведена у додатку 6 до цього Технічного регламенту.

16. Маршрут Оператора ГРМ може бути продовженням маршруту газотранспортної системи про, що зазначається схематично.

### **Вимоги щодо введення в обіг та надання на ринку природного газу**

17. Природний газ може бути введений в обіг та наданий на ринку природного газу України за умови його відповідності вимогам цього Технічного регламенту.

18. Природний газ, що вводиться в обіг та/або надається на ринку повинен супроводжуватися декларацією про відповідність Технічному регламенту за формою, що наведена у додатку 5 до цього Технічного регламенту, для

виробника, уповноваженого представника, імпортера Оператора ГТС, Оператора ГРМ, Оператора ПСГ, Оператора установок LNG.

19. Природний газ, який введено в обіг та/або надано на ринку повинен супроводжуватися паспортом якості фізико-хімічних показників природного газу, вимоги до якого встановлені у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

### **Ведення в обіг природного газу виробником та уповноваженим представником**

20. Виробник природного газу під час введення в обіг природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача повинні забезпечити відповідність вимогам до природного газу, встановленим у додатках 1-3 до цього Технічного регламенту.

21. Якщо виробник вважає або має підстави вважати, що природний газ, який вводиться в обіг на ринок України у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача не відповідає вимогам до природного газу, встановленим у додатку 1 та/або 2 та/або 3 до цього Технічного регламенту він повинен вжити невідкладні запобіжні та/або коригувальні заходи з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

22. Якщо природний газ, який вводиться в обіг на ринок України виробником у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача не відповідає вимогам до природного газу встановленим у додатку 1 та/або 2 та/або 3 цього Технічного регламенту, виробник або уповноважений представник, припиняє введення в обіг такого природного газу у відповідній фізичній точці його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або газосховища.

23. Виробник зобов'язаний перед введення в обіг природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем, газосховища або споживача проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом застосування Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

24. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу виробником складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5 до цього Технічного регламенту, та Паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

25. Виробник зобов'язаний розміщувати на власному офіційному вебсайті скан-копії декларації про відповідність та паспорти фізико-хімічних показників, не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.

26. Виробник з моменту введення в обіг природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача зобов'язаний протягом 5 років зберігати паспорти фізико-хімічних показників та декларації про відповідність.

27. Виробник зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який вводився в обіг на ринок України у фізичних точках його надходження до газотранспортної, газорозподільної систем або споживача вимогам цього Технічного регламенту.

28. Виробник зобов'язаний на вимогу органу державного нагляду (контролю) співпрацювати з ним з метою вжиття всіх необхідних заходів, спрямованих на усунення існуючих та/або потенційних ризиків під час введення в обіг природного газу.

29. Виробник зобов'язаний на вмотивований запит Оператора ГТС та/або Оператора ГРМ допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що вводиться в обіг у фізичних точках надходження до газотранспортної, газорозподільної систем, газосховища у порядку, визначеному укладеною між сторонами технічною угодою.

30. Обов'язки виробника, визначені в пунктах 20-29 цього Технічного регламенту, від його імені та під його відповідальність можуть бути виконані його уповноваженим представником за умови визначення таких обов'язків у дорученні.

### **Ведення в обіг природного газу імпортером**

31. Природний газ, який вводиться в обіг на ринок України імпортером має відповідати вимогам цього Технічного регламенту.

32. На звернення Оператора ГТС та/або Оператора LNG установки до імпортера щодо невідповідності природного газу фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, який надходить на міждержавному з'єднанні до газотранспортної системи України у фізичних точках надходження, за замовленням імпортера, імпортер негайно зобов'язаний вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення такого природного газу у відповідність до вимог встановлених цим Технічним регламентом шляхом інформування імпортера –нерезидента України та/або постачальника – нерезидента України та/або суміжного Оператора ГТС – нерезидента України згідно зовнішньоекономічних контрактів для приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.

## **Надання на ринку природного газу постачальником**

33. Природний газ, який надається на ринок України постачальником має відповідати вимогам цього Технічного регламенту шляхом придбання природного газу у виробника та/або імпортера, який відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

34. У разі, якщо постачальник вважає або має підстави вважати, що природний газ у фізичних точках його передачі Оператором ГРМ власному споживачу не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, він зобов'язаний повідомити про це Оператора ГРМ та/або Оператора ГТС та/або орган державного нагляду (контролю) з метою вжиття ними запобіжних та/або коригувальних заходів, необхідних для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту.

35. Постачальник природного газу на звернення споживача щодо невідповідності фізико-хімічних показників природного газу вимогам цього Технічного регламенту зобов'язаний вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту шляхом інформування Оператора ГРМ або виробника щодо приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.

## **Обіг природного газу під час транспортування**

36. Оператор ГТС під час транспортування природного газу газотранспортною системою зобов'язаний забезпечити відповідність природного газу вимогам, встановленим цим Технічним регламентом з моменту введення природного газу в обіг виробником, або уповноваженим представником, або імпортером, або Оператором установок LNG у фізичних точках надходження до газотранспортної системи до моменту передачі у фізичних точках до газорозподільної системи, підземного сховища газу та прямого споживача.

37. Оператор ГТС зобов'язаний забезпечити такі умови транспортування природного газу, під час його перебування в газотранспортній системі, що не становлять під загрозу його відповідності вимогам встановленим цим Технічним регламентом.

38. З моменту надходження природного газу на міждержавному з'єднанні або від виробників у фізичних точках надходження до газотранспортної системи України відповідного маршруту, Оператор ГТС заявляє та гарантує, що фізико-хімічні показники природного газу, який фізично передається суміжними Операторами ГТС – не резидентами України, виробниками або імпортером відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

39. Оператор ГТС зобов'язаний забезпечити контроль фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках його надходження в газотранспортну систему України, у порядку, визначеному технічними угодами, укладеними між Оператором ГТС та виробником, Оператором ПСГ, Оператором установок LNG та Оператором ГТС – не резидентом України.

40. Якщо Оператор ГТС за результатами контролю фізико-хімічних показників природного газу вважає, що природний газ, який подається в газотранспортну систему України у фізичних точках надходження не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, Оператор ГТС має право не приймати такий газ та зобов'язаний повідомити імпортера та/або Оператора суміжної ГТС – не резидентами України та/або виробника та/або Оператора ПСГ та/або Оператора установок LNG про можливе припинення фізичної передачі такого газу та/або вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту шляхом інформування імпортера та/або Оператора суміжної ГТС – не резидентами України та/або виробника та/або Оператора ПСГ та/або Оператора установок LNG для приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.

41. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту імпортером та/або Оператором суміжної ГТС – не резидентом України та/або виробником, або уповноваженим представником та/або Оператором ПСГ та/або Оператором установок LNG, Оператор ГТС припиняє приймання такого природного газу.

42. Оператор ГТС зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до газорозподільної систем, підземного сховища газу або прямого споживача проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом використання процедур оцінки відповідності згідно Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

43. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу Оператором ГТС складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5 до цього Технічного регламенту, та Паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

44. Оператор ГТС зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії Декларацій про відповідність та паспортів фізико-хімічних показників природного газу не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.

45. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці

передачі до прямого споживача, підземного сховища газу або газорозподільної системи, Оператор ГТС має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбору проби природного газу.

46. Оператор ГТС зобов'язаний на вмотивований запит прямого споживача та/або Оператора ПСГ та/або Оператора ГРМ допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках до прямого споживача, підземного сховища газу або Оператора ГРМ, у порядку, визначеному договором та/або технічною угодою укладеним (укладеною) між сторонами.

47. Оператор ГТС зобов'язаний на вмотивований запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ПСГ, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, який транспортується газотранспортною системою, а також у триденний термін повідомляти зазначених суб'єктів про випадки невідповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

48. Оператор ГТС зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу копії декларацій про відповідність природного газу та паспорти фізико-хімічних показників природного газу та/або інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до газорозподільної системи, газосховища або споживача вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час розподілу**

49. Оператор ГРМ під час розподілу природного газу зобов'язаний забезпечити його відповідність вимогам встановленим цим Технічним регламентом з моменту введення природного газу в обіг виробником або уповноваженими представником та/або Оператором установки LNG, та/або Оператором ГТС у фізичних точках надходження до газорозподільної системи і до моменту його передачі у фізичних точках прямим споживачам.

50. Оператор ГРМ зобов'язаний забезпечити такі умови розподілу природного газу, під час його перебування в газорозподільній системі, що не ставлять під загрозу його відповідності вимогам встановленим цим Технічним регламентом.

51. З моменту надходження природного газу від виробника або уповноваженого представника та/або Оператора ГТС та/або Оператора установок LNG та/або Оператора ГТС у фізичних точках надходження до газорозподільної системи відповідного маршруту, Оператор ГРМ заявляє та гарантує, що фізико-хімічні показники природного газу, який передається до газорозподільної системи, відповідають вимогам цього Технічного регламенту.

52. Оператор ГРМ зобов'язаний забезпечити контроль фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках його надходження в газорозподільну систему, у порядку, визначеному технічними угодами, укладеними між Оператором ГРМ та виробником або уповноваженим представником, Оператором ГТС, Оператором ПСГ, Оператором установок LNG.

53. Якщо Оператор ГРМ за результатами контролю фізико-хімічних показників природного газу вважає, що природний газ, який подається в газорозподільну систему у фізичних точках надходження від виробника та/або Оператора ГТС не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, Оператор ГРМ має право не приймати такий газ та зобов'язаний повідомити виробника та/або Оператора ГТС про можливе припинення фізичної передачі такого газу та/або вжити запобіжні та/або коригувальні заходи, необхідні для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту шляхом інформування виробника та/або Оператора ГТС для приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.

54. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту Оператором ГТС та/або виробником, або уповноваженим представником та/або Оператором установок LNG, Оператор ГРМ припиняє приймання такого природного газу.

55. Оператор ГРМ зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до споживача проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом використання процедур оцінки відповідності згідно Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

56. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу Оператором ГРМ складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5, та Паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

57. Оператор ГРМ зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії Декларацій про відповідність та паспортів фізико-хімічних показників природного газу, не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.

58. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до споживача, Оператор ГРМ має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбору проби природного газу.

59. Оператор ГРМ зобов'язаний на вмотивований запит споживача та/або Оператора ГТС та/або виробника допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках до прямого споживача, у порядку, визначеному договором та/або технічною угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

60. Оператор ГРМ на запит споживача зобов'язаний надати вичерпну інформацію цьому споживачу щодо відповідності фізико-хімічних показників природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

61. Оператор ГРМ зобов'язаний на вмотивований запит виробника, імпортера, Оператора ГТС, Оператора установки LNG, постачальника та/або прямого споживача надавати інформацію щодо фізико-хімічних показників природного газу, який фізично переміщується газорозподільною системою, а також у триденний термін повідомляти зазначених суб'єктів про випадки невідповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

62. Оператор ГРМ зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до або споживача вимогам цього Технічного регламенту.

### **Обіг природного газу під час зберігання**

63. Оператор ПСГ зобов'язаний забезпечити відповідність природного газу вимогам встановленим цим Технічним регламентом під час передачі природного газу з підземного сховища у фізичних точках надходження до газотранспортної системи.

64. З моменту надходження природного газу від Оператора ГТС у фізичних точках надходження до підземного сховища газу відповідного маршруту, Оператор ПСГ заявляє та гарантує, що фізико-хімічні показники природного газу, який передається ним відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

65. Оператор ПСГ зобов'язаний забезпечити контроль фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках його надходження в газотранспортну систему, у порядку, визначеному технічною угодою, укладеною між Оператором ПСГ та Оператором ГТС.

66. Якщо Оператор ПСГ за результатами контролю фізико-хімічних показників природного газу вважає, що природний газ, який подається в підземне сховище газу у фізичних точках надходження від виробника та/або Оператора ГТС не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, Оператор ПСГ має право не приймати такий газ та зобов'язаний повідомити Оператора ГТС про можливе припинення фізичної передачі такого газу та/або вжити запобіжні та/або коригувальні заходи,



необхідні для приведення такого природного газу у відповідність із встановленими вимогами цього Технічного регламенту шляхом інформування Оператора ГТС для приведення природного газу у відповідність з вимогами цього Технічного регламенту.

67. У разі не виконання невідкладних запобіжних та/або коригувальних заходів з метою приведення фізико-хімічних показників природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту Оператором ГТС, Оператор ПСГ припиняє приймання такого природного газу.

68. Оператор ПСГ зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної систем проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом використання процедур оцінки відповідності згідно Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

69. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу Оператором ПСГ складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5, та Паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

70. Оператор ПСГ зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії Декларацій про відповідність та паспортів фізико-хімічних показників природного газу, не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.

71. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до газотранспортної системи, Оператор ПСГ має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбору проби природного газу.

72. Оператор ПСГ зобов'язаний на вмотивований запит Оператора ГТС допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках до газотранспортної систем, у порядку, визначеному законодавством України, зокрема, договором та/або технічною угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

73. Оператор ПСГ зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до газотранспортної системи вимогам цього Технічного регламенту.

## **Обіг природного газу під час зрідження та регазифікації**

74. Оператор LNG зобов'язаний після регазифікації забезпечити відповідність природного газу вимогам встановленим цим Технічним регламентом під час передачі природного газу до газотранспортної або газорозподільної системи або підземне сховище газу.

75. Оператор LNG зобов'язаний забезпечити контроль фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках його надходження в газотранспортну або газорозподільну систему або підземне сховище системи, у порядку, визначеному технічними угодами, укладеними між сторонами.

76. Якщо Оператор LNG за результатами контролю фізико-хімічних показників природного газу вважає або має підстави вважати, що природний газ, який подається в газотранспортну систему або газорозподільну систему або підземне сховище газу у фізичних точках надходження не відповідає фізико-хімічним показникам встановленим цим Технічним регламентом, Оператор LNG зобов'язаний вжити коригувальні заходи та привести фізико-хімічні показники природного газу у відповідність до вимог цього Технічного регламенту.

77. Оператор LNG установки зобов'язаний перед передачею природного газу у фізичних точках його надходження до газотранспортної та/або газорозподільної систем проводити оцінку відповідності або забезпечити її проведення шляхом використання процедур оцінки відповідності згідно Модуля 1 або Модуля 2, що наведені в додатку 4 до цього Технічного регламенту.

78. За результатами проведення процедури оцінки відповідності природного газу Оператором LNG складається Декларація про відповідність, форма якої наведена в додатку 5, та паспорт фізико-хімічних показників природного газу згідно вимог, встановлених у додатку 7 до цього Технічного регламенту.

79. Оператор LNG зобов'язаний розмістити на власному офіційному вебсайті скан-копії Декларацій про відповідність та паспортів фізико-хімічних показників природного газу, не пізніше 5 (п'яти) робочих днів після проведення процедури оцінки відповідності та/або закінчення газового місяця відповідно.

80. Для забезпечення можливості перевірки відповідності фізико-хімічних показників природного газу цьому Технічному регламенту у фізичній точці передачі до газотранспортної системи, Оператор LNG має організувати та забезпечити безперешкодний доступ до місця відбору проби природного газу.

81. Оператор LNG зобов'язаний на вмотивований запит виробника, імпортера, Оператора ГРМ, Оператора ГТС, Оператора ПСГ, постачальника допустити та сприяти перевірці контролю якості фізико-хімічних показників природного газу, що передається у фізичних точках до газорозподільної та/або газотранспортної систем та/або підземного сховища газу, у порядку,

визначеному договором та/або технічною угодою, укладеним (укладеною) між сторонами.

82. Оператор LNG зобов'язаний на вмотивований запит органу державного нагляду (контролю) надати такому органу інформацію та/або документацію (у паперовій та електронній формі), необхідну для доведення відповідності природного газу, який передається у фізичних точках його надходження до газотранспортної та/або газорозподільної систем та/або підземного сховища газу вимогам цього Технічного регламенту.

### **Відповідність природного газу**

83. Оцінка відповідності вимогам до природного газу, встановлених у додатках 1 та 2 або 3 до цього Технічного регламенту, повинна проводитись шляхом застосування одного з модулів оцінки відповідності, визначених в додатку 4 цього Технічного регламенту.

84. Проведення процедури оцінки відповідності природного газу відповідно до вимог встановлених цим Технічним регламентом:

- в точках надходження газу від виробника до ГТС/ГРМ/споживача покладається на виробника або уповноваженого представника;
- в точках надходження газу від ПСГ/LNG установки до ГТС покладається на Оператора ПСГ/Оператора установок LNG;
- в точках надходження газу в ГТС на міждержавних з'єднаннях покладається на Оператора ГТС;

## ВИМОГИ ДО ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ЯКИЙ ВВОДИТЬСЯ В ОБІГ ТА НАДАЄТЬСЯ НА РИНКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ УКРАЇНИ

1. Вимоги до природного газу, який вводиться в обіг та надається на ринку природного газу України наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

### Вимоги до природного газу, який вводиться в обіг та надається на ринку природного газу України

Найменування показника	Позначення одиниці вимірювання	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
Число Воббе вище	кВт·год/м <sup>3</sup>	13,4	16,1
Теплота згоряння вища	кВт·год/м <sup>3</sup>	10,5	13,4
Відносна густина	1	0,555	0,700 (0,750) <sup>а</sup>
Молярна частка діоксиду вуглецю	%	не застосовується	2,5 або 6,0 <sup>б</sup>
Молярна частка водню	%	не застосовується	0,5 або 5,0 <sup>в</sup>
Масова концентрація сірководню	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	5 (30) <sup>г</sup>
Масова концентрація меркаптанової сірки	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	6 (36) <sup>г</sup>
Масова концентрація механічних домішок	мг/м <sup>3</sup>	не застосовується	1
Молярна частка кисню	%	не застосовується	0,02 або 1,0 <sup>д</sup>

а – до 01 січня 2025 року діє нормативне значення, наведене в дужках.

б – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по всім газопроводам, крім газопроводів Оператора ГТС та Оператора ПСГ.

За узгодженням в технічних угодах з оператором ГТС та Оператором ПСГ допускається використання даної норми для природного газу, який переміщується або транспортується по газопроводах Оператора ГТС та зберігається у підземних сховищах газу Оператора ПСГ. Оператор ГТС не має права обмежити використання даної норми у точках входу до ГТС у випадку, коли молярна частка діоксиду вуглецю у точках міждержавних з'єднань та у точках виходу до Оператора ПСГ не перевищує 2,5%, та/або Оператор ПСГ або Оператор суміжної ГТС не відмовив у прийнятті газу з більш високою молярною часткою діоксиду вуглецю.

в – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по газопроводах, які не чутливі до більш високої концентрації компоненту, за узгодженням в технічних угодах з оператором ГТС/ГРМ/ПСГ.

г – норма застосовується для неадорваного природного газу. До 01 січня 2025 року діє нормативне значення, наведене в дужках. Після 01 січня 2025 допускається більш високе значення масової концентрації сірководню та/або меркаптанової сірки за умови, якщо вміст загальної сірки не перевищує 20 мг/м<sup>3</sup> за стандартних умов 25°C/20°C або 21 мг/м<sup>3</sup> за стандартних умов 25°C/0°C. Окремими газопроводами прямим споживачам допускається подача природного газу з більш високим вмістом сірководню та/або меркаптанової сірки.

д – норма застосовується для природного газу, який переміщується, розподіляється або транспортується по всіх газопроводах, крім газопроводів Оператора ГТС та Оператора ПСГ.

За узгодженням в технічних угодах з оператором ГТС та Оператором ПСГ допускається використання даної норми для природного газу, який переміщується або транспортується по газопроводах Оператора ГТС та зберігається у підземних сховищах газу Оператора ПСГ. Оператор ГТС не має права обмежити використання даної норми у точках входу до ГТС у випадку, коли Оператор ПСГ або Оператор суміжної ГТС або прямий споживач не відмовив у прийнятті газу з більш високою молярною часткою кисню.

#### Примітки:

1. Показники вказані за стандартних умов – температура згоряння/температура вимірювання: 25°C/0°C, тиск: 1,01325 бар.

2. При переведенні одиниць вимірювання приймають 1 кВт·год/м<sup>3</sup> рівною 3,6 МДж/м<sup>3</sup>.

3. Концентраційні межі займання природного газу в суміші з повітрям в об'ємних відсотках становлять: нижня - 4,4, верхня - 17,0.

4. Температура самозаймання природного газу – 537 °C.

5. Категорія вибухонебезпеки та група вибухонебезпечних сумішей для суміші природного газу з повітрям - ІА і ТІ.

## ВИМОГИ ДО ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ЯКИЙ ПЕРЕДАЄТЬСЯ ДО ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ ТА НЕЮ ТРАНСПОРТУЄТЬСЯ

1. Вимоги до природного газу, який передається до газотранспортної системи та нею переміщується, наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

Вимоги щодо фізико-хімічних показників природного газу в газотранспортній системі

Найменування показника	Позначення одиниці вимірювання	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
<b>Точка роси вологи</b> <sup>a</sup> за абсолютного тиску 39,2 бар або, якщо тиск газу в системі газопроводів менше, ніж 39,2 бар, за максимального допустимого тиску в системі газопроводів	°C	не застосовується	мінус 8
<b>Точка роси вуглеводнів</b> <sup>b</sup> за робочого тиску	°C	не застосовується	0
<p><sup>a</sup> – Значення максимального допустимого тиску в системі газопроводів допускається приймати номінальне значення допустимого тиску вказане в документації (паспорті) на газопровід.</p> <p><sup>b</sup> – Допускається не визначати значення температури точки роси за вуглеводнями, якщо вміст вуглеводнів C<sub>5+вищі</sub> не перевищує 1,0 г/м<sup>3</sup> або якщо молярна часта вуглеводнів C<sub>5+вищі</sub> не перевищує 0,03%.</p>			

## ВИМОГИ ДО ПРИРОДНОГО ГАЗУ, ЯКИЙ ПЕРЕДАЄТЬСЯ ДО/З ГАЗОРОЗПОДІЛЬНОЇ СИСТЕМИ

1. Вимоги до природного газу, який передається до/з газорозподільної системи, наведені у таблиці 1 цього додатку.

Таблиця 1

Вимоги до природного газу в газорозподільній системі

Найменування показника	Позначення одиниць вимірювань	Нормативне значення	
		Мінімальне	Максимальне
<b>Температура точки роси за вологою <sup>а</sup> за максимального допустимого тиску в системі газопроводів:</b> - в період з 1 листопада по 30 квітня - в період з 1 травня по 31 жовтня	°C	не застосовується не застосовується	мінус 8 0
<b>Температура точки роси за вуглеводнями <sup>б</sup> за робочого тиску</b>	°C	не застосовується	0

*а – значення допустимого робочого тиску визначається за Таблицею 1 цього додатку відповідно до категорії газопроводів. Для природного газу, який подається через точки входу, що розміщені на об'єктах у внутрішніх приєднаних мережах газовидобувних підприємств(промислових газопроводах, АГРС, ВРГ, УКПГ тощо), та точки входу, через які газ подається безпосередньо з газових, газоконденсатних та нафтогазових родовищ по газорозподільчих мережах до споживачів населених пунктів та прямим споживачам по окремих газопроводах, значення температури точки роси вологи не повинно перевищувати значення температури газу.*

*б – допускається не визначати значення температури точки роси вуглеводнів, якщо вміст вуглеводнів C5+вищі не перевищує 1,0 г/м<sup>3</sup> або якщо молярна часта вуглеводнів C5+вищі не перевищує 0,03%. Для природного газу, який подається через точки входу, що розміщені на об'єктах у внутрішніх приєднаних мережах газовидобувних підприємств(промислових газопроводах, АГРС, ВРГ, УКПГ тощо), та точки входу, через які газ подається безпосередньо з газових, газоконденсатних та нафтогазових родовищ по газорозподільчих мережах до споживачів населених пунктів та прямим споживачам по окремих газопроводах, значення температури точки роси вуглеводнів не повинно перевищувати значення температури газу.*

2. Природний газ, який подають споживачам, повинен бути одорованим відповідно до вимог цього Технічного регламенту. В окремих випадках, визначеними угодами виробників, імпортерів чи постачальників із споживачами, допускається/дозволяється подача неодорованого природного газу.

Мінімальна інтенсивність запаху одорованого природного газу для споживачів повинна бути не меншою за 3 бали за п'ятибальною шкалою:

0 - запах відсутній; 1 - запах дуже слабкий, невизначений; 2 - запах слабкий, але певний; 3 - запах помірний; 4 - запах сильний; 5 - запах дуже сильний.

Для природного газу промислового призначення інтенсивність запаху встановлюється за погодженням із споживачем.

## МОДУЛІ ОЦІНКИ ВІДПОВІДНОСТІ

### МОДУЛЬ 1

1. Модуль 1 є процедурою оцінки відповідності, за допомогою якого виробник або уповноважений представник виконує обов'язки, встановлені в пунктах 3-13 цього Модуля, та гарантує і заявляє під свою виключну відповідальність, що природний газ відповідає вимогам цього Технічного регламенту.

2. Модуль 1 передбачає залучення призначеного органу з оцінки відповідності для виконання ним як третьою стороною завдань з оцінки відповідності згідно з цим Технічним регламентом (далі – Призначений орган) або акредитованого внутрішнього органу з оцінки відповідності виробника відповідно до Закону України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» (далі - Закон).

3. Для проведення оцінки відповідності виробник або уповноважений представник подає заяву до обраного ним призначеного органу. За вибором виробника його акредитований внутрішній орган з оцінки відповідності або обраний ним призначений орган проводить чи доручає проведення перевірок продукції через інтервали часу визначені в пункті 13 цього Модуля.

4. У разі залучення призначеного органу, виробник або уповноважений представник до заяви додає технічну документацію, яка містить інформацію про виробництво природного газу, перелік застосованих повністю чи частково національних стандартів та/або інших відповідних технічних специфікацій, на підставі яких оцінювалась відповідність природного газу вимогам цього Технічного регламенту, та визначені згідно цих нормативних документів фізико-хімічні показники природного газу. Уповноважений представник до заяви додає документ про уповноваження його на проведення робіт з оцінки відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

5. Відбір зразків (проб) природного газу для проведення оцінки відповідності проводиться відповідно до вимог національних стандартів на методи відбирання зразків (проб) природного газу та здійснюється за участю представника призначеного органу або визначеною призначеним органом під його відповідальність акредитованою випробувальною лабораторією та представника замовника процедури оцінки відповідності.

6. Місце та терміни відбору зразків (проб) природного газу в кількості, необхідній для проведення випробувань, визначає виробник або уповноважений представник за погодженням з призначеним органом в кожному конкретному випадку окремо.

7. Призначений орган або акредитований внутрішній орган з оцінки відповідності виробника проводить належні дослідження і випробування зразків (проб) природного газу на відповідність в обсязі вимог, що наведені в додатках 1 - 3 цього Технічного регламенту.

8. У разі відсутності національного стандарту для проведення випробувань, призначений орган або акредитований внутрішній орган з оцінки відповідності виробника приймає рішення про те, за якими методами випробувань, у тому числі відбирання зразків (проб), необхідно провести необхідні дослідження та випробування природного газу.

9. За результатами оцінки відповідності призначений орган надає виробнику або уповноважений представнику сертифікат відповідності вимогам цього Технічного регламенту, акредитований внутрішній орган з оцінки відповідності виробника – рішення про відповідність природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

10. Виробник або уповноважений представник складає декларацію про відповідність цьому Технічному регламенту за формою, що наведена у додатку 5 цього Технічного регламенту.

11. Виробник або уповноважений представник зобов'язаний зберігати декларацію про відповідність, сертифікат відповідності, виданий призначеним органом та документ про якість (паспорт якості фізико-хімічних показників природного газу) протягом 5 (п'ять) років після введення в обіг або надання на ринку природного газу для подання на запити органів державного нагляду (контролю) в установлених законодавством випадках.

12. Методи випробування природного газу, у тому числі відбирання зразків (проб) встановлюються національними стандартами для цілей застосування цього Технічного регламенту, перелік яких затверджується відповідно до Закону.

13. Періодичність проведення процедури оцінки відповідності природного газу відповідно до вимог встановлених цим Технічним регламентом в залежності від потужності точки надходження та/або точка передачі природного газу за Модулем 1 складає:

- понад 720 тис.м<sup>3</sup>/добу – не рідше ніж 1 (один) раз на рік;
- від 240 до 720 тис.м<sup>3</sup>/добу - не рідше ніж 1 (один) раз на 2 (два) роки;
- до 240 тис.м<sup>3</sup>/добу - не рідше ніж 1 (один) раз на 3 (три) роки.

## МОДУЛЬ 2

1. Оцінка відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту за Модулем 2 здійснюється виробником або його уповноваженим представником із залученням органу з оцінки відповідності, призначеного для виконання ним як



третьою стороною завдань з оцінки відповідності згідно з цим Технічним регламентом відповідно до Закону (далі – призначений орган).

2. Для проведення оцінки відповідності виробник або уповноважений представник подає обраному ним призначеному органу заявку на оцінку системи управління якістю, що стосується природного газу, яка повинна включати:

- найменування та адресу замовник процедури оцінки відповідності та/або виробника, а в разі подання заявки уповноваженим представником - також його найменування та адресу;
- письмову заяву про те, що така сама заявка не була подана жодному іншому призначеному органу;
- усю відповідну інформацію щодо передбаченої групи природного газу;
- документацію стосовно системи управління якістю;
- технічну документацію щодо виробництва природного газу.

3. Система управління якістю повинна забезпечувати відповідність природного газу вимогам цього Технічного регламенту.

Усі прийняті виробником або уповноваженим представником елементи, вимоги та положення системи управління якістю повинні бути систематично і упорядковано задокументовані у вигляді політик, процедур та інструкцій, викладених у письмовій формі.

Документація стосовно системи управління якістю повинна давати можливість однозначно тлумачити програми, плани, настанови і протоколи (записи) щодо якості.

Зазначена документація повинна, зокрема, містити належний опис:

- цілей у сфері якості та організаційної структури, обов'язків і повноважень керівництва стосовно якості природного газу;
- відповідних способів виробництва, контролю якості та забезпечення якості, процесів і системних заходів, які будуть застосовуватися;
- досліджень і випробувань, які будуть проводитися до, під час та після виробництва природного газу, а також періодичності їх проведення;
- протоколів (записів) щодо якості (звітів про інспектування, даних випробувань і калібрувань, звітів про кваліфікацію відповідного персоналу тощо);
- засобів моніторингу, які дають змогу контролювати досягнення необхідної якості природного газу та ефективного функціонування системи управління якістю.

4. Призначений орган оцінює систему управління якістю з метою визначення її відповідності вимогам пункту 3 цього Модуля.

Призначений орган робить припущення, яке визнається достовірним, поки не буде доведено інше, про відповідність вимогам, зазначеним у пункті пункту 2 цього Модуля, тих елементів системи управління якістю, що відповідають відповідним вимогам національного стандарту, який є ідентичним відповідному гармонізованому європейському стандарту та/або технічним специфікаціям.

5. Група аудиту повинна володіти досвідом роботи у сфері систем управління якістю. Проведення аудиту включає відвідування підприємства виробника або

уповноваженого представника для здійснення оцінки. Група аудиту вивчає технічну документацію, з метою перевірки здатності замовника процедури оцінки відповідності ідентифікувати відповідні вимоги цього Технічного регламенту та проводити необхідні дослідження для забезпечення відповідності природного газу таким вимогам.

Призначений орган повідомляє виробника або уповноваженого представника про прийняте рішення. Зазначене повідомлення повинне містити висновки аудиту та обґрунтоване рішення щодо оцінки.

6. Виробник або уповноважений представник повинен виконувати обов'язки, пов'язані із забезпеченням функціонування схваленої системи управління якістю, та підтримувати її в адекватному та ефективному стані.

7. Виробник або уповноважений представник зобов'язаний інформувати призначений орган, який схвалив систему управління якістю, про будь-які заплановані зміни в такій системі.

Призначений орган оцінює будь-які запропоновані зміни та приймає рішення щодо здатності зміненої системи управління якістю надалі відповідати вимогам, зазначеним в пункті 3 цього Модуля, чи необхідності проведення повторної оцінки.

Призначений орган повідомляє виробника або уповноваженого представника про прийняте рішення. Зазначене повідомлення повинне містити висновки дослідження та обґрунтоване рішення щодо оцінки.

Призначеним органом проводиться нагляд, щоб пересвідчитися в належному виконанні виробником або уповноваженим представником обов'язків, пов'язаних із забезпеченням функціонування схваленої системи управління якістю.

Для цілей нагляду виробник або уповноважений представник зобов'язаний надавати призначеному органу доступ до місць виробництва, контролю, проведення випробувань і зберігання природного газу, а також усю необхідну інформацію, зокрема:

- документацію стосовно системи управління якістю;
- протоколи (записи) щодо якості (звіти про інспектування, дані випробувань, звіти про кваліфікацію відповідного персоналу тощо).

8. Призначений орган повинен проводити періодичні аудити, щоб пересвідчитися в тому, що виробник або уповноважений представник підтримує в належному стані і застосовує систему управління якістю, а також подавати замовник процедури оцінки відповідності звіт про аудит.

9. За результатами оцінки відповідності призначений орган надає виробник або уповноважений представник сертифікат відповідності вимогам цього Технічного регламенту.

10. Виробник або уповноважений представник складає декларацію про відповідність цьому Технічному регламенту за формою, що наведена в додатку 4 цього Технічного регламенту.

11. Виробник або уповноважений представник зобов'язаний зберігати декларацію про відповідність, сертифікат відповідності, виданий призначеним органом та документ про якість (паспорт якості фізико-хімічних показників природного газу) протягом 5 (п'ять) років після введення в обіг або надання на ринку природного газу для подання на запити органів державного нагляду (контролю) в установлених законодавством випадках.

12. Періодичність проведення процедури оцінки відповідності природного газу відповідно до вимог встановлених цим Технічним регламентом за Модулем 2 - не рідше ніж 1 (один) раз на 3 (три) роки.

13. Органи з оцінки відповідності, призначені згідно з Законом, проводять оцінку відповідності.

14. Призначені органи з оцінки відповідності надають в електронній та паперовій формі центральному органу виконавчої влади, який забезпечує формування та реалізацію державної політики у сфері паливно-енергетичного комплексу звіти про діяльність з оцінки відповідності природного газу вимогам цього Технічного регламенту за періоди з 01 листопада по 30 квітня та з 01 травня по 31 жовтня за формою згідно з додатком 9 цього Технічного регламенту.

---

**ДЕКЛАРАЦІЯ**  
**про відповідність Технічному регламенту природного газу**

1. \_\_\_\_\_

(повне найменування суб'єкта господарювання (виробника або уповноваженого представника або імпортера)

\_\_\_\_\_ або розповсюджувача або Оператора ГТС або Оператора ГРМ або Оператора ПСГ або Оператора установок LNG, який декларує відповідність природного газу) та його місцезнаходження)

підтверджує, що природний

газ \_\_\_\_\_,  
(повне найменування точки приєднання)

ЕІС-код точки входу виходу до/з

ГТС/ГРМ: \_\_\_\_\_,

Маршрут переміщення природного газу

№: \_\_\_\_\_,

відповідає вимогам Технічного регламенту природного газу.

2. Ця декларація видана під виключну відповідальність

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

3. Орган \_\_\_\_\_ з оцінки відповідності \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(повне найменування, ідентифікаційний номер (за наявності))

провів

\_\_\_\_\_

(опис завдань)

Сертифікат  
відповідності\* \_\_\_\_\_

(номер сертифіката відповідності, дата його реєстрації, строк дії)

\_\_\_\_\_

(повне найменування та місцезнаходження призначеного органу з оцінки відповідності)

4. Додаткова інформація

\_\_\_\_\_

Підписано від імені та/або за дорученням

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(місце та дата видання)

\_\_\_\_\_

(посада)

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))

М.П. (за наявності)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\*Застосовується за умови використання модуля, в якій оцінка відповідності проводиться призначеним органом з оцінки відповідності.

\_\_\_\_\_

**ФОРМА-ЗРАЗОК**  
**для складання маршрутів переміщення природного газу**

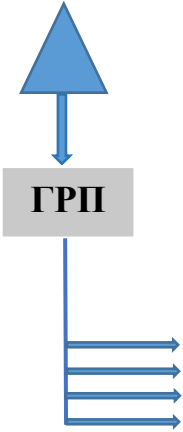
**Зразок:** **Маршруту переміщення природного газу для одного джерела даних ФХП:**

Затверджено

\_\_\_\_\_  
(посада, прізвище, ім'я та по  
батькові (за наявності))

" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**Маршрут переміщення природного газу № \_\_\_\_\_**

Схематичне зображення маршруту переміщення природного газу	Опис маршруту переміщення природного газу
	Джерело даних ФХП (ГТС/ГРМ): _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	ГРП: _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	Об'єкт споживача (групи об'єктів споживачів): _____ <i>(місцезнаходження об'єкта споживача (групи об'єктів споживачів))</i>

Маршрут складено:

\_\_\_\_\_  
(посада)

\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по  
батькові (за наявності))

\_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_  
(посада)

\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по  
батькові (за наявності))

\_\_\_\_\_  
(підпис)

## Продовження додатка 6

<u>Зразок:</u>	<b>Маршруту переміщення природного газу для двох і більше джерел даних ФХП:</b>
----------------	---

Затверджено

\_\_\_\_\_

(посада, прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))

" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

## Маршрут переміщення природного газу № \_\_\_\_\_

Схематичне зображення маршруту переміщення природного газу	Опис маршруту переміщення природного газу
	Джерело даних ФХП (ГТС/ГРМ): _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	ГРП: _____ <i>(повне найменування та місцезнаходження)</i>
	Об'єкт споживача (групи об'єктів споживачів): _____ <i>(місцезнаходження об'єкта споживача (групи об'єктів споживачів))</i>

Маршрут складено:

\_\_\_\_\_

*(посада)*

\_\_\_\_\_

*(прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))*

\_\_\_\_\_

*(підпис)*

\_\_\_\_\_

*(посада)*

\_\_\_\_\_

*(прізвище, ім'я та по батькові (за наявності))*

\_\_\_\_\_

*(підпис)*

\_\_\_\_\_

## **ВИМОГИ СКЛАДАННЯ паспорту якості фізико-хімічних показників природного газу**

Паспорт якості фізико-хімічних показників природного газу на природний газ, який вводиться в обіг або надається на ринку повинен містити:

1. Повне найменування акредитованого внутрішнього органу з оцінки відповідності/призначеного органу з оцінки відповідності.
  2. Інформація щодо акредитації внутрішнього органу з оцінки відповідності/призначеного органу з оцінки відповідності.
  3. Назва суб'єкта господарювання, який передає природний газ.
  4. Назва суб'єкта господарювання, який приймає природний газ.
  5. Ідентифікація точки фізичної точки надходження природного газу та/або маршруту переміщення.
  6. Період часу, на який поширюються результати вимірювань.
  7. Значення компонентного складу природного газу (молярна частка вуглеводнів від  $C_1$  до  $C_{6+}$ вищі, вуглекислого газу, кисню, азоту та інших компонентів).
  8. Значення фізичних показників природного газу (відносна густина, теплота згорання нижча, теплота згорання вища, число Воббе вище) з зазначенням умов визначення.
  9. Значення температур точок роси (температура точки роси за вологою за робочого тиску, температура точки роси за вологою за тиску порівняння з вказанням значення тиску порівняння, температура точки роси за вуглеводнями за робочого тиску).
  9. Значення масової концентрації механічних домішок.
  10. Наявність одоранту та інтенсивність запаху (для газорозподільних мереж).
  11. Інформація щодо процесу виробництва та підготовки природного газу для введення його в обіг на ринок природного газу України в фізичних точках його надходження від виробника до газотранспортної/ газорозподільної системи.
  12. Інформація щодо відповідності або невідповідності вимогам Технічного регламенту природного газу.
  13. Підпис керівника внутрішнього органу з оцінки відповідності/призначеного органу з оцінки відповідності.
-



**НАСЕЛЕНІ ПУНКТИ (Адміністративно-територіальні одиниці) УКРАЇНИ  
щодо яких встановлені окремі вимоги до фізико-хімічних показників  
природного газу**

Таблиця 1

Населені пункти України та точки надходження природного газу на які не поширюються вимоги даного Технічного регламенту

№ п.п	Найменування населеного пункту	Точка надходження газу	Примітка
1	смт Солотвине, Тячівського району, Закарпатської області	Солотвинське родовище УПГ (ГРС) – Солотвино ЕІС-код точки входу: 56ZE13V01ZKG063S	газ нафтовий

Таблиця 2

Перелік населених пунктів України та точок надходження природного газу до газорозподільних систем щодо яких допускається максимальне значення відносної густини природного газу, визначене в додатку 1 до Технічного регламенту, не вище значень, наведених в цій таблиці

№ п.п.	Найменування оператора ГРМ/ газорозподільної станції	ЕІС код точки надходження газу	Максимальне значення відносної густини (%)	Перелік населених пунктів щодо яких діє Таблиця 3	Всього населених пунктів
<b>Полтавська область (АТ "Полтавагаз"):</b>					
1	ГРП Михайлівце	56ZE26V02000018I	0,77	с. Михайлівце Котелевського р-ну	1
<b>Сумська область (АТ "Сумігаз"):</b>					
2	ГРС Південна Панасівка	56ZE30V02SMG009Z	0,76	с. Столяреве Липоводолинський район; с. Яловий Окіп Липоводолинський район; с. Заруддя Роменський район; с. Погожа Криниця Роменський район;	4
3	ГРС Артюхівка	56ZE30V02SMG018Y	0,78	с. Бацмани Роменський район; с. Гаврилівка Роменський район; с. М.Бубни Роменський район; с. Локня Роменський район;	4
4	ГРС Великі Бубни	56ZE30V02SMG007Z	0,78	с. В.Бубни Роменський район; с. Мокіївка Роменський район; с. Ріпки Роменський район; с. Посад Роменський район; с. В'юнне Роменський район; с. Матлахове Роменський район; с. Заїзд Роменський район;	7
5	ГРС Рогінці	56ZE30V02SMG0064	0,78	с. Рогінці Роменський район; с. Галка Роменський район; с. Ведмеже Роменський район; с. Сміле; с-ще Діброва Роменський район; с. Володимирівка Роменський район; с. Сулими Роменський район; с. Дзеркалька Роменський район; с. Червоне Роменський район; с. Авраменкове Роменський район; с. В.Будки Роменський район; с. Коновали Роменський район; с. Хрещатик Роменський район;	13
6	ГРС Ромни2	56ZE30V02SMG002C	0,78	с. Калинівка Роменський район; с. Миколаївка Роменський район; с. Погреби Роменський район; с. Житне Роменський район; с. Борозенка Роменський район; с. Гаї Роменський район; с. Хмелів Роменський район; с. Заклимок Роменський район; с. В.Бутівка Роменський район; с. Басівка Роменський район; с. Бессарабка Роменський район;	11
7	ГРС Підлозівка	56ZE30V02SMG050I	0,76	м. Охтирка Охтирський район; с. Буймерівка Охтирський район; с. Гай-Мошенка Охтирський район; с. Кардашівка Охтирський район; с. Михайленкове Охтирський район; с. Мошенка Охтирський район; с. Підлозівка Охтирський район; с. Пологи Охтирський район;	8

Всього населених пунктів: 48

**ФОРМА**

**звітів призначених органів з оцінки відповідності про діяльність з оцінки відповідності природного газу Технічного регламенту щодо вимог до природного газу за періоди з 01 листопада по 30 квітня та з 01 травня по 31 жовтня**

	<p><b>ЗАТВЕРДЖУЮ</b> керівник органу оцінки відповідності</p> <hr/> <p>(посада)</p> <hr/> <p>(власне ім'я та прізвище)</p> <p>« ____ » _____ 20__ р.</p>
--	--

**ЗВІТ**

\_\_\_\_\_ (найменування органу з оцінки відповідності)

**про діяльність з оцінки відповідності палив вимогам Технічного регламенту щодо вимог до природного газу**

**за період з \_\_\_\_\_ по \_\_\_\_\_**

1. Керівник органу з оцінки відповідності (ім'я та прізвище, номер контактного телефону, адреса електронної пошти, офіційний вебсайт органу з оцінки відповідності).
2. Копія атестата про акредитацію разом з додатком (станом на 15 травня або 15 грудня).
3. Інформація про акредитовані випробувальні лабораторії, з якими орган з оцінки відповідності співпрацює під час проведення робіт з оцінки відповідності палив вимогам Технічного регламенту. Надати посилання на офіційний веб-сайт Національного агентства з акредитації або на вебсайт акредитованих випробувальних лабораторій, де розміщено копії атестатів про акредитацію зазначених випробувальних лабораторій та додатків до них (станом на 15 травня або 15 грудня), або надати в електронній формі копії атестатів про акредитацію зазначених випробувальних лабораторій та додатків до них.
4. Перелік нормативно-правових актів, які застосовуються під час проведення оцінки відповідності палив вимогам Технічного регламенту.

5. Інформація про:

підготовку (перепідготовку) персоналу, який проводить відбір проб;  
копії укладених договорів щодо забезпечення відбору проб на місцях;  
копії протоколів відбору проб природного газу.

6. Назва розділу на офіційному вебсайті органу з оцінки відповідності, в якому міститься поточна інформація про видані сертифікати відповідності про відповідність палив вимогам цього Технічного регламенту.

7. Узагальнена інформація про кількість виданих сертифікатів відповідності щокварталу за відповідний період (станом на 15 травня або 15 грудня) за такою формою:

_____ квартал 20__ р.	Загальна кількість виданих сертифікатів відповідності за квартал	
	мінімальна кількість виданих сертифікатів відповідності за один день	максимальна кількість виданих сертифікатів відповідності за один день

8. Зразки сертифікатів відповідності палив вимогам Технічного регламенту, які були видані за звітний період (копії), за згодою заявників згідно з вимогами статті 42<sup>1</sup> Закону України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» для природного газу.

9. Інформація про зауваження та пропозиції замовників оцінки відповідності природного газу, органів виконавчої влади та інших споживачів. Окремо за кожним споживачем. Заходи органу з оцінки відповідності щодо усунення порушень.

10. Пропозиції органу з оцінки відповідності щодо поліпшення застосування цього Технічного регламенту.

**АНАЛІЗ РЕГУЛЯТОРНОГО ВПЛИВУ**  
**до проєкту постанови Кабінету Міністрів України**  
**«Про затвердження Технічного регламенту природного газу»**

**I. Визначення проблеми**

Проєкт постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу» (далі – проєкт постанови) розроблено відповідно до статей 12, 18 Закону України «Про ринок природного газу», законів України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності», «Про загальну безпечність нехарчової продукції», Кодексу газотранспортної системи, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2493, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1378/27823, Кодексу газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2494, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1379/27824, Кодексу газосховищ та критеріїв, згідно з якими до певного газосховища застосовується режим договірної доступу або режим регульованого доступу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2495, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1380/27825 та з урахуванням положень європейських стандартів (EN).

В Україні якість природного газу (його фізико-хімічні показники), що постачається споживачам, у тому числі населенню, повинна відповідати стандарту ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».

Стандарт встановлює мінімально допустимі значення нижчої теплоти згорання природного газу 7600 ккал/м<sup>3</sup> (31,8 МДж/м<sup>3</sup>). Допустимий діапазон вищого числа Воббе регламентується від 9840 ккал/м<sup>3</sup> (41,2 МДж/м<sup>3</sup>) до 13020 ккал/м<sup>3</sup> (54,5 МДж/м<sup>3</sup>) з допустимим максимальним відхиленням від номінального значення  $\pm 5\%$ . Але цим стандартом вміст метану, азоту, водню чи важких вуглеводнів у природному газу не нормується.

Кодексом газотранспортної системи встановлюються норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, але не для використання споживачем, а для газу, який допускається до транспортування газотранспортною системою.

Наразі до споживачів шести областей України подається природний газ із показниками теплоти згорання нижчої, що наближена до мінімальної в наслідок чого знижується ефективність та термін експлуатації спалювальних газових приладів, що приводить до аварійних ситуацій

№ пп	Область	Теплота згорання нижча (ТЗН), ккал/м <sup>3</sup>			Теплота згорання вища (ТЗВ), ккал/м <sup>3</sup>		
		мінімальна	максимальна	середньозважена	мінімальна	максимальна	середньозважена
1	Вінницька	8 207	8 455	8 344	9 165	9 360	9 239
2	Волинська	7 834	8 438	8 211	8 689	9 346	9 102
3	Дніпропетровська	8 218	9 052	8 418	9 107	10 002	9 323
	Одеська	8 326	8 326	8 326	9 222	9 222	9 222



№26/1.1-7.3-10485 від 24.05.2023  
 КЕП: Галушенко Г. В. 24.05.2023 18:43  
 3ED5083160DBC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
 Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01

5	Житомирська	8 228	8 317	8 273	9 112	9 193	9 157
6	Закарпатська	8 141	8 448	8 348	9 024	9 354	9 249
7	Запорізька	8 315	8 508	8 395	9 205	9 413	9 293
8	Івано-Франківська	7 612	8 718	8 345	8 446	9 642	9 239
9	Київська	8 207	9 272	8 275	9 088	9 360	9 158
10	Кіровоградська	7 925	8 453	8 056	8 787	9 363	8 931
11	Луганська	газ не подається					
12	Львівська	7 891	8 653	8 021	8 756	9 573	8 895
13	Миколаївська	8 324	8 453	8 408	9 125	9 363	9 310
14	Одеська	8 216	8 459	8 384	9 077	9 366	9 283
15	Полтавська	7 925	8 597	8 027	8 787	9 508	8 895
16	Рівненська	7 966	8 371	8 239	8 835	9 269	9 127
17	Сумська	8 158	8 465	8 341	9 034	9 372	9 233
18	Тернопільська	8252	8 458	8 329	9 134	9 365	9 223
19	Харківська	7 848	8 739	8 229	8 687	9 659	9 111
20	Херсонська	8352	8 458	8 436	9 255	9 363	9 341
21	Хмельницька	8 228	8 458	8 296	9 112	9 365	9 182
22	Черкаська	8 228	9 272	8 268	9 107	9 360	9 151
23	Чернівецька	7 906	8 711	8 419	8 773	9 635	9 323
24	Чернігівська	8 221	8 286	8 250	9 105	9 174	9 135
	м. Київ	8 207	8 324	8 261	9 088	9 212	9 143

Всі прилади, що використовують природний газ як паливо, повинні випробуватись на газових сумішах, які визначаються Національним стандартом ДСТУ EN 437:2018 (EN 437:2018, IDT) «Випробувальні гази. Випробувальний тиск». Якщо теплота згоряння природного газу в реальних умовах не перевищує теплоту згоряння тестового газу для випробування на неповноту згоряння (поява жовтих або червоних язиків полум'я) за цим стандартом, то такий газ може складати ризики виникнення аварій.

Крім того, наразі на жодному газовидобувному підприємстві України не застосовуються технології з вилучення CO<sub>2</sub> з природного газу, що в свою чергу негативно впливає на якісні показники природного газу.

Тому, проектом постанови передбачається термін до 2025 року для приведення CO<sub>2</sub> в природному газі газовидобувними компаніями.

Наказом ДП «УкрНДНЦ» від 14.12.2015 № 187 «Про скасування міждержавних стандартів в Україні, що розроблені до 1992 року» припинено дію на території України стандартів СРСР, а саме:

ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.1.011-78 «ССБТ. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний»;

ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги»;

ГОСТ 20061-84 «Газы горючие природные. Метод определения температуры точки росы углеводородов»;

ГОСТ 22387.4-77 «Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли»;

ГОСТ 22667-82 «Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа «Воббе» та інші.

Разом з тим, наказом ДП «УкрНДНЦ» від 26.12.2017 № 459 чинність ГОСТу 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия» подовжується до затвердження нового нормативно-правового акту щодо якості природного газу, який відповідатиме європейським та міжнародним стандартам.

У зв'язку з цим, виникає необхідність контролювати показники якості природного газу вздовж усього ланцюга постачання не в добровільному порядку, а в обов'язковому застосуванні норм щодо якості природного газу, які будуть затверджені на нормативно-правовому рівні.

Основні групи (підгрупи), на які проблема справляє вплив:

Групи (підгрупи)	Так	Ні
Громадяни	Так	–
Держава	Так	–
Суб'єкти господарювання	Так	–
у тому числі суб'єкти малого підприємництва	Так	–

Визначена проблема не може бути вирішена за допомогою ринкових механізмів, оскільки розв'язання проблеми потребує нормативно-правового регулювання.

## II. Цілі державного регулювання

Основними цілями державного регулювання є:

встановлення вимог до природного газу, зокрема, біометану, які вводяться в обіг виробниками, імпортерами, уповноваженими представниками виробників, які надаються на ринку України постачальниками та які транспортуються газотранспортною системою України, розподіляються системами Оператора газорозподільних систем, зберігаються у підземних сховищах газу Оператора підземних сховищах газу, зріджуються та регазифікуються установками LNG з метою захисту життя та здоров'я людей, тварин, рослин, охорони довкілля та природних ресурсів, захисту майна, забезпечення енергоефективності, національної безпеки та запобігання підприємницькій практиці, що вводить споживача в оману;

підвищення відповідальності суб'єктів господарювання за якість природного газу, шляхом впровадження в Україні системи технічного регулювання у газовій сфері через процедури оцінки відповідності під час введення в обіг та надання на ринку природного газу;

впровадження засади державного ринкового нагляду у сфері газопостачання.

## III. Визначення та оцінка альтернативних способів досягнення цілей

### 1. Визначення альтернативних способів

Вид альтернативи	Опис альтернативи
Альтернатива 1 Залишення існуючої ситуації без змін	Залишення існуючої ситуації без змін призведе до: подальшого постачання неякісного природного газу, який надходить до помешкань громадян за технічно застарілим стандартом СРСР ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия»; не виконання Україною відповідних зобов'язань у сфері технічного регулювання; не врахування інтересів усіх зацікавлених сторін (держави, суб'єктів господарювання та споживачів).

<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Виконання положень Закону України «Про ринок природного газу» щодо визначення якості природного газу технічними регламентами та нормами.</p> <p>Встановлення обов'язкових до застосування вимог до якості природного газу на заміну вимогам, встановленим у стандарті ГОСТ 5542-87. Основні положення, норми якості встановлені у проекті, відповідають європейським стандартам та враховують національні особливості.</p> <p>Запровадження в Україні обов'язкових норми якості природного газу та механізмів технічного регулювання, що відповідатимуть європейським стандартам, що створять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі; забезпечать можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу, що сприятиме захисту життя та здоров'я людей, національній безпеці та запобіганню підприємницькій практиці, що вводить в оману споживача.</p> <p>Прийняття регуляторного акта є єдиним прийнятним способом для досягнення встановленої мети.</p>
--	--

## 2. Оцінка вибраних альтернативних способів досягнення цілей

### Оцінка впливу на сферу інтересів держави

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
<p>Альтернатива 1</p> <p>Залишення існуючої ситуації без змін</p>	<p>Відсутні</p>	<p>Альтернатива є непринятною, оскільки: не передбачає нормативно-правового регулювання якості та безпечності природного газу; підвищує ризики аварійних ситуацій.</p>
<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Впровадження в Україні обов'язкових вимог до якості природного газу, ідентичних до вимог країн Європейського Союзу, що дозволить усунути технічні бар'єри у торгівлі та спростити доступ до газового ринку ЄС.</p> <p>Імплементация європейських стандартів.</p> <p>Створення умов державному ринковому нагляду ефективно контролювати ринок природного газу.</p>	<p>Відсутні</p>

## Оцінка впливу на сферу інтересів громадян

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1	Відсутні	Відсутні
Альтернатива 2	Забезпечення громадян України: якісним природним газом; щомісячною поінформованістю споживачів про якість природного газу. Захист прав та інтересів споживача.	Відсутні

## Оцінка впливу на сферу інтересів суб'єктів господарювання

Показник	Великі	Середні	Малі	Мікро	Разом
Кількість суб'єктів господарювання у галузі електроенергетики, що підпадають під дію регулювання, одиниць	2	348	–	–	350
Питома вага групи за ступенем ризику у загальній кількості, відсотків	0,6 %	99,4	–	–	100%

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Залишення існуючої ситуації без змін не дозволить усунути технічні бар'єри у торгівлі та спростити доступ до газового ринку ЄС.
Альтернатива 2  Прийняття проекту постанови	Перехід на сучасні норми якості та безпечності природного газу, який підвищить рівень конкурентоспроможності підприємств на внутрішньому та зовнішньому ринках природного газу. Імплементация європейських стандартів на підприємствах України дозволить суб'єктам господарювання вийти на європейський науково-технічний рівень з постачання природного газу. Впровадження на підприємствах процедур оцінки відповідності та моніторингу природного газу збільшить прозорість діяльності суб'єктів господарювання та збільшить довіру споживачів.	Відсутні



Внаслідок дії регуляторного акта додаткові суми витрат у суб'єктів господарювання відсутні.

#### IV. Вибір найбільш оптимального альтернативного способу досягнення цілей

Рейтинг результативності (досягнення цілей під час вирішення проблеми)	Бал результативності (за чотирибальною системою оцінки)	Коментарі щодо присвоєння відповідного бала
Альтернатива 1	1	Відсутність можливості досягнення цілей державного регулювання альтернативним способом. Проблема продовжить існувати.
Альтернатива 2	4	Імплементация стандартів країн ЄС в законодавство України. Цілі прийняття регуляторного акта можуть бути досягнуті повною мірою.

Рейтинг результативності	Вигоди (підсумок)	Витрати (підсумок)	Обґрунтування відповідного місця альтернативи у рейтингу
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Відсутні	Подальше постачання неякісного природного газу, який надходить до помешкань громадян за технічно застарілим стандартом та не виконання Україною відповідних зобов'язань у сфері технічного регулювання в рамках Угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом.

<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Запровадження в Україні обов'язкових норм якості та безпеки природного газу. Впровадження механізмів технічного регулювання, що відповідатимуть європейським стандартам та створять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі. Забезпечення можливості незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу, що сприятиме захисту життя та здоров'я людей, національній безпеці та запобіганню підприємницькій практиці, що вводить в оману споживача.</p>	<p>Відсутні</p>	<p>Впровадження регуляторного акта дозволить досягти зазначених цілей державного регулювання.</p>
--	--	-----------------	---

Рейтинг	Аргументи щодо переваги обраної альтернативи / причини відмови від альтернативи	Оцінка ризику зовнішніх чинників на дію запропонованого регуляторного акта
<p>Альтернатива 1</p> <p>Залишення існуючої ситуації без змін</p>	<p>Не забезпечує врегулювання визначеної проблеми, залишає ситуацію без змін.</p>	<p>Невиконання Україною зобов'язань у рамках Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, в частині впровадження в Україні міжнародних механізмів технічного регулювання у сфері якості природного газу, що відповідають європейським стандартам.</p>

<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Забезпечує повною мірою досягнення цілей державного регулювання стосовно вимог до природного газу, утворення умов для усунення технічних бар'єрів у торгівлі, забезпечення енергетичної ефективності, національної безпеки, охорони навколишнього середовища, постачання споживачу якісного природного газу.</p>	<p>Відсутні</p>
--	---	-----------------

### V. Механізми та заходи, які забезпечать розв'язання визначеної проблеми

Механізмом, який забезпечить розв'язання визначеної проблеми є прийняття проекту постанови, яка сприятиме виконанню Україною зобов'язань у рамках Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, що забезпечить впровадження в Україні міжнародних механізмів технічного регулювання у сфері якості природного газу, що відповідатимуть європейським стандартам, забезпечить можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу введеного в обіг та наданого споживачу.

Міненерго для впровадження регуляторного акта має погодити проект із заінтересованими органами державної влади та подати його на розгляд Кабінету Міністрів України.

### VI. Оцінка виконання вимог регуляторного акта залежно від ресурсів, якими розпоряджаються органи виконавчої влади чи органи місцевого самоврядування, фізичні та юридичні особи, які повинні проваджувати або виконувати ці вимоги

Витрати на виконання вимог регуляторного акта для центральних органів виконавчої влади та органи місцевого самоврядування не передбачаються.

Державне регулювання не передбачає утворення нового державного органу (або нового структурного підрозділу діючого органу).

Тест малого підприємництва (М-Тест) не проводився, оскільки для виконання вимог регуляторного акта у малих і мікро суб'єктів господарювання витрати будуть відсутні.

### VII. Обґрунтування запропонованого строку дії регуляторного акта

Строк дії регуляторного акта не обмежений у часі, що дасть змогу досягти цілей державного регулювання повною мірою.

Регуляторний акт набирає чинності через вісімнадцять місяців з дня його офіційного опублікування.

### **VIII. Визначення показників результативності дії регуляторного акта**

Прогнозовані показники результативності регуляторного акта:

- а) кількість проведених випробувань призначеними органами з оцінки відповідності, випробувальними лабораторіями, акредитованими Національним агентством з акредитації України, та виявлених порушень вимог Технічного регламенту;
- б) кількість скарг фізичних та юридичних осіб на незадовільну якість та тиск природного газу – зменшиться;
- в) розмір надходжень до державного та місцевих бюджетів і державних цільових фондів, пов'язаних з дією акта – не зміниться;
- г) кількість суб'єктів господарювання та/або фізичних осіб, на яких поширюватиметься дія акта – поширюється на виробників природного газу, імпортерів, розповсюджувачів, уповноважених представників, а також операторів газотранспортної, газорозподільних систем, газосховищ та установок LNG;
- д) рівень проінформованості суб'єктів господарювання стосовно основних положень регуляторного акта – високий.

Проект регуляторного акта та відповідний аналіз регуляторного впливу розміщено на офіційному вебсайті Міністерства енергетики України в мережі Інтернет <https://www.mev.gov.ua>.

### **IX. Визначення заходів, за допомогою яких здійснюватиметься відстеження результативності дії регуляторного акта**

Відстеження результативності дії регуляторного акта буде здійснюватися Міністерством енергетики України статистичним методом на основі аналізу показників результативності.

Міністр енергетики України  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 р.

Герман ГАЛУЩЕНКО

**АНАЛІЗ РЕГУЛЯТОРНОГО ВПЛИВУ**  
**до проєкту постанови Кабінету Міністрів України**  
**«Про затвердження Технічного регламенту природного газу»**

**I. Визначення проблеми**

Проєкт постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту природного газу» (далі – проєкт постанови) розроблено відповідно до статей 12, 18 Закону України «Про ринок природного газу», законів України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності», «Про загальну безпечність нехарчової продукції», Кодексу газотранспортної системи, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2493, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1378/27823, Кодексу газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2494, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1379/27824, Кодексу газосховищ та критеріїв, згідно з якими до певного газосховища застосовується режим договірної доступу або режим регульованого доступу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30 вересня 2015 року № 2495, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1380/27825 та з урахуванням положень європейських стандартів (EN).

В Україні якість природного газу (його фізико-хімічні показники), що постачається споживачам, у тому числі населенню, повинна відповідати стандарту ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».

Стандарт встановлює мінімально допустимі значення нижчої теплоти згорання природного газу 7600 ккал/м<sup>3</sup> (31,8 МДж/м<sup>3</sup>). Допустимий діапазон вищого числа Воббе регламентується від 9840 ккал/м<sup>3</sup> (41,2 МДж/м<sup>3</sup>) до 13020 ккал/м<sup>3</sup> (54,5 МДж/м<sup>3</sup>) з допустимим максимальним відхиленням від номінального значення  $\pm 5\%$ . Але цим стандартом вміст метану, азоту, водню чи важких вуглеводнів у природному газу не нормується.

Кодексом газотранспортної системи встановлюються норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, але не для використання споживачем, а для газу, який допускається до транспортування газотранспортною системою.

Наразі до споживачів шести областей України подається природний газ із показниками теплоти згорання нижчої, що наближена до мінімальної в наслідок чого знижується ефективність та термін експлуатації спалювальних газових приладів, що приводить до аварійних ситуацій

№ пп	Область	Теплота згорання нижча (ТЗН), ккал/м <sup>3</sup>			Теплота згорання вища (ТЗВ), ккал/м <sup>3</sup>		
		мінімальна	максимальна	середньозважена	мінімальна	максимальна	середньозважена
1	Вінницька	8 207	8 455	8 344	9 165	9 360	9 239
2	Волинська	7 834	8 438	8 211	8 689	9 346	9 102
3	Дніпропетровська	8 218	9 052	8 418	9 107	10 002	9 323
	Одеська	8 326	8 326	8 326	9 222	9 222	9 222



Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01  
 КЕП: Галушенко Г. В. 24.05.2023 18:43  
 3ED5083160DBC59B040000007CDD0600BFB5FF00  
 №26/1.1-7.3-10485 від 24.05.2023

5	Житомирська	8 228	8 317	8 273	9 112	9 193	9 157
6	Закарпатська	8 141	8 448	8 348	9 024	9 354	9 249
7	Запорізька	8 315	8 508	8 395	9 205	9 413	9 293
8	Івано-Франківська	7 612	8 718	8 345	8 446	9 642	9 239
9	Київська	8 207	9 272	8 275	9 088	9 360	9 158
10	Кіровоградська	7 925	8 453	8 056	8 787	9 363	8 931
11	Луганська	газ не подається					
12	Львівська	7 891	8 653	8 021	8 756	9 573	8 895
13	Миколаївська	8 324	8 453	8 408	9 125	9 363	9 310
14	Одеська	8 216	8 459	8 384	9 077	9 366	9 283
15	Полтавська	7 925	8 597	8 027	8 787	9 508	8 895
16	Рівненська	7 966	8 371	8 239	8 835	9 269	9 127
17	Сумська	8 158	8 465	8 341	9 034	9 372	9 233
18	Тернопільська	8252	8 458	8 329	9 134	9 365	9 223
19	Харківська	7 848	8 739	8 229	8 687	9 659	9 111
20	Херсонська	8352	8 458	8 436	9 255	9 363	9 341
21	Хмельницька	8 228	8 458	8 296	9 112	9 365	9 182
22	Черкаська	8 228	9 272	8 268	9 107	9 360	9 151
23	Чернівецька	7 906	8 711	8 419	8 773	9 635	9 323
24	Чернігівська	8 221	8 286	8 250	9 105	9 174	9 135
	м. Київ	8 207	8 324	8 261	9 088	9 212	9 143

Всі прилади, що використовують природний газ як паливо, повинні випробуватись на газових сумішах, які визначаються Національним стандартом ДСТУ EN 437:2018 (EN 437:2018, IDT) «Випробувальні гази. Випробувальний тиск». Якщо теплота згоряння природного газу в реальних умовах не перевищує теплоту згоряння тестового газу для випробування на неповноту згоряння (поява жовтих або червоних язиків полум'я) за цим стандартом, то такий газ може складати ризики виникнення аварій.

Крім того, наразі на жодному газовидобувному підприємстві України не застосовуються технології з вилучення CO<sub>2</sub> з природного газу, що в свою чергу негативно впливає на якісні показники природного газу.

Тому, проектом постанови передбачається термін до 2025 року для приведення CO<sub>2</sub> в природному газі газовидобувними компаніями.

Наказом ДП «УкрНДНЦ» від 14.12.2015 № 187 «Про скасування міждержавних стандартів в Україні, що розроблені до 1992 року» припинено дію на території України стандартів СРСР, а саме:

ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.1.011-78 «ССБТ. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний»;

ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги»;

ГОСТ 20061-84 «Газы горючие природные. Метод определения температуры точки росы углеводородов»;

ГОСТ 22387.4-77 «Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли»;

ГОСТ 22667-82 «Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа «Воббе» та інші.

Разом з тим, наказом ДП «УкрНДНЦ» від 26.12.2017 № 459 чинність ГОСТу 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия» подовжується до затвердження нового нормативно-правового акту щодо якості природного газу, який відповідатиме європейським та міжнародним стандартам.

У зв'язку з цим, виникає необхідність контролювати показники якості природного газу вздовж усього ланцюга постачання не в добровільному порядку, а в обов'язковому застосуванні норм щодо якості природного газу, які будуть затверджені на нормативно-правовому рівні.

Основні групи (підгрупи), на які проблема справляє вплив:

Групи (підгрупи)	Так	Ні
Громадяни	Так	–
Держава	Так	–
Суб'єкти господарювання	Так	–
у тому числі суб'єкти малого підприємництва	Так	–

Визначена проблема не може бути вирішена за допомогою ринкових механізмів, оскільки розв'язання проблеми потребує нормативно-правового регулювання.

## II. Цілі державного регулювання

Основними цілями державного регулювання є:

встановлення вимог до природного газу, зокрема, біометану, які вводяться в обіг виробниками, імпортерами, уповноваженими представниками виробників, які надаються на ринку України постачальниками та які транспортуються газотранспортною системою України, розподіляються системами Оператора газорозподільних систем, зберігаються у підземних сховищах газу Оператора підземних сховищах газу, зріджуються та регазифікуються установками LNG з метою захисту життя та здоров'я людей, тварин, рослин, охорони довкілля та природних ресурсів, захисту майна, забезпечення енергоефективності, національної безпеки та запобігання підприємницькій практиці, що вводить споживача в оману;

підвищення відповідальності суб'єктів господарювання за якість природного газу, шляхом впровадження в Україні системи технічного регулювання у газовій сфері через процедури оцінки відповідності під час введення в обіг та надання на ринку природного газу;

впровадження засади державного ринкового нагляду у сфері газопостачання.

## III. Визначення та оцінка альтернативних способів досягнення цілей

### 1. Визначення альтернативних способів

Вид альтернативи	Опис альтернативи
Альтернатива 1 Залишення існуючої ситуації без змін	Залишення існуючої ситуації без змін призведе до: подальшого постачання неякісного природного газу, який надходить до помешкань громадян за технічно застарілим стандартом СРСР ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия»; не виконання Україною відповідних зобов'язань у сфері технічного регулювання; не врахування інтересів усіх зацікавлених сторін (держави, суб'єктів господарювання та споживачів).

<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Виконання положень Закону України «Про ринок природного газу» щодо визначення якості природного газу технічними регламентами та нормами.</p> <p>Встановлення обов'язкових до застосування вимог до якості природного газу на заміну вимогам, встановленим у стандарті ГОСТ 5542-87. Основні положення, норми якості встановлені у проекті, відповідають європейським стандартам та враховують національні особливості.</p> <p>Запровадження в Україні обов'язкових норми якості природного газу та механізмів технічного регулювання, що відповідатимуть європейським стандартам, що створять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі; забезпечать можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу, що сприятиме захисту життя та здоров'я людей, національній безпеці та запобіганню підприємницькій практиці, що вводить в оману споживача.</p> <p>Прийняття регуляторного акта є єдиним прийнятним способом для досягнення встановленої мети.</p>
--	--

## 2. Оцінка вибраних альтернативних способів досягнення цілей

### Оцінка впливу на сферу інтересів держави

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
<p>Альтернатива 1</p> <p>Залишення існуючої ситуації без змін</p>	<p>Відсутні</p>	<p>Альтернатива є неприйнятною, оскільки: не передбачає нормативно-правового регулювання якості та безпечності природного газу; підвищує ризики аварійних ситуацій.</p>
<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Впровадження в Україні обов'язкових вимог до якості природного газу, ідентичних до вимог країн Європейського Союзу, що дозволить усунути технічні бар'єри у торгівлі та спростити доступ до газового ринку ЄС.</p> <p>Імплементация європейських стандартів.</p> <p>Створення умов державному ринковому нагляду ефективно контролювати ринок природного газу.</p>	<p>Відсутні</p>



## Оцінка впливу на сферу інтересів громадян

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1	Відсутні	Відсутні
Альтернатива 2	Забезпечення громадян України: якісним природним газом; щомісячною поінформованістю споживачів про якість природного газу. Захист прав та інтересів споживача.	Відсутні

## Оцінка впливу на сферу інтересів суб'єктів господарювання

Показник	Великі	Середні	Малі	Мікро	Разом
Кількість суб'єктів господарювання у галузі електроенергетики, що підпадають під дію регулювання, одиниць	2	348	–	–	350
Питома вага групи за ступенем ризику у загальній кількості, відсотків	0,6 %	99,4	–	–	100%

Вид альтернативи	Вигоди	Витрати
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Залишення існуючої ситуації без змін не дозволить усунути технічні бар'єри у торгівлі та спростити доступ до газового ринку ЄС.
Альтернатива 2  Прийняття проекту постанови	Перехід на сучасні норми якості та безпечності природного газу, який підвищить рівень конкурентоспроможності підприємств на внутрішньому та зовнішньому ринках природного газу. Імплементация європейських стандартів на підприємствах України дозволить суб'єктам господарювання вийти на європейський науково-технічний рівень з постачання природного газу. Впровадження на підприємствах процедур оцінки відповідності та моніторингу природного газу збільшить прозорість діяльності суб'єктів господарювання та збільшить довіру споживачів.	Відсутні

Внаслідок дії регуляторного акта додаткові суми витрат у суб'єктів господарювання відсутні.

#### IV. Вибір найбільш оптимального альтернативного способу досягнення цілей

Рейтинг результативності (досягнення цілей під час вирішення проблеми)	Бал результативності (за чотирибальною системою оцінки)	Коментарі щодо присвоєння відповідного бала
Альтернатива 1	1	Відсутність можливості досягнення цілей державного регулювання альтернативним способом. Проблема продовжить існувати.
Альтернатива 2	4	Імплементация стандартів країн ЄС в законодавство України. Цілі прийняття регуляторного акта можуть бути досягнуті повною мірою.

Рейтинг результативності	Вигоди (підсумок)	Витрати (підсумок)	Обґрунтування відповідного місця альтернативи у рейтингу
Альтернатива 1  Залишення існуючої ситуації без змін	Відсутні	Відсутні	Подальше постачання неякісного природного газу, який надходить до помешкань громадян за технічно застарілим стандартом та не виконання Україною відповідних зобов'язань у сфері технічного регулювання в рамках Угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом.

<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Запровадження в Україні обов'язкових норм якості та безпеки природного газу. Впровадження механізмів технічного регулювання, що відповідатимуть європейським стандартам та створять умови для усунення технічних бар'єрів у торгівлі. Забезпечення можливості незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу, що сприятиме захисту життя та здоров'я людей, національній безпеці та запобіганню підприємницькій практиці, що вводить в оману споживача.</p>	<p>Відсутні</p>	<p>Впровадження регуляторного акта дозволить досягти зазначених цілей державного регулювання.</p>
--	--	-----------------	---

Рейтинг	Аргументи щодо переваги обраної альтернативи / причини відмови від альтернативи	Оцінка ризику зовнішніх чинників на дію запропонованого регуляторного акта
<p>Альтернатива 1</p> <p>Залишення існуючої ситуації без змін</p>	<p>Не забезпечує врегулювання визначеної проблеми, залишає ситуацію без змін.</p>	<p>Невиконання Україною зобов'язань у рамках Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, в частині впровадження в Україні міжнародних механізмів технічного регулювання у сфері якості природного газу, що відповідають європейським стандартам.</p>

<p>Альтернатива 2</p> <p>Прийняття проекту постанови</p>	<p>Забезпечує повною мірою досягнення цілей державного регулювання стосовно вимог до природного газу, утворення умов для усунення технічних бар'єрів у торгівлі, забезпечення енергетичної ефективності, національної безпеки, охорони навколишнього середовища, постачання споживачу якісного природного газу.</p>	<p>Відсутні</p>
--	---	-----------------

### V. Механізми та заходи, які забезпечать розв'язання визначеної проблеми

Механізмом, який забезпечить розв'язання визначеної проблеми є прийняття проекту постанови, яка сприятиме виконанню Україною зобов'язань у рамках Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, що забезпечить впровадження в Україні міжнародних механізмів технічного регулювання у сфері якості природного газу, що відповідатимуть європейським стандартам, забезпечить можливість незалежного контролю та оцінки відповідності природного газу введеного в обіг та наданого споживачу.

Міненерго для впровадження регуляторного акта має погодити проект із заінтересованими органами державної влади та подати його на розгляд Кабінету Міністрів України.

### VI. Оцінка виконання вимог регуляторного акта залежно від ресурсів, якими розпоряджаються органи виконавчої влади чи органи місцевого самоврядування, фізичні та юридичні особи, які повинні проваджувати або виконувати ці вимоги

Витрати на виконання вимог регуляторного акта для центральних органів виконавчої влади та органи місцевого самоврядування не передбачаються.

Державне регулювання не передбачає утворення нового державного органу (або нового структурного підрозділу діючого органу).

Тест малого підприємництва (М-Тест) не проводився, оскільки для виконання вимог регуляторного акта у малих і мікро суб'єктів господарювання витрати будуть відсутні.

### VII. Обґрунтування запропонованого строку дії регуляторного акта

Строк дії регуляторного акта не обмежений у часі, що дасть змогу досягти цілей державного регулювання повною мірою.

Регуляторний акт набирає чинності через вісімнадцять місяців з дня його офіційного опублікування.

### **VIII. Визначення показників результативності дії регуляторного акта**

Прогнозовані показники результативності регуляторного акта:

- а) кількість проведених випробувань призначеними органами з оцінки відповідності, випробувальними лабораторіями, акредитованими Національним агентством з акредитації України, та виявлених порушень вимог Технічного регламенту;
- б) кількість скарг фізичних та юридичних осіб на незадовільну якість та тиск природного газу – зменшиться;
- в) розмір надходжень до державного та місцевих бюджетів і державних цільових фондів, пов'язаних з дією акта – не зміниться;
- г) кількість суб'єктів господарювання та/або фізичних осіб, на яких поширюватиметься дія акта – поширюється на виробників природного газу, імпортерів, розповсюджувачів, уповноважених представників, а також операторів газотранспортної, газорозподільних систем, газосховищ та установок LNG;
- д) рівень проінформованості суб'єктів господарювання стосовно основних положень регуляторного акта – високий.

Проект регуляторного акта та відповідний аналіз регуляторного впливу розміщено на офіційному вебсайті Міністерства енергетики України в мережі Інтернет <https://www.mev.gov.ua>.

### **IX. Визначення заходів, за допомогою яких здійснюватиметься відстеження результативності дії регуляторного акта**

Відстеження результативності дії регуляторного акта буде здійснюватися Міністерством енергетики України статистичним методом на основі аналізу показників результативності.

Міністр енергетики України  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 р.

Герман ГАЛУЩЕНКО