



НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ

ПОСТАНОВА

30.09.2015 № 2493

Зареєстровано в Міністерстві
юстиції України
06 листопада 2015 р.
за № 1378/27823

Про затвердження Кодексу газотранспортної системи

{Із змінами, внесеними згідно з Постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

№ 304 від 10.03.2016

№ 84 від 26.01.2017

№ 615 від 28.04.2017

№ 1437 від 27.12.2017

№ 1079 від 25.09.2018

№ 1282 від 30.10.2018

№ 558 від 12.04.2019

№ 580 від 22.04.2019}

Відповідно до статей 4 та 33 Закону України "Про ринок природного газу", Положення про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого Указом Президента України від 10 вересня 2014 року № 715, Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, **ПОСТАНОВЛЯЄ**:

1. Затвердити **Кодекс газотранспортної системи**, що додається.

2. Оператору газотранспортної системи забезпечити:

подання на розгляд Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, змін до Кодексу газотранспортної системи у частині визначення порядку проведення аукціонів розподілу потужності у двомісячний строк з дня набрання чинності цією постановою;

розміщення на власному веб-сайті в мережі Інтернет чинної редакції Кодексу газотранспортної системи та **Типового договору транспортування природного газу** протягом десятиденного строку з дня набрання чинності цією постановою;

звернення до Центрального видавничого бюро ENTSOG для отримання Оператором газотранспортної системи ЕІС-коду (Energy Identification Code) як місцевого видавничого бюро для забезпечення видачі ЕІС-кодів суб'єктам газового ринку України протягом десятиденного строку з дня набрання чинності цією постановою;

присвоєння підключеним до газотранспортної системи споживачам та операторам газосховищ і установки LNG їх персональних ЕІС-кодів як суб'єктів ринку природного газу та забезпечення можливості отримання іншими суб'єктами ринку природного газу (крім споживачів, які підключені до газорозподільних систем) їх персональних ЕІС-кодів протягом десятиденного строку з дня отримання власного ЕІС-коду як місцевого видавничого бюро;

відповідно до вимог глави 1 розділу III Кодексу газотранспортної системи забезпечити на кожній газорозподільній станції, що на законних підставах перебуває в його власності чи користуванні, організацію та облаштування місць контрольного відбору проб природного газу протягом двох років з дати набрання чинності цією постановою або у цей самий період встановити автоматичний потоковий прилад (зокрема, автоматичні хроматограф та вологомір), який на безперервній основі буде забезпечувати контроль компонентного складу, теплоти згоряння та температури точки роси за вологою природного газу з можливістю дистанційного їх контролю та передачі даних відповідним суміжним суб'єктам ринку природного газу.

3. Ця постанова набирає чинності з дня її офіційного опублікування.

{Пункт 3 із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

4. Департаменту із регулювання відносин у нафтогазовій сфері в установленому порядку забезпечити подання цієї постанови на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України.

Голова Комісії

Д. Вовк

ЗАТВЕРДЖЕНО**Постанова**

**Національної комісії, що здійснює
державне регулювання
у сферах енергетики
та комунальних послуг
30.09.2015 № 2493**

**Зареєстровано в Міністерстві
юстиції України
06 листопада 2015 р.
за № 1378/27823**

КОДЕКС газотранспортної системи

I. Загальні положення

1. Загальні засади, терміни та скорочення

1. Цей Кодекс розроблено відповідно до Законів України "Про ринок природного газу", "Про метрологію та метрологічну діяльність", "Про трубопровідний транспорт", "Про нафту і газ", "Про природні монополії" та інших нормативно-правових актів.

2. Цей Кодекс є регламентом функціонування газотранспортної системи України та визначає правові, технічні, організаційні та економічні засади функціонування газотранспортної системи України.

3. Дія цього Кодексу поширюється на всіх суб'єктів ринку природного газу України: операторів суміжних систем, газовидобувні підприємства, замовників, споживачів та постачальників природного газу незалежно від підпорядкування та форми власності, а також операторів торгових платформ.

{Пункт 3 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

4. Доступ суб'єктів ринку природного газу до газотранспортної системи здійснюється на принципах:

рівного права доступу та приєднання для всіх суб'єктів ринку природного газу;

збереження цілісності, безпечної та стабільної роботи газотранспортної системи;

надання оператором газотранспортної системи послуг доступу та приєднання виключно на договірних засадах;

надання оператором газотранспортної системи послуг належної якості;

своєчасної та повної оплати послуг, наданих оператором газотранспортної системи;

сприяння підвищенню ліквідності ринку природного газу, зокрема розвитку оптового ринку короткострокових продуктів;

{Пункт 4 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

відповідальності всіх суб'єктів ринку природного газу за дотримання правил балансування, встановлених цим Кодексом, зокрема в частині сплати та одержання плати за добовий небаланс та плати за нейтральність балансування, для забезпечення найбільш ефективної торгівлі природним газом.

{Пункт 4 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

5. Терміни, що використовуються в цьому Кодексі, мають такі значення:

адміністратор аукціонної платформи - підприємство, яке здійснює управління аукціонною платформою та організовує і забезпечує проведення на ній аукціонів розподілу потужностей у фізичних точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом другим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

алокаційний алгоритм - механізм розподілення між постачальниками обсягів постачання природного газу на одну точку комерційного обліку споживача, якій присвоєно окремий ЕІС-код, в одному розрахунковому періоді;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом третім згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 558 від 12.04.2019}

{Абзац третій пункту 5 глави 1 розділу I виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

алокація - обсяг природного газу, віднесений оператором газотранспортної системи в точках входу/виходу до/з газотранспортної системи по замовниках послуг транспортування (у тому числі в розрізі їх контрагентів (споживачів)) з метою визначення за певний період обсягів небалансу таких замовників;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017; із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

аукціонна надбавка - різниця між ціною в останньому раунді аукціону і стартовою ціною за одиницю потужності;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

аукціонна платформа - інформаційна система в мережі Інтернет, що включає апаратне та програмне забезпечення і використовується для проведення аукціонів відповідно до вимог розділу XIX цього Кодексу;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

аукціонна премія - грошові кошти, які підлягають сплаті учасником аукціону, який за результатами аукціону отримав доступ до розподілу потужності, на користь оператора газотранспортної системи;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

аукціонне зобов'язання - безвідклична, безумовна банківська гарантія, видана відповідно до вимог чинного законодавства України, яка надається оператору газотранспортної системи замовником послуг транспортування з метою гарантування своїх фінансових зобов'язань щодо оплати аукціонної премії;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

аукціонний внесок - грошові кошти, які надаються оператору газотранспортної системи замовником послуг транспортування з метою гарантування своїх фінансових зобов'язань щодо оплати аукціонної премії;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

базова ціна газу (далі - БЦГ) - ціна природного газу, яка формується протягом розрахункового періоду оператором газотранспортної системи на основі витрат на закупівлю, транспортування та зберігання природного газу та розміщується оператором газотранспортної системи на власному веб-сайті щомісяця у строк до 10-го числа поточного місяця;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

балансування системи - діяльність, яка здійснюється оператором газотранспортної системи в рамках надання послуг транспортування, що полягає у врівноваженні попиту та пропозиції природного газу у газотранспортній системі, що охоплює фізичне балансування та комерційне балансування;

банківська гарантія - вид забезпечення виконання зобов'язань, відповідно до якого банк-гарант бере на себе грошове зобов'язання перед оператором газотранспортної системи на його першу вимогу сплатити кошти за замовника послуг транспортування в разі невиконання останнім у повному обсязі або частково своїх фінансових зобов'язань перед оператором газотранспортної системи за договором транспортування природного газу. Банківська гарантія є належним фінансовим забезпеченням для цілей цього Кодексу, якщо вона є безвідкличною, непередаваною та безумовною;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

великий ціновий крок - встановлена оператором газотранспортної системи величина, на розмір якої в процесі проведення аукціону підвищується стартова ціна даного аукціону в кожному наступному раунді торгів аукціону;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

вища теплота згоряння - кількість теплоти, яку виділяє в результаті повного згоряння в повітрі визначена кількість природного газу, за умови, що реакція відбувається при постійному тиску; крім води, продукти згоряння знаходяться в газовому стані; вода, що виникає в процесі горіння, конденсується; всі продукти згоряння (у газоподібному стані та вода в рідинному стані) доводяться до тієї самої температури, яку мають субстрати;

відбір/споживання/подача, що вимірюється щодобово - обсяг природного газу, облік якого здійснюється комерційним вузлом обліку природного газу в установленому порядку, обладнаним системою дистанційної передачі даних;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

відбір/споживання/подача, що не вимірюється щодобово - обсяг природного газу, облік якого здійснюється комерційним вузлом обліку природного газу (у тому числі обладнаним обчислювачем/коректором), який не обладнаний системою дистанційної передачі даних;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

відчуження потужності - відчуження договірної потужності між двома замовниками послуг транспортування в межах газотранспортної системи;

вільна потужність - частина технічної потужності газотранспортної системи, право користування якою не надане замовникам послуг транспортування або не реалізоване замовником послуг транспортування згідно з договором транспортування природного газу;

віртуальна точка - точка в газотранспортній системі з невизначеним фізичним розташуванням;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

віртуальна торгова точка (віртуальна точка, на якій відбувається передача природного газу) - точка в газотранспортній системі з невизначеним фізичним розташуванням, у якій замовники послуг транспортування можуть здійснювати передачу природного газу, поданого до газотранспортної системи, на щоденній основі згідно з вимогами цього Кодексу;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанов Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017, № 1437 від 27.12.2017}

віртуальна точка на міждержавному з'єднанні - віртуальна точка входу/виходу, яка об'єднує дві чи більше фізичні точки входу/виходу до/з газотранспортної системи на міждержавному з'єднанні з однією сусідньою країною;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

газова біржа - товарна біржа (торгова платформа), що створена і здійснює діяльність відповідно до [Закону України](#) «Про товарну біржу» та з дотримання вимог, встановлених [Законом України](#) «Про ринок природного газу», цим Кодексом;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

газова доба - період часу з 05:00 всесвітньо координованого часу (далі - UTC) (з 07:00 за київським часом) дня до 05:00 UTC (до 07:00 за київським часом) наступного дня для зимового періоду та з 04:00 UTC (з 07:00 за київським часом) дня до 04:00 UTC (до 07:00 за київським часом) наступного дня для літнього періоду;

газова доба (D) - газова доба, в якій здійснюється надання послуг транспортування природного газу;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

газова доба (D+1) - газова доба, наступна за газовою добою (D);

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

газова доба (D-1) - газова доба, що передує газовій добі (D);

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

газовидобувне підприємство - суб'єкт господарювання, що займається видобутком (виробництвом) природного газу, у тому числі виробник біогазу або інших видів газу з альтернативних джерел;

газовий місяць - період часу, який розпочинається з першої газової доби поточного місяця і триває до початку першої газової доби наступного місяця;

газовий місяць (M) - газований місяць, в якому здійснюється надання послуг транспортування природного газу;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

газовий місяць (M+1) - газований місяць, наступний за газовим місяцем (M);

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

газовий місяць (M-1) - газований місяць, що передує газовому місяцю (M);

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

газовий рік - період часу, який розпочинається з першої газової доби жовтня поточного календарного року і триває до першої газової доби жовтня наступного календарного року;

газорозподільна зона - територія ліцензованої діяльності оператора газорозподільної системи;

гарантована потужність - потужність газотранспортної системи, яка надається замовнику з гарантією реалізації права її користування протягом періоду надання послуг транспортування природного газу;

диспетчерська служба - підрозділ оператора газотранспортної системи, який здійснює оперативно-диспетчерське керування газотранспортною системою;

договір приєднання - договір між оператором газотранспортної системи та замовником про приєднання об'єктів замовника до газотранспортної системи;

договір транспортування - договір, укладений між оператором газотранспортної системи та замовником послуг транспортування природного газу на основі типового договору транспортування природного газу, затвердженого Регулятором, згідно з яким оператор газотранспортної системи надає замовнику одну чи декілька складових послуг транспортування природного газу на період та умовах, визначених у такому договорі, а замовник послуг транспортування оплачує оператору газотранспортної системи вартість отриманих послуг (послуги);

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

договірні перевантаження - перевищення попиту на послуги із транспортування природного газу з гарантією реалізації права користування потужністю над обсягом технічної потужності;

електронний аукціон розподілу потужності (далі - аукціон) - конкурсна процедура, що проводиться на аукціонній платформі, в рамках якої здійснюється правочин щодо розподілення

доступу до потужності у фізичних точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях між учасниками аукціону;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

замовник послуг зберігання - юридична особа або фізична особа - підприємець, яка на підставі договору з оператором газосховища замовляє надання послуги зі зберігання (закачування, відбору) природного газу;

замовник послуг транспортування - юридична особа або фізична особа - підприємець, яка на підставі договору транспортування, укладеного з оператором газотранспортної системи, замовляє одну чи декілька складових послуг транспортування природного газу;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

замовник приєднання - юридична особа або фізична особа - підприємець, яка бажає приєднати свої об'єкти до газотранспортної системи;

запас газу в газопроводах - обсяг природного газу, який перебуває в газопроводі;

засоби дистанційної передачі даних - засоби, встановлені (організовані) в установленому порядку на комерційному ВОГ, які забезпечують на безперервній основі можливість дистанційного доступу до зазначених ВОГ з метою зчитування (контролю) та передачі їх даних каналами зв'язку до оператора газотранспортної системи, оператора газорозподільної системи, суміжного газовидобувного підприємства;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

зовнішнє газопостачання - газові мережі від місця забезпечення потужності до місця приєднання об'єкта або земельної ділянки замовника;

інформаційна платформа - електронна платформа у вигляді веб-додатка в мережі Інтернет, функціонування та керування якою забезпечується оператором газотранспортної системи, яка використовується для забезпечення надання послуг транспортування природного газу відповідно до вимог цього Кодексу;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

комерційне балансування - діяльність оператора газотранспортної системи, що полягає у визначенні та врегулюванні небалансу, який виникає з різниці між обсягами природного газу, що надійшли через точки входу, і обсягів природного газу, відібраного через точку виходу, у розрізі замовників послуг транспортування, що здійснюється на основі алокації;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

комерційний вузол обліку природного газу (ВОГ) - вузол обліку, що застосовується для проведення комерційних розрахунків при визначенні об'єму (обсягу) транспортування (споживання/постачання) природного газу в точці комерційного обліку;

короткостроковий стандартизований продукт - визначений обсяг природного газу, який продається і придбавається на торговій платформі на умовах передачі протягом газової доби (D) або (D+1) сім днів на тиждень відповідно до правил торгової платформи та положень цього Кодексу;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

малий ціновий крок - встановлена оператором газотранспортної системи величина, що не перевищує великий ціновий крок;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

маршрут визначення фізико-хімічних показників газу (далі - маршрут) - документ, в якому описано та схематично зображено маршрут переміщення газу від точки/точок визначення ФХП газу до точок входу або точок виходу до/з газотранспортної системи з відображенням місць відбору проб ФХП природного газу та/або встановлення автоматичних потокових приладів визначення ФХП газу та вказано номер маршруту;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

міждержавне з'єднання - місце з'єднання газотранспортної системи України з газотранспортною системою сусідньої держави;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

місце забезпечення (точка забезпечення) потужності - місце (точка) в існуючих газових мережах газотранспортного підприємства, від якого оператор газотранспортної системи забезпечує розвиток газових мереж з метою приєднання об'єктів замовника відповідної потужності;

місце приєднання (точка приєднання) - запроектована або існуюча межа балансової належності об'єктів замовника приєднання;

{Абзац п'ятдесят четвертий пункту 5 глави 1 розділу I виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

небаланс - різниця між обсягами природного газу, поданими замовником послуг транспортування для транспортування на точці входу, та відібраними замовником послуг транспортування з газотранспортної системи на точці виходу, що визначається відповідно до алокації;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

несанкціонований відбір природного газу - відбір природного газу за відсутності споживача в Реєстрі споживачів постачальника будь-якого постачальника протягом розрахункового періоду; без укладення відповідного договору з постачальником; шляхом самовільного під'єднання та/або з навмисно пошкодженими приладами обліку природного газу або поза охопленням приладами обліку; шляхом самовільного відновлення споживання природного газу;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

нижча теплота згоряння - кількість тепла, яку виділяє в результаті повного згоряння в повітрі визначена кількість природного газу за умови, що реакція відбувається при постійному тиску, а всі продукти згоряння знаходяться в газовому стані та доводяться до тієї самої температури, яку мали субстрати;

номінація - попереднє повідомлення, надане замовником послуг транспортування оператору газотранспортної системи, стосовно обсягів природного газу, які будуть подані

замовником послуг транспортування протягом доби до газотранспортної системи в точках входу та відібрані з газотранспортної системи в точках виходу;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу І в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

оперативний балансовий рахунок (ОБР) - документ, у якому оператори газотранспортних систем України та сусідньої країни та/або оператор газотранспортної системи України та оператор газосховища зазначають обсяги балансування природного газу за звітний період по кожному пункту приймання-передачі газу;

оператор суміжної системи - оператор газорозподільної системи, оператор газосховища, оператор установки LNG, оператор іншої газотранспортної системи, який співпрацює з оператором газотранспортної системи;

операція з віртуального заміщення природного газу - операція, при якій приймання-передача природного газу здійснюється шляхом документального оформлення зустрічних потоків природного газу: який знаходиться в суміжних газотранспортних системах, перевізниками-операторами газотранспортних систем України та сусідньої країни по кожному пункту приймання-передачі газу окремо, без його переміщення трубопровідним транспортом через митний кордон України; який надходить до газотранспортної системи та/або знаходиться у газосховищах України під митним контролем - перевізником-оператором газотранспортної системи України та оператором газосховища, без його фізичного закачування/відбору в/з газосховища;

оператор торгової платформи - суб'єкт господарювання, який на своїй електронній платформі організував та надав доступ іншим учасникам торгів для розміщення ними пропозицій про купівлю-продаж природного газу (включаючи можливість їх зміни або скасування) та реєстрації укладених угод купівлі-продажу природного газу між учасниками торгів;

{Пункт 5 глави 1 розділу І доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

період балансування - газова доба (D);

{Пункт 5 глави 1 розділу І доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

підключення до газотранспортної системи - фізичне підключення (врізка) об'єктів замовників до газотранспортної системи;

підтверджена номінація - підтверджений оператором газотранспортної системи обсяг природного газу замовника послуг транспортування, який буде прийнятий від замовника в точках входу до газотранспортної системи та переданий замовнику в точках виходу з газотранспортної системи у відповідний період;

{Абзац глави 1 розділу І із змінами, внесеними згідно з Постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016, № 1437 від 27.12.2017}

плата за добовий небаланс - це сума коштів, яку замовник послуг транспортування сплачує або отримує відповідно до розміру добового небалансу;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу І в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

плата за нейтральність балансування - плата, яка дорівнює різниці між коштами, які були отримані оператором газотранспортної системи або підлягають виплаті оператору газотранспортної системи, та коштами, які були сплачені оператором газотранспортної системи або підлягають виплаті оператором газотранспортної системи у зв'язку з діями, пов'язаними з балансуванням газотранспортної системи, що має бути стягнута оператором газотранспортної

системи із замовника послуг транспортування або виплачена оператором газотранспортної системи замовнику послуг транспортування;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

портфолію балансування - сукупність подач та відборів замовника послуг транспортування природного газу;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

послуга балансування - послуга, що надається оператору газотранспортної системи на підставі відповідного договору купівлі-продажу природного газу, необхідного для врегулювання короткострокових коливань попиту та пропозицій на природний газ, що не є короткостроковим стандартизованим продуктом;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

потужність - максимально допустиме перетікання обсягу природного газу, виражене в одиницях енергії до одиниці часу, що надається замовнику послуг транспортування відповідно до договору транспортування;

потужність приєднання - запланована максимальна можливість подачі або прийому природного газу за одну годину;

"правило меншого" - принцип, який застосовується оператором газотранспортної системи у випадках, якщо обсяг природного газу, зазначений в номінаціях/реномінаціях, у точці входу та точці виходу не співпадає і полягає в підтвердженні найменшого із заявлених обсягів природного газу в номінації/реномінації та інформує про це замовників послуг транспортування;

переривчаста потужність - потужність газотранспортної системи, яка надається замовнику без гарантії реалізації права користування нею, а з можливістю її обмеження (переривання) на умовах, визначених договором транспортування природного газу та цим Кодексом;

прямий споживач - споживач, об'єкти якого приєднані безпосередньо до газотранспортної системи;

раунд - період часу, протягом якого замовники послуг транспортування можуть подати, змінити або відкликати ставку учасника аукціону;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

рахунок умовного зберігання (ескроу) - банківський рахунок, режим функціонування якого визначений законодавством, відкритий учаснику торгів (замовнику послуг транспортування або оператору газотранспортної системи) для цілей здійснення розрахунків за природний газ, придбаний ним на торговій платформі;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1282 від 30.10.2018}

Реєстр споживачів постачальника - перелік споживачів, які в інформаційній платформі закріплені за певним постачальником у розрахунковому періоді;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

реномінація - заявка на зміну підтвердженої номінації;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу І в редакції Постанов Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016, № 1437 від 27.12.2017}

робочі дні - дні з понеділка до п'ятниці, за винятком святкових днів, передбачених законодавством, та робочих днів, перенесених на вихідні дні відповідно до законодавства;

розподіл потужності - частина договору транспортування, яка визначає порядок та умови надання і реалізації права на користування договірною потужністю, яке надається замовнику транспортування у визначеній точці входу або точці виходу;

розподілена (договірна) потужність - частина технічної потужності газотранспортної системи, яка розподілена замовнику послуг транспортування згідно з договорами транспортування;

розрахунковий період - газова доба (D) та/або газовий місяць (M), що складається з газових діб (D), в якій (якому) буде здійснюватися (здійснено) надання послуг транспортування природного газу та відповідно до якої (якого) будуть здійснюватися певні процедури, передбачені цим Кодексом, зокрема балансування обсягів природного газу, поданих та відібраних замовниками послуг транспортування природного газу в точках входу/виходу газотранспортної системи;

{Пункт 5 глави 1 розділу І доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

ставка учасника аукціону (далі - ставка) - пропозиція учасника аукціону щодо обсягу потужності, доступ до якої він планує отримати у відповідному раунді аукціону за відповідною ціною;

{Пункт 5 глави 1 розділу І доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

стартова ціна аукціону - ціна, запропонована в першому раунді аукціону, що дорівнює тарифу, встановленому Регулятором по точці входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;

{Пункт 5 глави 1 розділу І доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

суміжне газовидобувне підприємство - газовидобувне підприємство, промисловий газопровід якого безпосередньо підключений до газотранспортної системи;

{Пункт 5 глави 1 розділу І доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

суміжна система - інша газотранспортна система, газорозподільна система, газосховище, установка LNG, система суміжного газовидобувного підприємства, інша система, що мають фізичне з'єднання з газотранспортною системою;

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу І в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

технічні умови - документ, що визначає комплекс умов і вимог до інженерного забезпечення приєднання об'єкта системи газоспоживання або газопостачання та його підключення до газотранспортної системи і містить вихідні дані для проектування;

торгова платформа - електронна платформа, функціонування та керування якою забезпечується оператором торгової платформи, котра використовується учасниками торгів для розміщення пропозицій про купівлю-продаж природного газу (включаючи можливість їх зміни або скасування), у тому числі для врегулювання небалансів (короткострокових коливань попиту та пропозиції) протягом газової доби (D), на якій реєструються укладені угоди купівлі-продажу

природного газу та яка функціонує відповідно до правил та умов користування, визначених її оператором, з урахуванням вимог цього Кодексу; на якій оператор газотранспортної системи здійснює купівлю-продаж природного газу з метою забезпечення дій із врегулювання добових небалансів замовників послуг транспортування;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

торгове сповіщення - інформаційне повідомлення відповідно до форми, встановленої цим Кодексом, що направляється оператору газотранспортної системи від замовника послуг транспортування природного газу щодо обсягів природного газу, які він відчужив або набув;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017; із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

трансгосподарський газопровід - магістральний газопровід, що перетинає лінію кордону між Україною та сусідньою державою та призначений для сполучення газотранспортних систем України з газотранспортними системами цієї держави (далі - Інтерконектор);

управління системними обмеженнями - комплекс заходів, що здійснюються оператором газотранспортної системи в рамках наданих послуг транспортування з метою забезпечення безпечного функціонування газотранспортної системи, а також забезпечення необхідних технічних параметрів природного газу;

учасник аукціону - замовник послуг транспортування, який здійснив в установленому порядку реєстрацію на аукціонній платформі та надав оператору газотранспортної системи аукціонний внесок або аукціонне зобов'язання та дотримується інших вимог розділу XIX Кодексу;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

фізичне балансування - заходи, що вживаються оператором газотранспортної системи для забезпечення цілісності газотранспортної системи, а саме, необхідного співвідношення обсягів природного газу, що фізично надійшли через точки входу, і обсягів природного газу, фізично відібраного з точок виходу;

фізичні перевантаження - перевищення попиту на послуги із транспортування природного газу над обсягом технічної потужності газотранспортної системи;

цикл реномінацій - процес, що здійснюється оператором газотранспортної системи для надання замовнику послуг транспортування повідомлення щодо підтвердженого обсягу після отримання від нього реномінації;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

ціна аукціону - вартість одиниці потужності, яка розраховується як сума стартової ціни і аукціонної надбавки;

{Пункт 5 глави 1 розділу I доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

ЕІС-код - код енергетичної ідентифікації суб'єкта ринку природного газу та/або точки комерційного обліку, визначений за правилами Європейської мережі операторів газотранспортних систем (ENTSOG), з метою уніфікації та однозначної ідентифікації суб'єктів ринку природного газу та точок комерційного обліку, розміщених на об'єктах газової інфраструктури, у тому числі для участі у регіональних (міжнародних) газових ринках, та для

забезпечення спрощення процедур зміни постачальників природного газу та електронного обміну даними між суб'єктами ринку природного газу;

ENTSOG - європейська мережа операторів газотранспортних систем.

Інші терміни використовуються в цьому Кодексі у значеннях, наведених у Законах України "Про ринок природного газу", "Про метрологію та метрологічну діяльність", "Про трубопровідний транспорт", "Про нафту і газ", "Про забезпечення комерційного обліку природного газу", "Про регулювання містобудівної діяльності", "Про товарну біржу".

{Абзац пункту 5 глави 1 розділу І із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

2. Умови визначення обсягу та фізико-хімічних показників природного газу

1. Визначення обсягу та фізико-хімічних показників природного газу проводиться за нормальних та стандартних умов.

Нормальні умови

Визначення обсягу газу:

Тиск P_n :	101,325 кПа
Температура T_n :	273,15 К (= 0 °С)

Визначення вищої теплоти згоряння:

Тиск P_n	101,325 кПа
Температура згоряння T_{zg} :	298,15 К (= 25 °С)
Температура вимірювання T_n :	273,15 К (= 0 °С)

Стандартні умови

Визначення обсягу газу:

Тиск P_c :	101,325 кПа (760 мм рт. ст.)
Температура T_c :	293,15 К (= 20 °С)

Визначення нижчої теплоти згоряння:

Тиск P_c :	101,325 кПа
Температура згоряння T_{zg} :	298,15 К (= 25 °С)
Температура вимірювання T_c :	293,15 К (= 20 °С)

{Пункт 2 глави 2 розділу І виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

2. Перерахунки значень об'єму та теплоти згоряння на різні стандартні умови проводяться згідно з чинними нормативними документами.

3. Основні засади доступу до газотранспортної системи

1. Оператор газотранспортної системи на підставі договору транспортування природного газу та згідно з умовами, визначеними в цьому Кодексі, надає суб'єктам ринку природного газу:

право користування газотранспортною системою в межах розподілу потужностей на точках входу та виходу;

послуги транспортування природного газу газотранспортною системою в межах договірних потужностей та підтверджених номінацій.

{Пункт 1 глави 3 розділу I в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

2. Виробники біогазу або інших видів газу з альтернативних джерел мають право на отримання доступу до газотранспортних і газорозподільних систем, газосховищ, установок LNG та на приєднання до газотранспортних та газорозподільних систем за умови дотримання технічних норм та стандартів безпеки відповідно до законодавства та за умови, що біогаз або інші види газу з альтернативних джерел за своїми фізико-технічними характеристиками відповідають стандартам на природний газ.

3. Оператор газотранспортної системи, застосовуючи об'єктивні та прозорі засади, які забезпечують однакове поводження із замовниками послуг транспортування, а також беручи до уваги вимоги захисту довкілля, забезпечує:

стале функціонування газотранспортної системи та виконання договорів транспортування природного газу із замовником послуг транспортування;

функціонування газотранспортної системи в скоординований та ефективний спосіб зі збереженням необхідної надійності транспортування природного газу та його якості;

експлуатацію, ремонти мереж, установок та пристроїв газотранспортної системи разом зі з'єднаннями з іншими газовими системами в спосіб, що гарантує надійність функціонування газотранспортної системи;

спроможність газотранспортної системи задовольняти потреби у транспортуванні природного газу, а також можливість її розвитку при зростанні потреб в обсягах транспортування;

співпрацю з операторами суміжних систем або суб'єктами ринку природного газу з метою надійного та ефективного функціонування газових систем, а також координацію їх розвитку;

оперативно-диспетчерське управління транспортуванням природного газу, а також підтримку його якісних та кількісних параметрів у газотранспортній системі та в точках входу та виходу в/з неї;

вжиття заходів, необхідних для надійного функціонування газотранспортної системи;

балансування системи та управління перевантаженнями в газотранспортній системі, а також проведення розрахунків із замовниками послуг транспортування, які виникають через їх незбалансованість;

надання операторам суміжної системи, замовникам послуг транспортування інформації про умови надання послуг із транспортування;

управління перевантаженнями для замовників послуг транспортування та прямих споживачів;

впровадження періодичних досліджень потреби ринку в новій транспортній інфраструктурі, результати яких враховуються при підготовці планів розвитку.

4. Експлуатацію газотранспортної системи здійснює виключно оператор газотранспортної системи.

5. Оператор газотранспортної системи надає доступ до газотранспортної системи в межах технічної та вільної потужності газотранспортної системи.

6. У разі неочікуваного зростання споживання природного газу споживачами, виникнення перебоїв в транспортуванні природного газу, аварійної ситуації, що загрожує безпеці функціонування газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи зобов'язаний вжити заходів, передбачених цим Кодексом, Національним планом дій та правилами про безпеку постачання природного газу, затвердженими центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі (далі - Національний план дій, правила про безпеку постачання природного газу).

7. Оператор газотранспортної системи здійснює надання послуг транспортування природного газу з моменту отримання природного газу в точці входу та до моменту передачі природного газу в точці виходу.

8. Взаємодія оператора газотранспортної системи з оператором іншої газотранспортної системи регулюється угодою про взаємодію, яка укладається з урахуванням вимог цього Кодексу.

9. Замовник послуг транспортування користується потужністю газотранспортної системи на засадах, визначених [Законом України](#) "Про ринок природного газу", цим Кодексом, а також договором транспортування природного газу.

10. Прямий споживач забезпечує:

доступ оператора газотранспортної системи до вузлів обліку природного газу, які перебувають у його власності;

дотримання обмежень споживання природного газу, які полягають в обмеженні максимальної кількості споживання природного газу за годину та на добу згідно з повідомленнями оператора газотранспортної системи;

можливість цілодобового зв'язку оператора газотранспортної системи з прямим споживачем у разі виникнення раптових подій, які мають вплив на виконання транспортних послуг;

негайне виконання розпорядження диспетчерських служб оператора газотранспортної системи.

Прямий споживач, який є власником комерційного вузла обліку природного газу, зобов'язаний:

утримувати об'єкти газової інфраструктури в належному технічному стані;

виконувати періодичні перевірки та повірки вузла обліку в пункті одержання природного або передачі природного газу згідно з положеннями Кодексу та технічними нормами та стандартами;

інформувати оператора газотранспортної системи про терміни виконуваних періодичних перевірок, повірок та надання його представникам доступу до комерційного вузла обліку під час здійснення цих робіт;

забезпечувати доступ представників(а) оператора газотранспортної системи для перевірки належної роботи комерційного вузла обліку природного газу;

забезпечувати виконання перевірки належної роботи системи комерційного вузла обліку природного газу за кожним запитом оператора газотранспортної системи, але не частіше одного разу на тиждень;

надавати представникам оператора газотранспортної системи можливість пломбування комерційного вузла обліку газу;

надавати оператору газотранспортної системи можливість дистанційного зчитування даних вимірювання у разі функціонування системи телеметрії та встановлювати системи телеметрії;

надавати оператору газотransпортної системи можливість встановлення власної системи телеметрії.

Прямий споживач, який не є власником комерційного вузла обліку природного газу, зобов'язаний утримувати об'єкти газової інфраструктури в належному технічному стані та має право:

бути поінформованим про терміни періодичних перевірок та повірок, які виконуються службами оператора газотransпортної системи, і може бути присутнім під час здійснення цих робіт;

опломбовувати засоби вимірювальної техніки, допоміжні пристрої та елементи газопроводів у місцях, де несанкціоноване втручання може вплинути на результати вимірювань об'єму газу;

здійснювати дистанційне зчитування вимірювальних даних у разі функціонування системи телеметрії на газорозподільній станції;

встановлювати власну систему телеметрії в порядку, визначеному цим Кодексом, за відсутності телеметрії та надавати оператору газотransпортної системи можливість отримання даних.

II. Характеристика газотransпортної системи, визначення точок входу і точок виходу

1. Характеристика газотransпортної системи

1. До складу газотransпортної системи у межах балансової приналежності оператора газотransпортної системи входять:

газопроводи з відводами та лупінгами від місця видобутку чи підземного зберігання газу (вихід з установки підготовки газу на об'єктах газодобування чи газосховище) до місця його розподілення зі зниженням тиску до 1,2 МПа (вихід із газорозподільної станції) з перекривною арматурою, переходами через природні і штучні перешкоди (автомобільні дороги, залізниці, канали тощо), вузлами запускання та приймання очисних засобів, вузлами збирання і зберігання газового конденсату, засобами введення в газопровід метанолу, ємностями для зберігання і розгазування конденсату, земляними амбрами для аварійного зливання конденсату;

компресорні станції;

газорозподільні станції;

установки підготовки газу;

установки протикорозійного захисту;

лінії і споруди систем технологічного зв'язку і телемеханіки;

лінія електропередачі і обладнання для електроживлення електроустановок магістральних газопроводів, систем телемеханіки та установок електрохімічного захисту;

газовимірювальні станції (ГВС), газовимірювальні пункти і газовимірювальні блоки на лінійній частині магістрального газопроводу;

міжгазопровідні пункти редукування газу;

протипожежні засоби, протиерозійні і захисні споруди газопроводів;

будівлі та споруди на лінійній частині магістрального газопроводу;

розпізнавальні і сигнальні знаки місцезнаходження газопроводів, що призначені для обслуговування технологічних об'єктів газотransпортної системи та знаходяться на балансі оператора газотransпортної системи;

інші об'єкти газотransпортної системи.

2. Визначення точок входу і точок виходу, віртуальних точок газотранспортної системи

1. У газотранспортній системі виділяються такі точки входу:

1) точки входу з фізичним розташуванням (далі - фізичні точки входу):

точки входу на міждержавних з'єднаннях;

точки входу від суміжних газовидобувних підприємств (через мережі яких може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств);

точки входу з установок LNG;

точки входу з газосховищ;

2) віртуальні точки входу з невизначеним фізичним розташуванням (далі - віртуальні точки входу):

точки входу з газорозподільних систем (місце надходження газу від газовидобувного підприємства в точці його підключення до газорозподільної системи, через яку, у тому числі, може передаватися газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств);

точки входу з газосховища чи групи газосховищ;

точки входу з митного складу газосховища чи групи газосховищ;

{Підпункт 2 пункту 1 глави 2 розділу II доповнено новим абзацом четвертим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

точки входу від суміжних газовидобувних підприємств (через мережі яких може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств);

{Абзац п'ятий підпункту 2 пункту 1 глави 2 розділу II виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

точки входу на міждержавних з'єднаннях.

{Пункт 1 глави 2 розділу II в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

2. У газотранспортній системі виділяються такі точки виходу:

1) точки виходу з фізичним розташуванням (далі - фізичні точки виходу):

точки виходу на міждержавних з'єднаннях;

точки виходу до прямих споживачів;

точки виходу до газорозподільних систем;

точки виходу до газосховищ;

точка виходу до суміжного газовидобувного підприємства;

{Підпункт 1 пункту 2 глави 2 розділу II доповнено абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

2) віртуальні точки виходу з невизначеним фізичним розташуванням (далі - віртуальні точки виходу):

точки виходу до газорозподільних систем;

точки виходу до газосховища чи групи газосховищ;

точки виходу до митного складу газосховища чи групи газосховищ;

{Підпункт 2 пункту 2 глави 2 розділу II доповнено новим абзацом четвертим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

точка виходу до суміжного газовидобувного підприємства;

{Абзац підпункту 2 пункту 2 глави 2 розділу II в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

точки виходу на міждержавних з'єднаннях;

точка виходу для операцій оператора газотранспортної системи, пов'язаних із закупівлею оператором газотранспортної системи природного газу для власних потреб та виробничо-технологічних витрат.

{Пункт 2 глави 2 розділу II в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

3. У газотранспортній системі виділяють віртуальну торгову точку.

{Главу 2 розділу II доповнено новим пунктом 3 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

4. Для кожної газорозподільної зони оператор газотранспортної системи створює одну віртуальну точку виходу до газорозподільної системи, що охоплює всі точки виходу до цієї системи, розташовані на території ліцензованої діяльності оператора газорозподільної системи.

5. По кожному суміжному газовидобувному підприємству оператор газотранспортної системи створює одну віртуальну точку входу від цього суміжного газовидобувного підприємства, що об'єднує всі його фізичні точки входу в газотранспортну систему (навіть якщо це єдина фізична точка входу).

У випадку якщо до газорозподільної системи оператора газорозподільної системи підключений промисловий газопровід газовидобувного підприємства (підприємств), оператор газотранспортної системи створює одну віртуальну точку входу з газорозподільної системи (окремо для кожної газорозподільної зони), в яку об'єднує всі фізичні підключення газовидобувних підприємств, безпосередньо підключених до газорозподільної системи.

{Пункт глави 2 розділу II в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

6. З метою забезпечення ефективного та максимального використання технічної потужності газотранспортної системи, сприяння транскордонній торгівлі природним газом оператор газотранспортної системи за погодженням з Регулятором має право створити віртуальні точки входу/виходу на міждержавному з'єднанні, які повинні відповідати таким умовам:

1) загальна потужність кожної віртуальної точки входу/виходу міждержавного з'єднання дорівнює або перевищує суму технічних потужностей усіх фізичних точок входу/виходу на міждержавному з'єднанні, які вона об'єднує;

2) створення віртуальної точки входу/виходу на міждержавному з'єднанні не суперечить угодам із оператором газотранспортної системи сусідньої країни;

3) віртуальна точка на міждержавному з'єднанні може поєднувати фізичні точки на міждержавному з'єднанні виключно з однією сусідньою країною.

{Пункт глави 2 розділу II в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

7. Оператор газотransпортної системи розміщує на власному веб-сайті перелік усіх точок входу та виходу газотransпортної системи.

III. Норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, правила обліку та документальне оформлення приймання-передачі природного газу

1. Норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, що допускається до транспортування в газотransпортній системі

1. Відповідальним за якість газу є:

1) у точках входу (крім точок входу на міждержавному з'єднанні) - оператори суміжних систем, суміжні газовидобувні підприємства, які подають природний газ до газотransпортної системи в точці входу. У точках входу на міждержавному з'єднанні відповідальним є замовник послуг транспортування;

{Підпункт 1 пункту 1 глави 1 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

2) у точках виходу - оператор газотransпортної системи.

2. Визначення фізико-хімічних показників та інших характеристик (далі - ФХП) природного газу проводиться у точках входу і точках виходу.

3. Визначення ФХП природного газу у точках виходу газотransпортної системи проводиться оператором газотransпортної системи на умовах, визначених цим Кодексом та погоджених з операторами суміжних систем або прямими споживачами, з використанням автоматичних потокових приладів (автоматичних хроматографів та вологомірів) та/або вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій.

4. Точки визначення ФХП природного газу можуть знаходитись як на комерційних вузлах обліку газу (ВОГ) та пунктах вимірювання витрат газу (ПВВГ), так і на інших точках магістральних газопроводів, від яких подається газ через вищезазначені комерційні ВОГ та ПВВГ. Оператор газотransпортної системи повинен визначати точки визначення ФХП (місця відбору проб) таким чином, щоб гарантувати, що значення теплоти згоряння відібраної проби не відрізнялось більше ніж на $\pm 5\%$ у ту саму добу від теплоти згоряння природного газу по будь-якому фізичному виходу комерційного обліку газу, на який ці значення ФХП розповсюджуються.

У разі якщо до точки входу/виходу до/із газотransпортної системи природний газ надходить одночасно від різних джерел, визначення ФХП природного газу, що транспортується до точки входу/виходу ГТС, проводиться після точки змішування.

{Пункт 4 глави 1 розділу III доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

5. Визначення ФХП природного газу у точках входу газотransпортної системи проводиться на комерційних ВОГ (ПВВГ) операторів суміжних систем (у тому числі суміжних газовидобувних підприємств) або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотransпортної системи з використанням автоматичних потокових приладів (автоматичних хроматографів та вологомірів) та/або вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій.

{Пункт 5 глави 1 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

6. Точки визначення ФХП (місця відбору проб) природного газу та періодичність проведення вимірювань при використанні для визначення ФХП вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій узгоджуються оператором газотransпортної системи з операторами

суміжних систем, суміжними газовидобувними підприємствами або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи, окремим протоколом.

Оператор ГТС повинен розробити, затвердити та розмістити на офіційному сайті відповідні маршрути визначення фізико-хімічних показників газу, в яких описано та схематично зображено маршрут переміщення газу від точки/точок визначення ФХП газу до точок входу або точок виходу до/з газотранспортної системи з відображенням місць відбору проб ФХП природного газу та/або встановлення автоматичних потокових приладів визначення ФХП газу.

{Пункт 6 глави 1 розділу III доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

Маршрут може бути розроблений як для однієї точки виходу ГТС, так і для групи точок виходу ГТС з однаковими ФХП газу.

{Пункт 6 глави 1 розділу III доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

У випадку транспортування газу до точки виходу різними маршрутами складаються і затверджуються всі можливі маршрути.

{Пункт 6 глави 1 розділу III доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

{Пункт 6 глави 1 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

7. Точки входу та точки виходу до/з газотранспортної системи, через які передається природний газ з максимальною витратою за стандартних умов, що перевищує 30000 м³/год, мають бути обладнані приладами, які на безперервній основі забезпечують контроль компонентного складу, теплоти згоряння та температури точки роси за вологою природного газу (зокрема автоматичними хроматографами та вологомірами), з можливістю дистанційного їх контролю та передачі даних підрозділам оператора газотранспортної системи. Для нових точок входу/виходу до/з газотранспортної системи, через які подається природний газ, норма щодо обладнання приладами, які на безперервній основі забезпечують контроль ФХП природного газу, є обов'язковою незалежно від величини об'єму передачі природного газу.

8. У разі виходу з ладу автоматичних потокових приладів за погодженням з оператором газотранспортної системи допускається на період усунення несправності використання для визначення теплоти згоряння, компонентного складу газу та температури точки роси за вологою хіміко-аналітичних лабораторій.

9. Періодичність визначення компонентного складу, теплоти згоряння та температури точки роси за вологою при використанні вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій повинна бути не рідше, ніж один раз на тиждень.

10. До визначення ФХП допускаються вимірювальні хіміко-аналітичні лабораторії, що у встановленому законодавством порядку отримали право на виконання таких робіт.

11. Для точок входу і точок виходу визначаються такі значення ФХП:

компонентний склад;

нижча та вища теплота згоряння;

густина газу;

вміст сірководню та меркаптанової сірки;

вміст механічних домішок;

число Воббе;

температура точки роси за вологою;

температура точки роси за вуглеводнями.

12. Визначення ФХП природного газу та відбір проб газу проводиться згідно з вимогами чинних нормативно-технічних документів. При цьому уповноважені представники оператора суміжних систем мають право бути присутніми під час відбору проб газу та/або при проведенні його аналізу з визначення ФХП.

13. Природний газ, що подається в газотранспортну систему, повинен відповідати таким вимогам:

вміст метану (C_1), мол. %	мінімум 90
вміст етану (C_2), мол. %	максимум 7
вміст пропану (C_3), мол. %	максимум 3
вміст бутану (C_4), мол. %	максимум 2
вміст пентану та інших більш важких вуглеводнів (C_5^+), мол. %	максимум 1
вміст азоту (N_2), мол. %	максимум 5
вміст вуглецю (CO_2), мол. %	максимум 2
вміст кисню (O_2), мол. %	максимум 0,02
вища теплота згоряння (25 °C/20 °C)	
мінімум	36,20 МДж/м ³ (10,06 кВт·год/м ³)
максимум	38,30 МДж/м ³ (10,64 кВт·год/м ³)
вища теплота згоряння (25 °C/0 °C)	
мінімум	38,85 МДж/м ³ (10,80 кВт·год/м ³)
максимум	41,10 МДж/м ³ (11,42 кВт·год/м ³)
нижча теплота згоряння (25 °C/20 °C)	
мінімум	32,66 МДж/м ³ (09,07 кВт·год/м ³)
максимум	34,54 МДж/м ³ (09,59 кВт·год/м ³)
температура точки роси за вологою °C	
при абсолютному тиску газу 3,92 МПа	не перевищує мінус 8 (-8)
температура точки роси за вуглеводнями	

при температурі газу не нижче 0 °C	не перевищує 0°C
вміст механічних домішок:	відсутні
вміст сірководню, г/м ³	максимум 0,006
вміст меркаптанової сірки, г/м ³	максимум 0,02

14. ФХП у прикордонних точках входу та виходу повинні відповідати вимогам зовнішньоекономічних договорів, угодам про взаємодію та вимогам пункту 13 цієї глави.

15. Оператор газотранспортної системи має право не приймати у точках входу в газотранспортну систему природний газ у випадках невідповідності ФХП газу параметрам, за недотримання яких типовим договором транспортування природного газу, затвердженого Регулятором, передбачено сплату додаткових плат.

{Пункт 15 глави 1 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

16. Якщо природний газ, що не відповідає вимогам пункту 13 цієї глави, був завантажений в газотранспортну систему з причин, незалежних від оператора газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи одержує від суб'єкта, який подав у газотранспортну систему неякісний газ, додаткову оплату, визначену в договорі транспортування.

17. ФХП транспортованого природного газу у точках виходу повинні відповідати вимогам пункту 13 цієї глави, за винятком вимог щодо вмісту меркаптанової сірки.

18. Якщо природний газ, що був переданий в точках виходу з газотранспортної системи, не відповідає встановленим вимогам пункту 17 цієї глави, оператор газотранспортної системи сплачує оператору газорозподільної системи, оператору газосховищ, прямому споживачу додаткову оплату, визначену в договорі транспортування.

19. Значення ФХП природного газу, що транспортується, визначається:

для точок, в яких були встановлені потокові засоби вимірювань, для кожної години;

для точок, які не були обладнані засобами вимірювання складу природного газу (не були встановлені хроматографи, вологоміри), на підставі останнього вимірювання, проведеного вимірювальною хіміко-аналітичною лабораторією.

20. Місячні паспорти-сертифікати ФХП газу підлягають оприлюдненню на веб-сайті оператора газотранспортної системи.

21. Оператор газотранспортної системи надає операторам суміжних систем або іншим суб'єктам, безпосередньо підключеним до газотранспортної системи, оперативні дані ФХП природного газу за всіма узгодженими точками його визначення, який має містити такі чисельні значення:

густина газу;

вміст азоту;

вміст вуглекислого газу;

температура точки роси за вологою;

температура точки роси за вуглеводнями;

число Воббе;

середньозважена вища теплота згоряння за минулу добу.

{Абзац восьмий пункту 21 глави 1 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

22. Газ, що подається споживачам, повинен бути одоризованим згідно з вимогами чинних нормативно-технічних документів. В окремих випадках, які визначаються угодами з операторами суміжних систем або іншими суб'єктами, що безпосередньо підключені до газотранспортної системи, допускається подача неодоризованого природного газу.

23. Оператор газотранспортної системи є відповідальним за забезпечення оптимального режиму одоризації газу.

2. Порядок обліку природного газу

1. Приймання-передача природного газу у фізичних точках входу та точках виходу здійснюється виключно за наявності комерційного ВОГ (ПВВГ).

2. Комерційний облік природного газу проводиться на комерційному ВОГ (ПВВГ) сторони, що передає природний газ. Якщо у сторони, що передає газ, відсутній комерційний ВОГ (ПВВГ), комерційний облік природного газу проводиться на комерційному ВОГ (ПВВГ) сторони, що приймає газ.

3. Комерційний ВОГ (ПВВГ) у точці входу до газотранспортної системи має бути розташований у точці приєднання, яка має співпадати з межею балансової належності між операторами суміжних систем або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи. У випадку, якщо комерційний ВОГ (ПВВГ) у точці входу до газотранспортної системи не розташований у точці приєднання, яка має співпадати з межею балансової належності між операторами суміжних систем або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи, власник комерційного ВОГ (ПВВГ) передає оператору газотранспортної системи на обслуговування на підставі договору відповідну інфраструктуру від комерційного ВОГ (ПВВГ) до межі балансової належності, який передбачає покриття відповідних витрат оператора газотранспортної системи.

4. На газорозподільній станції комерційні ВОГ (ПВВГ) можуть бути встановлені на газопроводі високого тиску до вузла редукування, а на газопроводі низького тиску після вузла редукування.

5. Якщо комерційні ВОГ (ПВВГ), у тому числі прикордонні ГВС (ПВВГ) як у точці входу, так і точці виходу розташовані до (після) межі балансової належності, обсяг переданого газу зменшується (збільшується) на розрахункову величину виробничо-технологічних витрат на ділянці між цим комерційним ВОГ (ПВВГ) і межею балансового розподілу суміжних суб'єктів господарювання.

6. Якщо після комерційного ВОГ (ПВВГ) на газорозподільній станції здійснюється відбір газу на газоспоживаюче обладнання оператора газотранспортної системи (котли опалення чи підігрівачі газу), це обладнання має бути забезпечене окремим вузлом обліку газу відповідно до вимог чинного законодавства.

7. Обсяги інших виробничо-технологічних витрат природного газу після комерційного вузла обліку газу на газорозподільних станціях, у тому числі на газорегулюючому обладнанні, запобіжних пристроях, скидних клапанах, продувних свічках тощо, визначаються за результатами інструментального визначення обсягів виробничо-технологічних витрат, що провадиться за графіком або розрахунком погодженими сторонами.

8. Вимоги до складових частин вузла обліку природного газу, правил експлуатації приладів обліку, порядку вимірювання його обсягів та визначення якості визначаються технічними регламентами та нормами, правилами і стандартами, які встановлюються і затверджуються центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі.

9. Особливості обліку природного газу у точках входу та точках виходу між оператором газотранспортної системи та операторами суміжних систем (окрім оператора газорозподільних систем) або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи, регулюються Кодексом та технічною угодою, що укладається між вказаними суб'єктами (далі - Технічна угода). Особливості обліку природного газу у точках входу та точках виходу між оператором газотранспортної системи та оператором газорозподільної системи регулюються

положеннями Кодексу та у випадку необхідності Технічною угодою, яка не може суперечити положенням Кодексу.

10. Для точок входу і точок виходу визначаються значення обсягу газу в одиницях об'єму (м³) та енергетичних одиницях (МВт·год):

{Абзац перший пункту 10 глави 2 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

обсяг природного газу за годину;

обсяг природного газу за добу;

обсяг природного газу за місяць;

ФХП газу;

тиск газу.

11. Обсяг енергії природного газу розраховується шляхом перемноження виміряного об'єму газу, зведеного до стандартних умов, на значення середньозваженої вищої теплоти згоряння газу за цей період:

$$E = V_c \cdot H_s,$$

де: E - обсяг енергії газу, (МВт·год);

V_c - об'єм газу, зведений до стандартних умов, (тис. м³);

H_s - середньозважена вища теплота згоряння газу, (кВт·год/м³).

При використанні потокового хроматографа вища теплота згоряння за годину є середнім арифметичним від проведених вимірювань за годину.

Вимірювання теплоти згоряння проводиться відповідно до вимог глави 1 Розділу III.

Обсяг енергії природного газу, що проходить через комерційний ВОГ, який розташований на маршруті, який обладнаний поточковими ЗВТ визначення ФХП газу, може визначатися:

в автоматичному режимі з використанням коректорів або обчислювачів об'єму газу з функцією розрахунку енергії природного газу, які отримують дані безпосередньо з поточкових ЗВТ визначення ФХП газу;

у напівавтоматичному режимі з використанням спеціалізованих програм на основі середніх значень теплоти згоряння за годину з поточкових ЗВТ визначення ФХП газу та об'єму газу за годину з коректорів/обчислювачів об'єму газу.

Обсяг енергії природного газу, що проходить через комерційний ВОГ, який розташований на маршруті, де визначення ФХП газу проводиться з використанням вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій, може визначатися:

у напівавтоматичному режимі з використанням коректорів або обчислювачів об'єму газу з функцією розрахунку енергії природного газу на основі значення вищої теплоти згоряння, що вводиться до обчислювача/коректора з використанням спеціалізованих програм як умовно-постійний параметр, та об'єму газу за період розрахунку;

у напівавтоматичному режимі з використанням спеціалізованих програм на основі значення вищої теплоти згоряння, що дорівнює останньому визначеному значенню вищої теплоти згоряння, та об'єму газу за годину з коректорів/обчислювачів об'єму газу (при цьому,

вищезгадане значення вищої теплоти згоряння використовується для розрахунку, починаючи з години, наступної за годиною, під час якої до обчислювача/коректора з використанням спеціалізованих програм внесені, як умовно-постійні, параметри значення густини газу, вмісту азоту та діоксиду вуглецю).

{Пункт 11 глави 2 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

12. Обсяг природного газу за добу, як в одиницях об'єму, так і одиницях енергії, визначається як сума погодинних обсягів природного газу.

{Пункт 12 глави 2 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

13. Обсяг природного газу за місяць, як в одиницях об'єму, так і одиницях енергії, визначається як сума добових обсягів природного газу.

{Пункт 13 глави 2 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

14. Вища теплота згоряння за добу є середньозваженим значенням вищої теплоти згоряння за кожен годину доби розраховується за формулою:

$$\tilde{H}_{SD} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{Si} \cdot V_i}{\sum_{i=1}^n V_i},$$

де: \tilde{H}_{SD} - середньозважене значення вищої теплоти згоряння за добу;

H_{Si} - значення вищої теплоти згоряння за i-ту годину;

V_i - об'єм газу за годину.

Вища теплота згоряння за місяць є середньозваженим значенням вищої теплоти згоряння за кожен добу і розраховується за формулою:

$$\tilde{H}_{SM} = \frac{\sum_{i=1}^n \tilde{H}_{SDi} \cdot V_i}{\sum_{i=1}^n V_i},$$

де: \tilde{H}_{SM} - середньозважене значення вищої теплоти згоряння за місяць;

\tilde{H}_{SDi} - середньозважене значення вищої теплоти згоряння за i-ту добу;

V_i - об'єм газу за добу.

{Пункт 14 глави 2 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

{Пункт 15 глави 2 розділу III виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

15. Вимоги до технічних рішень, які застосовуються при будівництві, реконструкції чи капітальному ремонті комерційних ВОГ (ПВВГ), визначаються:

для комерційних ВОГ (ПВВГ), що знаходяться у власності оператора газотранспортної системи, - оператором газотранспортної системи;

для комерційних ВОГ (ПВВГ), що знаходяться не у власності оператора газотранспортної системи, - технічними умовами, що видаються оператором газотранспортної системи.

16. Введення в експлуатацію власником нового або реконструйованого комерційного ВОГ (ПВВГ) проводиться не раніше ніж за 10 робочих днів з дати повідомлення представників оператора суміжних систем або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи про проведення перевірки готовності вводу комерційного ВОГ (ПВВГ) до експлуатації з оформленням двостороннього акта. Повідомлення повинне містити дату, час та місце проведення перевірки готовності вводу комерційного ВОГ (ПВВГ). Введення в експлуатацію комерційного ВОГ (ПВВГ) проводиться у присутності інженерно-технічного персоналу власника комерційного ВОГ (ПВВГ) у дату, вказану в повідомленні.

17. Якщо на дату, вказану у письмовому повідомленні, представник оператора суміжних систем або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, не з'явився для введення комерційного ВОГ (ПВВГ) в експлуатацію, то власник комерційного ВОГ (ПВВГ) має право скласти акт введення в експлуатацію комерційного ВОГ (ПВВГ) в односторонньому порядку з позначкою в акті, що представник оператора суміжних систем або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, для участі у введенні комерційного ВОГ (ПВВГ) в експлуатацію не з'явився. Копію одностороннього акта оператор газотранспортної системи надсилає Регулятору.

18. У разі відповідності комерційного ВОГ (ПВВГ) вимогам технічних регламентів та норм, правил і стандартів, що підтверджується уповноваженими на це організаціями, оператор суміжної системи або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, не може відмовити власнику комерційного ВОГ (ПВВГ) у підписанні акта введення ВОГ (ПВВГ) у комерційну експлуатацію.

19. Власник комерційного ВОГ (ПВВГ) забезпечує його безперебійне та надійне функціонування і здійснює невідкладні заходи щодо відновлення працездатності ВОГ (ПВВГ) з наступним інформуванням оператора суміжної системи каналами диспетчерського зв'язку. Капітальний, поточний ремонт, технічне обслуговування ВОГ (ПВВГ), що потребує втручання у роботу вимірювальних систем, здійснюється його власником за письмовим повідомленням оператора суміжної системи без попереднього погодження з ним технічних рішень шляхом складання двостороннього протоколу (акта) про проведення таких робіт.

20. Суб'єкт ринку природного газу, на балансі якого перебувають комерційні або дублюючі ВОГ (ПВВГ), забезпечує їх належний технічний стан, своєчасне внесення інформації про ФХП природного газу в обчислювачі/коректори.

21. На комерційному ВОГ (ПВВГ) вимірювання об'єму газу проводяться з використанням електронних обчислювачів/коректорів об'єму газу. Програмне забезпечення обчислювачів/коректорів та результати вимірювання об'єму газу повинні бути захищені від несанкціонованого втручання.

22. Порядок проведення спільних перевірок комерційних ВОГ (ПВВГ), порядок взаємодії сторін при виникненні позаштатних ситуацій, порядок вирішення спорів з питань визначення кількості транспортованого природного газу та його ФХП визначаються згідно з вимогами цього розділу та правил про безпеку постачання природного газу.

23. Для підвищення надійності вимірювань об'єму природного газу через комерційні ВОГ (ПВВГ) оператор суміжних систем або інші суб'єкти, безпосередньо підключені до газотранспортної системи, мають право встановлювати на комерційному ВОГ (ПВВГ)

дублюючі автоматичні обчислювачі/коректори та/або побудувати дублюючий ВОГ (ПВВГ) за межами балансової належності власника комерційного ВОГ (ПВВГ).

24. Установлення дублюючих обчислювачів/коректорів або вузлів обліку газу здійснюється відповідно до погоджених власником комерційного ВОГ (ПВВГ) технічного завдання та робочого проекту. У проекті дублюючого ВОГ (ПВВГ) відображаються потоки газу, межі балансової належності, розташування засобів вимірювальної техніки, газоспоживаючого чи газорегулюючого обладнання, їх послідовність, комутаційні з'єднання тощо. Установлення дублюючих обчислювачів/коректорів або вузлів обліку газу не повинно впливати на роботу комерційного ВОГ.

25. Введення дублюючих обчислювачів/коректорів або дублюючих ВОГ (ПВВГ) в експлуатацію оформлюється двостороннім актом. У разі встановлення дублюючих обчислювачів/коректорів або ВОГ (ПВВГ) сторони мають рівні права на отримання вихідної інформації та доступ до дублюючих вимірювальних комплексів.

3. Порядок перевірок, повірок, експертиз вузлів обліку газу

1. Суб'єкт, який приймає природний газ у точці виходу чи входу, має право контролювати правильність експлуатації комерційного ВОГ (ПВВГ), здійснювати його контрольний огляд та/або технічну перевірку (калібрування) згідно з річними графіками, погодженим суб'єктом, який передає природний газ.

2. У разі необхідності позачергового контрольного огляду та/або технічної перевірки, повірки (калібрування) комерційного ВОГ (ПВВГ) суб'єкт, який приймає/передає природний газ, письмово доводить це до відома власника комерційного ВОГ (ПВВГ). Перевірка проводиться у присутності інженерно-технічного персоналу власника ВОГ (ПВВГ) не пізніше ніж у 5-денний строк з дня надходження письмового повідомлення.

3. Оператор газотранспортної системи та суб'єкт, який приймає/передає природний газ, мають право здійснювати періодичні та позачергові перевірки комерційного ВОГ (ПВВГ) у присутності інженерно-технічного персоналу власника комерційного ВОГ (ПВВГ) у робочий час.

4. У випадку виявлення недоліків, що впливають на правильність визначення кількості та якості газу, оператор газотранспортної системи/суб'єкт, який приймає/передає природний газ, роблять записи в журналі та спільно з власником комерційного ВОГ (ПВВГ) складають двосторонній акт.

5. Якщо у погоджені терміни, визначені річними графіками контрольних оглядів та/або технічних перевірок, повірок (калібрування), представник(и) оператора суміжної системи або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, не з'явився(лися) на комерційний ВОГ (ПВВГ) для участі у проведенні перевірки комерційного вузла обліку газу або повірки (калібрування) засобів вимірювальної техніки (далі - ЗВТ), то власник комерційного ВОГ (ПВВГ) може самостійно розпломбувати систему обліку, забезпечити проведення перевірки, повірки (калібрування) та скласти протокол перевірки, повірки (калібрування), в якому зазначити, що представник оператора суміжної системи для проведення перевірки, повірки (калібрування) не з'явився.

6. У випадку позаштатної ситуації (вихід з ладу вимірювального перетворювача, обчислювача, системи живлення та іскрозахисту) власник комерційного ВОГ (ПВВГ) має терміново вжити заходів щодо забезпечення нормальної роботи комерційного ВОГ (ПВВГ), про що повідомляє оператора суміжної системи або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи диспетчерськими каналами зв'язку, та може в односторонньому порядку проводити відновлювальні роботи (калібрування, налагодження, техобслуговування ЗВТ і приладів) з попереднім розпломбуванням системи обліку.

7. Між оператором газотранспортної системи та оператором суміжної системи або іншими суб'єктами, безпосередньо підключеними до газотранспортної системи, погоджується графік періодичної перевірки стану приладів для визначення ФХП природного газу в місцях визначення ФХП.

8. У разі необхідності позачергової перевірки стану визначення ФХП газу оператора суміжної системи або інших суб'єктів, безпосередньо підключених до газотранспортної системи, письмово доводить це до відома власника комерційного ВОГ (ПВВГ) із зазначенням місця, в якому має бути здійснений контрольний відбір проби газу та часу здійснення цих заходів. Перевірка проводиться у присутності інженерно-технічного персоналу власника комерційного ВОГ (ПВВГ) не пізніше ніж у 5-денний строк з дня надходження письмового повідомлення.

4. Порядок ведення обліку газу в разі тимчасової несправності або виведення комерційного ВОГ (ПВВГ) з експлуатації

1. Комерційний ВОГ (ПВВГ) може тимчасово бути виведений з експлуатації на період проведення повірки, перевірки, капітального, поточного ремонту, ліквідації аварійних ситуацій або технічного обслуговування.

2. При виведенні з експлуатації комерційних ВОГ (ПВВГ) кількість поданого газу за звітний період визначається за показами дублюючих обчислювачів/коректорів або дублюючих ВОГ (у разі їх введення в експлуатацію), а за їх відсутності - відповідно до пунктів 4-6 цієї глави.

3. У разі пошкодження пломби на комерційному ВОГ (ПВВГ) інша сторона має право вимагати визначення кількості газу за поточний місяць на підставі показів дублюючого ВОГ (ПВВГ).

4. Якщо вимірювання не проводились за період не більше 3-х годин, кількість газу визначається на підставі середньогодинних значень за 3 години до виводу з експлуатації та 3 годин після відновлення нормального режиму за умови транспортування газу.

5. Якщо вимірювання не проводились терміном до трьох діб, кількість газу визначається за середньогодинними даними попередніх трьох діб.

6. Якщо вимірювання не проводились терміном більше трьох діб, обсяг газу визначається за даними попередніх трьох аналогічних періодів або технічною угодою.

5. Порядок вирішення спірних питань щодо обсягу та ФХП переданого/прийнятого газу

1. Усі спори (розбіжності), які виникають при здійсненні обліку природного газу, у тому числі визначення добового чи місячного обсягу та ФХП поданого газу, повинні вирішуватись шляхом переговорів.

2. Якщо сторона, що приймає/передає природний газ, не погоджується з визначенням добового чи місячного обсягу та ФХП поданого газу, то вона повинна заявити про це іншій стороні, що приймає/передає природний газ, протягом п'яти днів з дати оформлення акта або іншого документа, що підтверджує значення обсягу та ФХП поданого (прийнятого) газу.

3. У разі виникнення між сторонами спірних питань щодо результатів вимірювань обсягу природного газу або технічних, у тому числі метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки, сторони, що приймає/передає природний газ, мають право вимагати проведення експертної повірки засобів вимірювальної техніки. Якщо результати повірки негативні, оплата за проведення експертної повірки проводиться власником цих приладів, при позитивних результатах повірки - суб'єктом, який вимагав проведення експертної повірки.

4. У разі неможливості досягнення згоди (у тому числі на підставі результатів проведеної експертної повірки) шляхом переговорів пред'явлені спірні питання передаються на розгляд до суду.

5. До врегулювання розбіжностей та прийняття рішення суду обсяг переданого (прийнятого) газу встановлюється відповідно до результатів вимірювань комерційного ВОГ (ПВВГ).

6. Порядок обміну даними про виміряні обсяги газу та організація системи збору передачі даних

{Абзац перший пункту 1 глави 6 розділу III виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

1. До 5-го числа місяця, наступного за звітним, власник комерційного ВОГ (ПВВГ) надає іншій стороні, яка приймає/передає природний газ, в електронному вигляді інформацію, яка міститься в погодинних роздруківках, у повному обсязі (об'єм та ФХП газу, характер і тривалість аварійних ситуацій та втручань).

{Пункт 1 глави 6 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

2. За домовленістю сторін, які здійснюють приймання-передачу природного газу, оператор газотранспортної системи може надавати інформацію про кількість та обсяг газу у точках входу та точках виходу шляхом її оприлюднення на своєму веб-сайті. В іншому разі сторона, яка приймає газ у точці входу або точці виходу, має право на безперервне отримання інформації в електронному вигляді відповідно до розробленого проекту системи передачі даних (обладнання, лінії зв'язку), погодженого з власником комерційного вузла обліку. На підставі погодженого проекту сторона, яка приймає газ, забезпечує придбання, установлення та налагодження системи передачі даних. Інформація надається з персональної електронної обчислювальної машини підрозділу оператора газотранспортної системи, до якої надходить інформація з обчислювачів та коректорів.

3. Оператор газотранспортної системи, оператори суміжних систем та інші суб'єкти, що безпосередньо підключені до газотранспортної системи, погоджують періодичність та умови надання доступу до телеметричних даних із систем телеметрії у технічних угодах.

4. Якщо певна точка входу або виходу не обладнана системою телеметрії або виникла аварія системи телеметрії, необхідні дані будуть передаватися у спосіб, установлений в цій главі або в технічних угодах.

5. При новому приєднанні оператор газотранспортної системи визначає вимоги до встановлення систем телеметрії та доступу до телеметричних даних операторам суміжних систем та іншим суб'єктам, безпосередньо підключеним до газотранспортної системи, при приєднанні до газотранспортної системи у відповідних технічних умовах на нових приєднаннях.

6. У разі якщо оператор газотранспортної системи не є власником або користувачем на комерційного ВОГ (ПВВГ), він має право:

встановити в цьому пункті телеметричні пристрої, які служать для передачі даних вимірювань, при цьому право власності на встановлені телеметричні пристрої буде мати сторона, яка їх встановила;

отримувати дані вимірювань з установленної інформаційної телеметричної системи.

7. У разі виникнення аварії системи телеметрії повідомлення про цю аварію іншим сторонам, що користуються телеметричними даними, є обов'язком суб'єкта, який експлуатує телеметричні пристрої. Власник або користувач пункту зобов'язаний передати іншій стороні, що користується телеметричними даними, інформацію про виникнення аварії не пізніше наступного робочого дня, якщо інший термін не встановлено в технічній угоді.

7. Документальне оформлення приймання-передачі природного газу

1. Порядок приймання-передачі природного газу в точках входу та точках виходу на міждержавному з'єднанні визначається відповідною угодою про взаємодію між оператором газотранспортної системи та оператором суміжної газотранспортної системи.

Замовник послуг транспортування разом з оператором суміжної газотранспортної системи та оператором газотранспортної системи укладають до 5-го числа наступного місяця акти приймання-передачі газу на обсяги, які замовник послуг транспортування отримав або направив у точках входу та точках виходу на міждержавному з'єднанні за цей газовий місяць.

2. Оформлення актів приймання-передачі природного газу між оператором газотранспортної системи та суміжним газовидобувним підприємством, оператором суміжної системи або прямим споживачем здійснюється відповідно до вимог цього розділу, технічної угоди (за наявності) та з урахуванням такого:

{Абзац перший пункту 2 глави 7 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

1) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та суміжним газовидобувним підприємством оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним. Якщо до мереж суміжного газовидобувного підприємства підключені інші газовидобувні підприємства, суміжне газовидобувне підприємство зобов'язане в акті приймання-передачі природного газу деталізувати загальний обсяг газу по всіх газовидобувних підприємствах, які через його мережі подають газ до газотранспортної системи;

{Підпункт 1 пункту 2 глави 7 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

2) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та оператором LNG оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним;

3) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та оператором газосховища оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним;

4) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та оператором газорозподільної системи відбувається в точках комерційного обліку газу на газорозподільних станціях і оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним;

5) приймання-передача природного газу між оператором газотранспортної системи та прямим споживачем відбувається в точках комерційного обліку газу і оформлюється актами приймання-передачі, що підписуються представниками цих сторін не пізніше 5-го числа місяця, наступного за звітним.

3. Розбіжності у частині обсягу прийнятого/переданого природного газу врегульовуються відповідно до умов цього Кодексу, технічної угоди (за її наявності), а у разі недосягнення згоди - в суді.

4. До винесення остаточного судового рішення обсяг переданого (прийнятого) газу встановлюється відповідно до показань комерційного вузла обліку газу.

5. Власник комерційного ВОГ (ПВВГ) повинен скласти та надати іншій стороні до 5-го числа місяця, наступного за звітним, місячний паспорт-сертифікат фізико-хімічних характеристик газу, в якому вказуються всі ФХП, що підлягають контролю відповідно до пункту 13 глави 1 цього розділу, у тому числі середньозважене значення вищої теплоти згоряння за місяць (у кВт·год/м³ з розрядністю відображення два знаки після цілої частини).

{Пункт 5 глави 7 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 84 від 26.01.2017}

6. Оформлення актів приймання-передачі природного газу із замовниками послуг транспортування здійснюється відповідно до вимог цього розділу та з урахуванням такого:

{Абзац перший пункту 6 глави 7 розділу III із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

1) замовник послуг транспортування в особі постачальника разом з оператором газотранспортної системи та прямим споживачем укладають до 5-го числа наступного місяця

акти приймання-передачі природного газу на обсяги, які замовник послуг транспортування направив у точку виходу до такого споживача за цей газовий місяць;

2) замовники послуг транспортування, які уклали договори купівлі-продажу природного газу у віртуальній торговій точці, оформлюють акти приймання-передачі природного газу (з урахуванням одного примірника, який залишається в оператора газотранспортної системи) та надають їх оператору газотранспортної системи для узгодження обсягу газу, що передається сторонами.

{Підпункти 2 та 3 пункту 6 глави 7 розділу III замінено одним підпунктом 2 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

7. Оформлення актів приймання-передачі газу замовника послуг транспортування від/до операторів суміжних систем до/від оператора газотранспортної системи здійснюється з урахуванням такого:

{Підпункт 1 пункту 7 глави 7 розділу III виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

1) замовник послуг транспортування разом з оператором установки LNG укладають акти приймання-передачі природного газу на обсяги, які замовник послуг транспортування подав на точки входу до оператора газотранспортної системи від установки LNG;

2) замовник послуг транспортування разом з оператором газосховищ укладають акти приймання-передачі природного газу на обсяги, які замовник послуг транспортування подав у точки входу/виходу оператора газотранспортної системи від/до газосховища за цей газовий місяць.

8. До 7-го числа наступного місяця:

1) на підставі актів приймання-передачі природного газу, укладених згідно з підпунктом 1 пункту 6 цієї глави, оператор газотранспортної системи разом з замовником послуг транспортування оформлюють та підписують зведений реєстр реалізації газу споживачам на обсяги газу, які такий замовник послуг транспортування подав у точках виходу до прямих споживачів за цей газовий місяць;

2) на підставі актів приймання-передачі природного газу, укладених між оператором газорозподільної системи та споживачами (крім побутових споживачів), згідно з положеннями Кодексу газорозподільних систем, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2494 (далі - Кодекс газорозподільної системи), оператор газорозподільних систем оформлює та підписує зведений реєстр про фактичний обсяг розподілу природного газу по споживачах за цей газовий місяць у розрізі структурних підрозділів оператора газотранспортної системи та/або структурних підрозділів газовидобувного підприємства, регіонів та категорій споживачів за цей газовий місяць та надає оператору газотранспортної системи примірник підписаного оригіналу такого реєстру.

Інформація, зазначена в цьому пункті, надається згідно з формами оператора газотранспортної системи та розміщується на його веб-сайті.

{Пункт 8 глави 7 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

9. До 8-го числа наступного місяця газовидобувне підприємство та суміжне газовидобувне підприємство надають оператору газотранспортної системи звіт про фактичний видобуток природного газу за цей газовий місяць.

{Пункт 9 глави 7 розділу III в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

10. До 8-го числа наступного місяця надають оператору газотранспортної системи:

{Підпункт 1 пункту 10 глави 7 розділу III виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

1) оператор установки LNG на підставі актів приймання-передачі газу, оформлених згідно з підпунктом 2 пункту 7 цієї глави, - зведені реєстри природного газу щодо обсягів газу, які було подано в точках входу до оператора газотранспортної системи за цей газовий місяць у розрізі замовників послуг транспортування;

2) оператор газосховищ на підставі актів приймання-передачі газу, оформлених згідно з підпунктом 3 пункту 7 цієї глави, - зведені реєстри природного газу щодо обсягів газу, які було подано в точки входу та/або отримано в точках виходу за цей газовий місяць у розрізі замовників послуг транспортування.

Інформація, зазначена в цьому пункті, надається згідно з формами оператора газотранспортної системи та розміщується на його веб-сайті.

11. Передача природного газу, поданого до газотранспортної системи між замовниками послуг транспортування, здійснюється у віртуальній торговій точці шляхом подання оператору газотранспортної системи торгових сповіщень відповідно до вимог **глави 2** розділу XIV цього Кодексу.

{Пункти 11 - 13 глави 7 розділу III замінено одним новим пунктом 11 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

IV. УМОВИ ВЗАЄМОДІЇ З ОПЕРАТОРОМ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ, ПОРЯДОК ПРИСВОЄННЯ ЕІС-КОДІВ ТА ВИМОГИ ДО ІНФОРМАЦІЙНОЇ ПЛАТФОРМИ

{Назва розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

1. Умови взаємодії з оператором газотранспортної системи

1. Взаємовідносини між суміжними операторами газотранспортних систем регулюються угодою, про взаємодію положення якої не можуть суперечити положенням цього Кодексу.

2. Правовідносини між оператором газотранспортної системи та оператором установки LNG / оператором газосховища / газовидобувним підприємством / оператором газорозподільної системи / прямим споживачем щодо одержання доступу до потужності, надання послуг із транспортування, у тому числі вчинення дій з врегулювання добових небалансів у газотранспортній системі, регулюються договором транспортування природного газу, укладеним відповідно до **Типового договору транспортування природного газу**, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2497.

{Абзац перший пункту 2 глави 1 розділу IV із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

Взаємовідносини стосовно визначення ФХП, правил обліку, приймання-передачі природного газу тощо регулюються положеннями цього Кодексу та технічною угодою, укладеною між оператором газотранспортної системи та оператором установки LNG/ оператором газосховища/суміжним газовидобувним підприємством/оператором газорозподільної системи (у випадку необхідності)/прямим споживачем, яка передбачає:

{Абзац другий пункту 2 глави 1 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

засади обміну інформацією, у тому числі специфікаціями у форматі даних і протоколів, які дають можливість співпраці із системою обміну інформацією оператора газотранспортної

системи;

установлення граничнодопустимих значень мінімального та максимального тиску газу;

порядок визначення кількості природного газу та порядок визначення фізико-хімічних показників природного газу;

порядок обмеження (припинення) транспортування природного газу у випадку невідповідності фізико-хімічним показникам, зазначеним у цьому Кодексі;

порядок перевірки, повірки (у тому числі спільної) комерційних вузлів обліку газу;

порядок надання доступу до телеметричних та вимірювально-розрахункових даних;

порядок отримання вихідної інформації від комерційного (дублюючого) вузла обліку;

зобов'язання стосовно передачі прогностичних обсягів закачування та відбору природного газу у терміни і на засадах, визначених у Кодексі (для оператора газосховища);

порядок надання відомостей, необхідних для проведення розподілу планових обсягів транспортування замовникам послуг транспортування в точках входу/виходу;

порядок узгодження графіків та порядок проведення ремонтних робіт і робіт з модернізації, які мають вплив на умови роботи суміжних систем;

порядок дій на випадок виникнення перебоїв у роботі суміжних систем;

порядок повідомлення про аварії та порядок взаємодії сторін у разі їх виникнення;

порядок взаємодії та контактні дані диспетчерських служб оператора газотранспортної системи та оператора газосховищ;

порядок обміну інформацією стосовно запланованих інвестицій, які мають вплив на умови роботи суміжних систем (для операторів суміжних систем);

порядок врегулювання спорів.

2. Порядок присвоєння ЕІС-кодів суб'єктам ринку природного газу

1. З метою уніфікації та однозначної ідентифікації суб'єктів ринку природного газу та точок комерційного обліку, розміщених на об'єктах газової інфраструктури, та для забезпечення спрощення процедур зміни постачальників природного газу та електронного обміну даними між суб'єктами ринку природного газу, на національному рівні використовується система кодування, рекомендована Європейською мережею операторів газотранспортних систем (ENTSOG).

Для кодування використовується ЕІС-код.

На ринку природного газу використовуються ЕІС-коди, що присвоєні відповідно до регламенту ЕІС-схеми для кодування та ідентифікації в енергетиці.

Кожному суб'єкту ринку природного газу та/або точці комерційного обліку може бути присвоєно лише один ЕІС-код.

Схема ідентифікації вимагає, щоб присвоєні ЕІС-коди були унікальними та незмінними протягом довгого періоду часу.

2. ЕІС-коди, видані уповноваженим органом їх видачі за межами України, місцевим видавничим бюро, є дійсними на території України та приймаються оператором газотранспортної системи.

3. ЕІС-код являє собою фіксовану за довжиною послідовність алфавітно-цифрових символів (16 позицій), яка складається з таких атрибутів:

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16
					Код ідентифікації суб'єкта ринку природного газу відповідної групи										

	<div data-bbox="539 73 1380 159" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> (у тому числі прямого споживача, оператора газорозподільних систем) або код комерційної точки обліку </div> <div data-bbox="379 181 1380 611"> <p>Коди групи: 00-00 - споживачі оператора газотранспортної системи та точки комерційного обліку оператора газотранспортної системи; 01-89 - оператори газорозподільних систем, споживачі оператора газорозподільних систем та точки обліку; 90-90 - оператори газосховищ; 91-91 - оператори установки LNG; 92-92 - суб'єкти ринку природного газу, що займаються видобутком (виробництвом) природного газу; 93-93 - суб'єкти ринку природного газу, що займаються оптовою купівлею, продажем або постачанням природного газу; 94-WW - інше або резерв</p> </div> <div data-bbox="300 633 1380 862"> <p>Коди типу об'єкта: X - суб'єкт ринку природного газу; Z - точка комерційного обліку; Y - географічна або економічна зона; W - об'єкти з фізичним місцем розташування; V - фізичне або логічне місцезнаходження</p> </div> <div data-bbox="140 884 1380 1014"> <p>Коди видавничого бюро: центральне видавниче бюро; місцеве видавниче бюро</p> </div>	
Символ контрольної суми EIC-коду формується як згортка перших 15 позицій коду		

Код видавничого бюро - атрибут унікального коду, що ідентифікує:

центральне видавниче бюро - адміністративна структура, яка входить до складу ENTSOГ та відповідає за видачу EIC-кодів компаніям, що здійснюють транскордонне транспортування (продаж) природного газу;

місьцеве видавниче бюро - оператор газотранспортної системи, що видає EIC-коди суб'єктам ринку природного газу в Україні (видає національні EIC-коди).

Код типу об'єкта - атрибут, що характеризує тип об'єкта газового ринку:

X - суб'єкт ринку природного газу, який діє як окремий суб'єкт господарювання (оператор газотранспортної системи, оператор газорозподільної системи, оператор газосховища, оператор установки LNG, оптовий продавець, оптовий покупець, постачальник, споживач, замовник послуг транспортування, замовник послуг транспортування, розподілу, зберігання (закачування, відбір) природного газу, замовник послуги установки LNG, суб'єкт ринку природного газу, що займається видобутком (виробництвом) природного газу);

Z - точка комерційного обліку, відносно якої визначаються та обліковуються значення об'ємів та обсягів транспортування, надходження, розподілу, передачі та споживання природного газу за певний період;

Y - географічна або економічна зона;

W - об'єкти з фізичним місцем розташування, що мають використовуватися для виробництва, споживання або зберігання енергії (генераторні установки, виробничі підрозділи, термінали СПГ, газові сховища тощо);

V - фізичне або логічне місцезнаходження, де розташовуються або могли б розташовуватися сторона або ІТ-система сторони (кінцеві точки, вузли тощо).

Код групи суб'єктів ринку природного газу - визначений оператором газотранспортної системи класифікатор типів суб'єктів ринку природного газу в Україні:

00-00 - споживачі, що приєднані до газотранспортної системи оператора та точки комерційного обліку оператора газотранспортної системи;

01-89 - оператори газорозподільних систем, споживачі, приєднані до газорозподільних систем, та точки комерційного обліку в газорозподільній системі;

90-90 - оператори газосховищ;

91-91 - оператори установки LNG;

92-92 - газовидобувні підприємства;

93-93 - суб'єкти ринку газу, що займаються оптовою купівлею, продажем або постачанням газу;

94-WW - інше або резерв.

Код ідентифікації суб'єкта ринку природного газу відповідної групи - визначений оператором газотранспортної системи або оператором газорозподільної системи алфавітно-цифровий код, що ідентифікує суб'єкта ринку природного газу, у тому числі споживача, що приєднаний до газорозподільної системи або код точки комерційного обліку, яка використовується для визначення об'ємів та обсягів природного газу для складання актів приймання-передачі між суб'єктами ринку природного газу та їх взаєморозрахунків.

Як символи послідовності EIC-коду у позиціях з 01 по 15 включно можуть використовуватися символ "-", цифри від "0" до "9", великі літери латинського алфавіту від "A" до "W".

Символ контрольної суми EIC-коду (позиція 16) призначений для забезпечення контролю цілісності коду та валідації даних. Символ контрольної суми формується згідно з регламентом, рекомендованим ENTSOG: "EIC-схема для кодування та ідентифікації в енергетиці". Як символ контрольної суми використовуються цифри від "0" до "9" та великі літери латинського алфавіту від "A" до "Z".

4. Оператор газотранспортної системи відповідає за організацію правильного та коректного розподілу EIC-кодів суб'єктам ринку природного газу України.

За заявою оператора газорозподільної системи оператор газотранспортної системи протягом двох робочих днів з моменту надання заяви відповідно до вимог цієї глави присвоює кожному оператору газорозподільної системи унікальний EIC-код і код групи (позиції з 04 по 05 EIC-кодів).

Оператор газорозподільної системи присвоює EIC-коди всім споживачам, що приєднані до газорозподільної системи відповідного оператора та відповідних EIC-кодів їх точок комерційного обліку (за необхідності). Оператор газорозподільної системи після присвоєння EIC-кодів споживачам, що приєднані до газорозподільної системи відповідного оператора та відповідних EIC-кодів їх точок комерційного обліку (за необхідності), передає їх оператору газотранспортної системи протягом 5 робочих днів з моменту присвоєння за формою оператора газотранспортної системи в електронному вигляді з використанням електронного цифрового підпису уповноваженої особи.

{Абзац третій пункту 4 глави 2 розділу IV із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

Оператор газотранспортної системи присвоює EIC-код оператору газосховища, оператору установки LNG, а також кожному споживачу, що приєднаний безпосередньо до газотранспортної системи, та EIC-коди їх відповідним точкам комерційного обліку, про що інформує зазначених суб'єктів ринку природного газу.

Оператор газотранспортної системи:

за заявою суб'єкта ринку природного газу, що займається видобутком (виробництвом) газу, присвоює суб'єкту унікальний EIC-код та EIC-коди відповідних точок комерційного обліку;

за заявою суб'єкта ринку природного газу, що займається оптовою купівлею-продажем або постачанням газу, присвоює суб'єкту унікальний ЕІС-код.

Оператор газотранспортної системи протягом 2-х робочих днів з моменту отримання заяви від суб'єкта ринку природного газу за умови дотримання положень цього розділу присвоює суб'єкту ЕІС-код.

5. Суб'єкт ринку природного газу самостійно визначає коло осіб (інших суб'єктів ринку природного газу), яким доступні дані ЕІС-коду та інша супутня інформація, що може бути використана у договірних відносинах на ринку природного газу.

6. Оператор газотранспортної системи має право відхилити заяву на присвоєння ЕІС-коду суб'єкту ринку природного газу у разі недостовірності і невідповідності поданих даних заявником до форми, встановленої місцевим видавничим бюро.

7. Присвоєння ЕІС-коду здійснюється на безоплатній основі.

8. З метою виконання угод про взаємодію на точках входу та/або виходу на міждержавному з'єднанні оператор газотранспортної системи за зверненням замовника послуг транспортування присвоює такому замовнику послуг транспортування окремий код ідентифікації - шипер-код. Присвоєння такого коду ідентифікації - шипер-коду здійснюється на безоплатній основі в порядку присвоєння ЕІС-кодів, визначеному цією главою.

{Главу 2 розділу IV доповнено новим пунктом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

3. Технічні вимоги до інформаційної платформи оператора газотранспортної системи

1. Для забезпечення електронної взаємодії та документообігу між суб'єктами ринку природного газу, у тому числі для організації замовлення та супроводження послуг транспортування природного газу в умовах добового балансування газотранспортної системи, а також між суб'єктами ринку природного газу та операторами торгових платформ оператор газотранспортної системи зобов'язаний створити та підтримувати функціонування інформаційної платформи.

Інформаційна платформа складається з апаратного та програмного забезпечення.

Програмне забезпечення інформаційної платформи має відповідати вимогам чинних нормативно-правових актів та нормативних документів щодо системи технічного та програмного захисту інформації.

Цілісність, доступність, конфіденційність та захист від несанкціонованого доступу до інформації реалізуються на інформаційній платформі відповідно до вимог законодавства України та цього Кодексу.

2. Інформаційна платформа має бути доступною всім суб'єктам ринку природного газу та операторам торгових платформ у межах їх прав, визначених цим Кодексом, для забезпечення ними дій, пов'язаних із укладанням угод за короткостроковими стандартизованими продуктами, замовленням, наданням та супроводженням послуг транспортування природного газу, у тому числі для подання номінацій/реномінацій, перевірки величин грошових внесків (фінансової гарантії), а також інших дій, передбачених цим Кодексом.

Для вчинення вищезазначених дій веб-додаток інформаційної платформи має бути доступним у мережі Інтернет цілодобово, сім днів на тиждень.

Суб'єкти ринку природного газу, які уклали (переуклали) з оператором газотранспортної системи договір транспортування, набувають права доступу до інформаційної платформи та статусу користувача платформи з моменту укладення (переукладення) договору. Оператор газотранспортної системи присвоює кожному такому суб'єкту ринку природного газу код користувача платформи та створює на інформаційній платформі інтерфейс такого користувача відповідно до його статусу суб'єкта ринку природного газу (постачальник, оператор газорозподільної системи, оптовий продавець/покупець, оператор газосховищ тощо), про що

має повідомити останнього. При цьому додатком до договору визначаються уповноважені особи суб'єкта ринку природного газу (користувача платформи), які будуть мати право доступу до інформаційної платформи від імені користувача платформи (зазначаються їхні адреси електронної пошти та контактні дані), для їх електронної реєстрації, що оформлюється у вигляді повідомлення на створення облікового запису уповноважених осіб користувача платформи за формою, наведеною в [додатку 1](#) до цього Кодексу, до якого додаються у письмовій формі довіреності користувача платформи на кожну уповноважену особу.

Інформаційна платформа має бути доступною для інших користувачів виключно для перегляду публічної інформації без права вчинення інших дій. Користувачам, які мають повноваження на вчинення певних дій, передбачених цим Кодексом, право доступу надається після реєстрації оператором газотранспортної системи заяви про набуття статусу користувача системи за процедурою, визначеною оператором газотранспортної системи на власному веб-сайті, та електронної реєстрації уповноважених осіб користувача платформи за поданням оператору газотранспортної системи повідомлення на створення облікового запису уповноважених осіб користувача платформи за формою, наведеною у [додатку 1](#) до цього Кодексу, до якого мають бути додані у письмовій формі довіреності користувача платформи на кожну уповноважену особу.

Оператор газотранспортної системи забезпечує допомогу учасникам ринку природного газу в роботі з інформаційною платформою. Контактна інформація та години роботи служби підтримки інформаційної платформи оприлюднюються на веб-сайті оператора газотранспортної системи.

3. Обмін даними між уповноваженими особами користувачів інформаційної платформи та інформаційною платформою (оператором газотранспортної системи) відбувається через електронну пошту та інтерфейс користувача інформаційної платформи веб-додатка. У разі якщо електронна пошта недоступна, уповноважена особа користувача платформи повинна повідомити про це оператора газотранспортної системи.

З метою контролю цілісності і достовірності інформації, яка передається в електронному вигляді, а також підтвердження її авторства під час обміну інформацією оператор газотранспортної системи забезпечує використання електронного цифрового підпису.

Усі операції, що здійснюються через інформаційну платформу, зберігаються з інформацією щодо відповідного користувача інформаційної платформи та часу здійснення операції.

Уся інформація щодо часових рамок, зазначена в цьому Кодексі (зокрема кінцеві строки подання номінацій/реномінацій, прогнозування тощо), приводиться у відповідність до системного часу інформаційної платформи. Інтерфейс користувача має працювати за системним часом інформаційної платформи.

Уповноважена особа користувача інформаційної платформи виконує операції з конфігурації його облікового запису в інтерфейсі користувача.

4. Кожний користувач інформаційної платформи зобов'язується дотримуватися правил конфіденційності щодо доступу до платформи та інтерфейсу користувача, зокрема користувач зобов'язується переконатися, що уповноважена ним особа, яка здійснює від імені користувача дії на інформаційній платформі:

зберігає свій особистий закритий ключ у таємниці і таким чином, щоб ніхто інший не міг отримати доступ до ключа;

використовує свій особистий закритий ключ і електронну реєстрацію виключно в інтересах користувача та відповідно до правил користування інформаційною платформою, які відповідають вимогам Кодексу ГТС;

інформує оператора газотранспортної системи про доступ сторонніх осіб до інформації про її особистий закритий ключ та її розголошення (у зв'язку з чим оператор газотранспортної системи за зверненням користувача платформи блокує особистий ключ до подальшої його зміни).

Усі прямі та/або непрямі збитки, пов'язані з доступом до інформації про особистий ключ сторонніх осіб та її розголошенням та завдані з моменту отримання доступу сторонніх осіб до інформації про особистий ключ та її розголошення і до моменту інформування про це оператора газотранспортної системи, покладаються виключно на користувача платформи, з вини якого відбувся доступ до інформації сторонніх осіб.

У разі зміни даних уповноважених осіб користувача користувач інформаційної платформи направляє оператору газотранспортної системи нове повідомлення із загальним переліком уповноважених осіб.

5. Оператор газотранспортної системи виконує функції адміністратора інформаційної платформи та оприлюднює на своєму веб-сайті:

інструкцію з користування інформаційною платформою, а також витяги з нормативно-правових актів, пов'язаних із користуванням інформаційною платформою;

контактні дані (прізвище, ім'я, по батькові, номери факсів та телефонів, електронні адреси) працівників оператора газотранспортної системи, які є відповідальними за працездатність інформаційної платформи та взаємодію з учасниками ринку природного газу, контактну інформацію та графік роботи служби підтримки інформаційної платформи;

інформацію про центри сертифікації ключів, необхідних користувачам інформаційної платформи для забезпечення ними електронного цифрового підпису (ЕЦП) у випадках, передбачених цим Кодексом;

іншу інформацію, передбачену цим Кодексом.

6. З метою забезпечення комунікації між замовниками послуг транспортування, у тому числі для їх самоорганізації з метою врегулювання власних небалансів протягом газової доби (D), оператор газотранспортної системи повинен створити та підтримувати на інформаційній платформі дошку повідомлень.

Дошка повідомлень є інструментом для публікації (оприлюднення) замовниками послуг транспортування повідомлень про наміри відчуження (продажу) чи набуття (купівлі) певних обсягів природного газу. Розміщення повідомлень здійснюється без додаткових витрат.

Дошка повідомлень не має бути пов'язана з функціональними можливостями інформаційної платформи (за винятком ідентифікації замовників послуг транспортування), тому:

1) повідомлення про намір відчужити (продати) або набути (купити) певні обсяги природного газу та/або будь-які інші повідомлення, оприлюднені замовниками послуг транспортування на дошці повідомлень, не перевіряються оператором газотранспортної системи;

2) замовник послуг транспортування, від імені якого його уповноваженою особою було здійснено розміщення інформації на дошці повідомлень, відповідає за зміст та достовірність такої інформації;

3) за допомогою дошки повідомлень не проводяться операції через жоден модуль інформаційної платформи.

Оператор газотранспортної системи не відповідає за будь-які прямі або непрямі втрати чи збитки, понесені будь-яким замовником послуг транспортування у зв'язку з роботою дошки повідомлень або у зв'язку з використанням, або неможливістю використання, або за результатами використання дошки повідомлень, та не відповідає за будь-які веб-сайти та матеріали, розміщені на дошці повідомлень.

Для забезпечення фактичного приймання-передачі природного газу між замовниками послуг транспортування (балансовими портфоліо), які розмістили інформацію на дошці повідомлень, замовники послуг транспортування мають подати оператору газотранспортної системи відповідні торгові сповіщення у порядку, визначеному в главі 2 розділу XIV цього Кодексу.

{Розділ IV доповнено новою главою згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

4. Вимоги до наповнення інформаційної платформи поточними та статистичними даними

1. Інформаційна платформа має містити такі дані, зокрема:

1) перелік точок входу/виходу до/із газотранспортної системи;

2) інформацію про всіх суб'єктів ринку природного газу, включаючи споживачів, яким в установленому порядку присвоєні EIC-коди;

3) інформацію про постачальника «останньої надії»;

4) інформацію про постачальників із спеціальними обов'язками;

5) інформацію про Реєстри споживачів постачальників.

2. Інформація про споживачів в інформаційній платформі має містити щонайменше:

1) EIC-код споживача та наявності EIC-коди його точок обліку;

2) EIC-код фізичної точки виходу з газотранспортної системи;

3) дані закріплених за споживачем діючих постачальників та визначені ними періоди постачання;

4) дані щодо зміни постачальників із початку функціонування інформаційної платформи;

5) інформацію про прогнози споживання природного газу на кожен газову добу (D) для споживачів, по яких відбір/споживання не вимірюється щодобово;

6) інформацію про попередні обсяги споживання кожної газової доби (D);

7) інформацію про фактичне добове споживання;

8) інформацію про фактичне споживання кожного газового місяця (M);

9) дані періодів відсутності у споживача закріпленого постачальника (за їх наявності) з початку функціонування інформаційної платформи;

10) дані періодів обмеження (припинення) газопостачання споживачу (якщо такі дані вносились по споживачу) з початку функціонування інформаційної платформи;

11) період вимірювання (відбір/споживання, що вимірюється щодобово, або відбір/споживання, що не вимірюється щодобово);

12) належність споживача до категорії споживачів, постачання яким може здійснюватися в рамках спеціальних обов'язків, які в установленому порядку покладені рішенням Кабінету Міністрів України на підставі [статті 11](#) Закону України «Про ринок природного газу»;

13) строк надання повідомлення споживачу про припинення газопостачання відповідно до чинного законодавства (не менше ніж за три доби до дати, на яку воно заплановано, для споживачів та не менше ніж за п'ять діб для підприємств металургійної та хімічної промисловості).

3. Порядок формування Реєстру споживачів постачальника та процедура зміни постачальника на інформаційній платформі визначаються у главі 5 цього розділу.

4. Оператор газотранспортної системи повинен вносити до інформаційної платформи актуалізовану інформацію щодо всіх точок входу/виходу до/із газотранспортної системи та інформацію про всіх суб'єктів ринку, з якими оператор газотранспортної системи уклав договір транспортування, у тому числі по прямим споживачам.

5. Оператори газорозподільних систем відповідно до вимог цього Кодексу та за формами оператора газотранспортної системи, погодженими з Регулятором, повинні вносити до інформаційної платформи інформацію, зокрема:

визначену підпунктами 1, 2, 5 - 8 пункту 2 цієї глави, по всіх споживачах, підключених до газорозподільної системи;

дані щодо операторів газорозподільних систем (за їх наявності), яким природний газ передається з газорозподільної системи, з визначенням місць підключення таких операторів;

дані щодо газовидобувних підприємств (за їх наявності), промислові газопроводи яких безпосередньо підключені до газорозподільної системи.

6. Суміжні газовидобувні підприємства, а також газовидобувні підприємства, безпосередньо підключені до газорозподільних систем, відповідно до вимог цього Кодексу та за формами, погодженими оператором газотранспортної системи з Регулятором, зобов'язані вносити до інформаційної платформи інформацію щодо газовидобувних підприємств (за їх наявності), видобутий/вироблений природний газ яких передається до газотранспортної системи через суміжне газовидобувне підприємство та/або до газорозподільної системи через газовидобувне підприємство, безпосередньо підключене до газорозподільної системи.

7. Постачальники відповідно до вимог цього Кодексу повинні вносити до інформаційної платформи інформацію щодо:

власних споживачів та періодів постачання їм природного газу;

номінацій/реномінацій.

8. Оператор газотранспортної системи відповідно до вимог глави 3 цього розділу надає замовникам послуг транспортування доступ до інформаційної платформи для внесення ними інформації, передбаченої цим Кодексом.

9. У випадку приєднання нового споживача до газорозподільної або газотранспортної системи їх оператори мають внести до інформаційної платформи дані про такого споживача не пізніше ніж через три дні після присвоєння йому та/або його точці комерційного обліку персоналізованого ЕІС-коду.

{Розділ IV доповнено новою главою згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

5. Формування Реєстру споживачів постачальника

1. Первинна реєстрація споживача за постачальником в інформаційній платформі на газовий місяць (М), з якого буде запроваджено добове балансування, здійснюється оператором газотранспортної системи за діючим постачальником такого споживача в розрахунковому періоді (М-1), що передує зазначеному місяцю (М).

Первинна реєстрація має бути здійснена оператором газотранспортної системи після завершення процедури підтвердження номінацій на період (М-1), але не пізніше 5-го числа (М-1) з урахуванням підтверджених реномінацій за зазначений період.

За підсумками первинної реєстрації, але не пізніше 10-го числа (М-1) оператор газотранспортної системи надсилає через інформаційну платформу всім постачальникам, зареєстрованим на платформі, Реєстр їх споживачів, починаючи з газового місяця (М), в якому буде запроваджено добове балансування. Одночасно оператор газотранспортної системи надсилає через інформаційну платформу всім операторам газорозподільних систем попередню інформацію про споживачів у їхній газорозподільній зоні, які не увійшли до Реєстру жодного постачальника.

Якщо постачальник, визначений у первинній реєстрації (крім постачальника із спеціальними обов'язками), не погоджується з закріпленням за ним споживачем або бажає встановити по такому споживачу певний період (періоди) постачання природного газу, він зобов'язаний не пізніше 25-го числа (М-1) на інформаційній платформі відмовитись від такого споживача або визначити період (періоди) постачання природного газу такому споживачу. У такому разі оператор газотранспортної системи одночасно інформує через інформаційну платформу відповідного оператора газорозподільної системи про відсутність у споживача постачальника.

Оператори газорозподільних систем (оператор газотранспортної системи по прямим споживачах) виходячи з інформації про споживачів, які не включені до Реєстрів постачальників при їх первинній реєстрації, зобов'язані протягом двох робочих днів з дати отримання відповідної інформації від оператора газотранспортної системи проінформувати таких споживачів про відсутність у них постачальника з певної дати та можливі для них наслідки і за необхідності розпочати заходи з припинення (обмеження) в установленому порядку газопостачання на об'єкти таких споживачів.

2. З моменту реєстрації споживача за постачальником в інформаційній платформі постачальник набуває статусу діючого постачальника для такого споживача (крім майбутніх періодів постачання, які заброньовані за іншими постачальниками в інформаційній платформі) та вважається, що з цього моменту зазначений постачальник забронював за собою цього споживача на наступні розрахункові періоди та є відповідальним за обсяги споживання природного газу даним споживачем.

З моменту реєстрації на інформаційній платформі угоди про алокацію постачальники, які є її сторонами, набувають статусу діючих постачальників для такого споживача (у межах часток, визначених алокаційним алгоритмом) на строк, що відповідає періоду постачання, визначеному угодою про алокацію.

{Пункт 2 глави 5 розділу IV доповнено новим абзацом другим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 558 від 12.04.2019}

Постачальник має право визначити по споживачу в інформаційній платформі кінцеву дату постачання природного газу такому споживачу (з якої споживач буде виключений з Реєстру такого постачальника) та/або визначити періоди постачання природного газу такому споживачу. Кінцева дата постачання природного газу не може бути визначена постачальником раніше ніж через три дні (п'ять днів по споживачах, які належать до підприємств металургійної та хімічної промисловості) після дати внесення відповідної інформації.

Інформаційна платформа повинна відображати по споживачу заброньовані постачальником (постачальниками) періоди постачання природного газу і дозволяти постачальнику реєструвати на інформаційній платформі період постачання природного газу відповідно до укладених зі споживачем договорів (додаткових угод), у тому числі без зазначення кінцевої дати.

Постачальник, який у заброньованому за ним періоді постачання природного газу виходить із ініціативою відмовитись на інформаційній платформі від споживача (виключити споживача із Реєстру постачальника) або скоротити період постачання йому природного газу, має право це зробити, але за умови, що дата виключення споживача із Реєстру постачальника або відповідно кінцева дата постачання природного газу споживачу може бути не раніше ніж через три дні (п'ять днів по споживачу, який належить до підприємств металургійної та хімічної промисловості) після дати ініціювання таких змін на інформаційній платформі.

У разі якщо за п'ять днів до кінцевої дати постачання природного газу поточним постачальником інформаційна платформа не фіксує такого споживача в Реєстрі іншого постачальника, у тому числі в Реєстрі постачальника із спеціальними обов'язками, інформаційна платформа одночасно направляє оператору газорозподільної системи (оператору газотранспортної системи по прямим споживачах) інформаційне повідомлення про відсутність у споживача постачальника з певної дати за формою оператора газотранспортної системи, погодженою з Регулятором. Оператор газорозподільної системи (оператор газотранспортної системи по прямим споживачах), отримавши таке повідомлення, зобов'язаний протягом двох робочих днів проінформувати такого споживача про відсутність у нього постачальника з певної дати та можливі наслідки для нього і за необхідності розпочати заходи з припинення (обмеження) в установленому порядку газопостачання на об'єкти такого споживача.

3. Якщо для споживача відповідно до рішення Кабінету Міністрів України визначений постачальник із спеціальними обов'язками, на якого в установленому порядку покладені обов'язки постачати природний газ такому споживачу (який не має права відмовити такому споживачу в укладанні договору постачання природного газу), оператор газотранспортної системи реєструє такого постачальника за споживачем на інформаційній платформі (на випадок

відсутності у такого споживача постачальника). Оператор газотранспортної системи надсилає через інформаційну платформу всім постачальникам із спеціальними обов'язками Реєстр закріплених за ними споживачів.

Термін «постачальник із спеціальними обов'язками» вживається у значенні, наведеному в [Правилах постачання природного газу](#).

У разі якщо споживач, який додатково включений до Реєстру постачальника із спеціальними обов'язками, буде виключений з Реєстру інших постачальників у певний період постачання, вважається, що діючим постачальником такого споживача у цьому періоді буде визначений закріплений за ним постачальник із спеціальними обов'язками.

У разі якщо постачальник із спеціальними обов'язками з причин заборгованості споживача (неналежних розрахунків) хоче відмовитись від фізичного постачання природного газу такому споживачу в певному періоді постачання, він повинен ініціювати заходи з припинення (обмеження) газопостачання такому споживачу відповідно до [Правил постачання природного газу](#).

4. Постачальник, який у своєму Реєстрі споживачів при їх первинній реєстрації виявив відсутність споживача, якому планував постачати природний газ, або будь-який постачальник, який має намір постачати природний газ новому споживачу, має право не пізніше ніж за одну добу до кінцевого терміну подання номінації на газову добу (D) газового місяця (M), визначеного цим Кодексом, зареєструвати за собою такого споживача в інформаційній платформі, вказавши період постачання природного газу такому споживачу.

Якщо при реєстрації споживача за постачальником інформаційна платформа не виявляє цього споживача в Реєстрі іншого постачальника у періоді постачання природного газу, визначеному при реєстрації споживача, такий споживач включається до Реєстру постачальника, який ініціював реєстрацію споживача за собою.

Якщо при реєстрації споживача за постачальником інформаційна платформа виявляє, що в ініційований ним період постачання природного газу споживач вже включений до Реєстру іншого постачальника на цей період, інформаційна платформа відхиляє реєстрацію споживача за постачальником, що ініціював реєстрацію споживача за собою, та надсилає такому постачальнику інформаційне повідомлення з кодом причини відмови. Одночасно інформаційна платформа інформує діючого постачальника про те, що на заброньований ним період постачання природного газу претендує інший постачальник (із зазначенням назви такого постачальника). У такому разі діючий постачальник зобов'язаний не пізніше 10 години ранку вісімнадцятої доби з дня інформаційного запиту вчинити одну із нижченаведених дій:

підтвердити на інформаційній платформі згоду на перехід споживача до нового постачальника з газової доби, яка визначалась в інформаційному запиті (але не пізніше ніж за дві доби до зазначеної газової доби);

підтвердити на інформаційній платформі згоду на перехід споживача до нового постачальника, визначивши дату переходу, яка має бути не пізніше ніж на дев'ятнадцяту добу з дня інформаційного запиту;

не погодити на інформаційній платформі перехід споживача до нового постачальника через наявність у споживача боргових зобов'язань за поставлений природний газ та/або ініціювати через інформаційну платформу заходи з припинення (обмеження) газопостачання такому споживачу (якщо до споживача ще не були застосовані заходи з припинення газопостачання);

не погодити та надати оператору газотранспортної системи оригінал листа споживача про його незгоду на перехід до нового постачальника (через відсутність договірних відносин із новим постачальником, невідповідність заброньованого періоду постачання природного газу тощо).

Якщо у строк, визначений в абзаці третьому цього пункту, діючий постачальник не здійснив жодної дії, передбаченої в абзацах четвертому - сьомому цього пункту, інформаційна платформа (оператор газотранспортної системи) Реєструє споживача за новим постачальником з 21-ї доби після інформаційного запиту до діючого постачальника про погодження зміни постачальника.

5. У разі відхилення оператором газотранспортної системи номінації замовника послуг транспортування на відповідну точку виходу до прямого споживача та/або газорозподільної системи або якщо така номінація не була подана оператору газотранспортної системи у встановлений строк, оператор газотранспортної системи вносить до Реєстру споживачів постачальника інформацію про припинення такому замовнику послуг транспортування статусу діючого постачальника для всіх його споживачів.

У такому випадку інформаційна платформа, з урахуванням вимог цього Кодексу та за відсутності споживача(-ів) у реєстрі іншого постачальника(-ів), інформує відповідного оператора газорозподільної системи (оператора газотранспортної системи по прямим споживачам) про відсутність замовленого постачальником обсягу транспортування природного газу для потреб споживача(-ів).

Оператори газорозподільних систем (оператор газотранспортної системи по прямим споживачам) виходячи з інформації про споживачів, яким не замовлені постачальником обсяги транспортування природного газу для їх потреб, зобов'язані протягом двох робочих днів наступної доби з дати отримання відповідної інформації від оператора газотранспортної системи проінформувати таких споживачів про відсутність у них замовлених постачальником обсягів транспортування природного газу з певної дати та можливі для них наслідки та зобов'язані розпочати заходи з припинення (обмеження) в установленому порядку розподілу (транспортування) природного газу на об'єкти таких споживачів.

До закінчення строку, встановленого законодавством для припинення (обмеження) транспортування (розподілу) природного газу таким споживачам, алокація їх відборів відноситься на діючого постачальника.

Після закінчення строку, встановленого законодавством для припинення (обмеження) транспортування (розподілу) природного газу споживачам, алокація фактичного обсягу споживання природного газу такими споживачами здійснюється на відповідного оператора газорозподільної системи (для прямим споживачів - на оператора газотранспортної системи).

У разі якщо до моменту припинення (обмеження) розподілу (транспортування) природного газу споживачам номінація замовника послуг транспортування буде підтверджена оператором газотранспортної системи, інформаційна платформа інформує відповідного оператора газорозподільної системи (оператора газотранспортної системи по прямим споживачам) про відсутність підстав для припинення (обмеження) розподілу (транспортування) природного газу на об'єкти таких споживачів. Об'єкти таких споживачів не підлягають примусовому припиненню (обмеженню) розподілу (транспортування) природного газу з боку оператора газорозподільної системи (оператора газотранспортної системи по прямим споживачам).

{Главу 5 розділу IV доповнено новим пунктом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

{Розділ IV доповнено новою главою згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

V. Умови надійної та безпечної експлуатації газотранспортної системи, основні правила технічної експлуатації газотранспортної системи, планування розвитку газотранспортної системи

1. Умови надійної та безпечної експлуатації газотранспортної системи, основні правила технічної експлуатації газотранспортної системи

1. Оператор газотранспортної системи на виключних засадах відповідає за надійну та безпечну експлуатацію, підтримання в належному стані та розвиток, включаючи нове будівництво та реконструкцію газотранспортної системи, з метою задоволення очікуваного попиту суб'єктів ринку природного газу на послуги із транспортування природного газу, враховуючи розвиток ринку природного газу.

2. Експлуатацію газотранспортної системи здійснює виключно оператор газотранспортної системи згідно з вимогами чинного законодавства України, нормативними актами у сфері

проектування, будівництва та безпечної експлуатації об'єктів газотранспортної системи і технічними нормами та стандартами безпеки.

3. Оператор газотранспортної системи для забезпечення надійної та безпечної експлуатації газотранспортної системи:

забезпечує запобіжні заходи безаварійної експлуатації газотранспортної системи, а саме комплекс робіт, що виконується на підставі результатів технічного огляду або технічного обстеження (діагностування) газотранспортної системи з метою забезпечення її подальшої безаварійної експлуатації шляхом проведення технічного обслуговування, поточного або капітального ремонтів. Організація і проведення робіт з технічного обслуговування і ремонту газотранспортної системи встановлюються технічними нормами, стандартами безпеки;

вживає заходів для забезпечення транспортування природного газу протягом періодів надзвичайно високого споживання на виконання правил про безпеку постачання природного газу та Національного плану дій;

здійснює заходи фізичного балансування;

контролює фізико-хімічні показники природного газу в точках входу та точках виходу;

обмежує надходження природного газу до газотранспортної системи у випадках, визначених [Законом України](#) "Про ринок природного газу", Національним планом дій, правилами про безпеку постачання природного газу;

розробляє та впроваджує плани локалізації та ліквідації аварій;

готує та узгоджує в рамках укладених технічних угод з оператором суміжних систем план дій на випадок виникнення перебоїв у роботі суміжних систем;

підтримує та розширює (за необхідності) контрольно-вимірювальні системи управління та телеметрії, а також системи об'єктної автоматики з метою можливості швидкої реакції на загрози, які можуть виникнути в газотранспортній системі;

підтримує технічний стан пристроїв, установок, мереж, а також системних об'єктів згідно з вимогами технічних норм та стандартів безпеки, провадить постійний експлуатаційний нагляд, у разі виникнення загроз негайно розпочинає дії, спрямовані на їх усунення;

провадить оцінку технічного стану газотранспортної системи та за її результатами готує інвестиційні плани і плани ремонту газотранспортної системи;

розробляє та впроваджує правила технічної експлуатації газотранспортної системи, які зокрема повинні містити вимоги до:

лінійної частини магістральних газопроводів;

компресорних станцій;

газорозподільних станцій;

газовимірювальних станцій та пунктів виміру витрат газу;

електроустановок;

телекомунікаційної мережі оператора газотранспортної системи;

метрологічного забезпечення захисту від корозії;

контрольно-вимірювальних приладів, систем та засобів автоматизації технологічних процесів зв'язку (технологічного);

організації експлуатації газотранспортної системи;

діагностування;

будівель та споруд, які належать до газової інфраструктури.

4. Проектування та будівництво (нове будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, технічне переоснащення) складових газотранспортної системи здійснюються відповідно до законодавства у сфері містобудівної діяльності, технічних норм та стандартів безпеки.

5. Проектування та будівництво (нове будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, технічне переоснащення) складових газотранспортної системи передбачаються планом розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років та фінансуються за рахунок коштів, передбачених у тарифах на послуги транспортування природного газу, плати за приєднання, банківських кредитів, коштів, залучених з інших джерел, не заборонених законодавством.

6. У разі будівництва, реконструкції, капітального ремонту будинків, будівель, споруд, доріг, мостів, інших об'єктів архітектури роботи з перенесення складових газотранспортної системи виконуються оператором газотранспортної системи або іншим суб'єктом, який відповідно до законодавства має право на проведення таких робіт, за рахунок коштів замовників таких робіт відповідно до затвердженої проектно-кошторисної документації.

2. Планування розвитку газотранспортної системи

1. Розвиток газотранспортної системи провадиться з урахуванням поточних та майбутніх потреб України в природному газі, забезпечення довготривалої працездатності газотранспортної системи, а також попиту на послуги транспортування газотранспортною системою України.

2. Оператор газотранспортної системи здійснює дослідження потреби ринку в новій газотранспортній інфраструктурі, у тому числі в міждержавних з'єднаннях, а також збирає інформацію стосовно багаторічних прогнозів потреби в природному газі на окремих територіях України.

3. При розробці плану розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років оператор газотранспортної системи зобов'язаний враховувати можливі зміни обсягів видобутку, купівлі-продажу, постачання, споживання природного газу (у тому числі обсягів транскордонної торгівлі природним газом), а також плани розвитку газотранспортних систем сусідніх держав, газорозподільних систем, газосховищ та установки LNG.

4. Оператор газотранспортної системи розробляє і щороку до 31 жовтня подає на затвердження Регулятору план розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років, складений на підставі даних про фактичні та прогнозні показники попиту, і пропозиції на послуги з транспортування природного газу. План розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років має забезпечувати відповідність газотранспортної системи потребам ринку природного газу та інтересам безпеки постачання природного газу.

5. Десятирічний план розвитку газотранспортної системи повинен визначати:

1) основні об'єкти газової інфраструктури, будівництво або реконструкція яких є доцільною в наступні 10 років;

2) підтверджені інвестиції, а також перелік нових інвестицій, які повинні бути здійснені протягом наступних 3 років;

3) строки реалізації та пріоритетність інвестиційних проектів.

Десятирічний план розвитку газотранспортної системи складається з:

інвестиційної програми на перший планований рік десятирічного плану розвитку із зазначенням заходів за рахунок підтверджених інвестицій;

плану заходів на другий-третій плановані роки десятирічного плану розвитку за рахунок підтверджених та нових інвестицій;

плану заходів на четвертий-десятий плановані роки десятирічного плану розвитку із зазначенням потреби в інвестиціях для їх виконання.

6. При розробці інвестиційної програми на перший планований рік, яка є складовою плану розвитку на десять років, планів ремонтів, технічного обслуговування та технічного діагностування, оператор газотранспортної системи бере до уваги:

вимоги з безпечної експлуатації газотранспортної системи, а також забезпечення безперервності надання газотранспортних послуг;

необхідність приведення газотранспортної системи до обов'язкових норм та технічних вимог;

фактичний технічний стан елементів газотранспортної системи;

зниження витрат на експлуатацію;

збільшення, за потреби, технічної потужності газотранспортної системи;

приєднання до газотранспортної системи;

економічну ефективність заходів.

7. Для здійснення планування оператор газотранспортної системи співпрацює з операторами суміжних систем, а також замовниками послуг транспортування.

3. Документальне оформлення плану розвитку газотранспортної системи

1. Планування заходів та фінансування плану розвитку повинно здійснюватись оператором газотранспортної системи з урахуванням технічного стану його основних фондів та інших активів, необхідності забезпечення належного рівня експлуатації об'єктів газотранспортної системи та якості надання послуг транспортування природного газу цією системою на довгостроковий період, зменшення обсягів виробничо-технологічних витрат, нормативних втрат природного газу, витрат паливного газу, а також принципів економічної доцільності запровадження відповідних заходів.

Десятирічний план розвитку газотранспортної системи складається із таких розділів:

розділ I - опис фактичного стану основних об'єктів газової інфраструктури оператора газотранспортної системи (фондів, активів) та необхідних заходів для їх підтримання на належному рівні відповідно до регламентних процедур, передбачених нормативно-технічними документами, на наступні три роки;

розділ II - опис заходів, які направлені на розвиток газотранспортної системи за рахунок будівництва нових об'єктів газотранспортної системи, включаючи нове будівництво, реконструкцію, капітальний ремонт, технічне переоснащення (нові приєднання, інвестиції тощо), у наступні десять років за рахунок планових інвестицій;

розділ III - опис заходів на перший рік плану розвитку (інвестиційної програми) із зазначенням запланованих заходів та витрат у зазначеному періоді;

розділ IV - план заходів на другий - третій плановані роки десятирічного плану розвитку із зазначенням потреби в інвестиціях для його виконання;

розділ V - план заходів на четвертий - десятий плановані роки десятирічного плану розвитку із зазначенням потреби в інвестиціях для його виконання.

2. Розділ I плану розвитку має включати опис фактичного стану основних об'єктів газотранспортної системи та матеріально-технічного оснащення оператора газотранспортної системи і необхідних заходів для їх підтримання на належному рівні відповідно до регламентних процедур, передбачених нормативно-технічними документами, на наступні три роки. При цьому зазначені заходи мають містити прогнозовані витрати на їх реалізацію.

Узагальнений технічний стан об'єктів газових мереж, транспортних засобів, спеціальних машин та механізмів, приладів контролю та діагностики, комп'ютерної техніки газотранспортного підприємства та запланованих заходів подається за формою, наведеною в [додатку 2](#) до цього Кодексу.

3. Розділ II плану розвитку має включати опис заходів, які направлені на розвиток газотранспортної системи за рахунок будівництва нових об'єктів газотранспортної системи,

включаючи нове будівництво, реконструкцію, капітальний ремонт, технічне переоснащення (нові приєднання, інвестиції тощо), у наступні десять років за рахунок планових інвестицій.

4. На підставі даних розділів I та II плану розвитку оператор газотранспортної системи формує розділ III плану розвитку, що має включати опис заходів та необхідних витрат на перший рік плану розвитку, у розрізі таких заходів та розділів:

Блок	Назва розділу
Експлуатація мереж	I. Газопроводи
	II. Відключаючі пристрої
	III. ГРС (газорозподільні станції)
	IV. КС (компресорні станції)
	V. Інше (розшифрувати)
Авто	VI. Модернізація та закупівля техніки
ВТВ	VII. Заходи, спрямовані на зниження виробничо-технологічних витрат та понаднормованих втрат природного газу
Прилади	VIII. Придбання сучасних приладів діагностики і обстеження та впровадження протиаварійного захисту систем транспортування природного газу
Інформаційні технології (ІТ)	IX. Упровадження та розвиток інформаційних технологій
Інші заходи	X. Інше

5. Пояснювальна записка розділу III плану розвитку має передбачати:

опис переліку робіт, основного обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення та послуг, запланованих для виконання у прогностичному періоді, з розбивкою на етапи (квартали);

обґрунтування необхідності проведення заходів у запланований період.

6. Заплановані заходи на перший рік плану розвитку повинні бути підкріплені обґрунтованими матеріалами до запланованих робіт та закупівель товарів, які, зокрема, можуть містити цінові пропозиції (прайси) виробників або їх офіційних представників в Україні, накази про затвердження проектної документації (або зведені кошториси до відповідних проектів), що передбачені заходами на запланований період.

Заходи з проведення нового будівництва або реконструкції об'єктів газотранспортної системи включаються до плану розвитку за наявності необхідних для цього проектів, розроблених та затверджених відповідно до вимог чинного законодавства.

Оператор газотранспортної системи може передбачити у плані розвитку на перший рік кошти для розробки проектів на реалізацію робіт, що заплановані до виконання в майбутніх періодах.

Ціни закупівель, які застосовуються при формуванні плану розвитку на перший рік, є орієнтовними. Остаточна ціна закупівель визначається оператором газотранспортної системи на конкурентних засадах відповідно до вимог чинного законодавства про здійснення закупівель, у тому числі [Закону України «Про публічні закупівлі»](#).

7. План розвитку на перший рік має містити план розвитку газотранспортної системи на 20__ - 20__ роки газотранспортного підприємства на перший рік плану розвитку за формою, наведеною в [додатку 3](#) до цього Кодексу, з деталізацією по кожному заходу та кожному виду робіт, а також з цифровим визначенням пріоритетності заходів (робіт) за принципом наскрізної нумерації, починаючи з одиниці. При цьому декілька заходів (робіт) не можуть бути позначені однаковим цифровим пріоритетом.

8. На підставі даних розділів I та II плану розвитку оператор газотранспортної системи формує розділ IV плану розвитку газотранспортної системи на 20__ - 20__ роки газотранспортного підприємства на другий - третій роки плану розвитку з деталізацією по кожному заходу та кожному виду робіт та їх фінансуванню на кожний рік запланованого періоду за формою, наведеною в [додатку 4](#) до цього Кодексу.

Пояснювальна записка розділу IV плану розвитку має передбачати:

опис переліку робіт, основного обладнання, матеріалів, апаратного та програмного забезпечення та послуг, запланованих для виконання у прогнозованому періоді, з розбивкою на етапи (1 рік);

обґрунтування необхідності проведення робіт у запланований період та прогнозовані джерела фінансування.

9. На підставі даних розділів I та II плану розвитку оператор газотранспортної системи формує розділ V плану розвитку газотранспортної системи на 20__ - 20__ роки газотранспортного підприємства на четвертий - десятий роки плану розвитку у розрізі укрупнених заходів та їх фінансування на кожний рік запланованого періоду за формою, наведеною в [додатку 5](#) до цього Кодексу.

10. План розвитку формується із зазначенням обсягу фінансування без урахування податку на додану вартість.

Числова інформація у плані розвитку та звітах щодо його виконання зазначається в тисячах гривень без десяткових знаків.

11. Сторінки плану розвитку нумеруються, прошнуровуються, кількість прошнурованих аркушів завіряється підписом керівника оператора газотранспортної системи або уповноваженою ним особою та скріплюється печаткою оператора газотранспортної системи (за наявності).

Матеріали, які надаються як обґрунтування розділів плану розвитку, повинні бути підписані керівником оператора газотранспортної системи або уповноваженою ним особою та скріплені печаткою (за наявності).

{Розділ V доповнено новою главою згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

4. Порядок подання, розгляду та затвердження плану розвитку

1. План розвитку на наступні 10 років подається оператором газотранспортної системи Регулятору щороку до 31 жовтня року, що передує плановому періоду, з урахуванням вимог [Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг](#), затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 червня 2017 року № 866, у частині схвалення/затвердження інвестиційних програм/планів розвитку та змін до них.

Оператор газотранспортної системи забезпечує достовірність наданої Регулятору інформації.

3. Метою інформування громадськості проект плану розвитку газотранспортної системи оприлюднюється оператором газотранспортної системи шляхом розміщення на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет для отримання зауважень та пропозицій до зазначеного проекту не менше ніж за тридцять календарних днів до дати подання плану розвитку на затвердження Регулятора.

2. Регулятор розглядає план розвитку щодо правильності його оформлення, наявності відповідного обґрунтування окремих розділів та плану розвитку в цілому не більше тридцять календарних днів.

3. У разі встановлення невідповідності плану розвитку вимогам цього Кодексу та/або наявності в Регулятора зауважень (уточнень, пропозицій) до плану розвитку чи необхідності уточнення окремих його складових Регулятор письмово повідомляє оператора газотранспортної системи про наявні зауваження або необхідність уточнення окремих його складових. При цьому розгляд плану розвитку призупиняється на час уточнення даних та усунення зауважень. Запит щодо уточнення даних та усунення зауважень повинен включати вичерпний перелік зауважень та містити певні обґрунтування такого рішення.

У разі отримання від Регулятора письмових зауважень (уточнень, пропозицій) до плану розвитку оператор газотранспортної системи зобов'язаний упродовж десяти робочих днів з дня отримання таких зауважень (уточнень, пропозицій) надати відповідні пропозиції, додаткові пояснення та обґрунтування. У такому разі план розвитку повторно розглядається Регулятором.

4. У разі відсутності у Регулятора зауважень до плану розвитку питання про затвердження плану розвитку оператора газотранспортної системи виносяться на засідання Регулятора, яке проводиться у формі відкритого слухання, з урахуванням [Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг](#), затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 червня 2017 року № 866.

При затвердженні обсягів фінансування на перший рік плану розвитку (інвестиційної програми) Регулятор передбачає такі джерела фінансування оператора газотранспортної системи:

амортизаційні відрахування, передбачені відповідним тарифом оператора газотранспортної системи;

частину прибутку на виробничі інвестиції, передбаченого відповідним тарифом оператора газотранспортної системи;

інші джерела, не заборонені законодавством.

Додатковими джерелами фінансування на перший рік плану розвитку (інвестиційної програми) можуть бути:

кредити, рішення про можливість залучення яких попередньо погоджені Регулятором;

будь-яка фінансова допомога, надана (чи запланована бути наданою) оператору газотранспортної системи;

кошти, отримані від здійснення діяльності, пов'язаної та не пов'язаної з транспортуванням природного газу.

5. Якщо під час розгляду плану розвитку на засіданні Регулятора, що проводиться у формі відкритого слухання, виникають питання щодо недостатності обґрунтування окремих заходів плану розвитку, Регулятор або оператор газотранспортної системи може ініціювати проведення їх експертизи. У такому разі розгляд плану розвитку зупиняється на період, необхідний для проведення такої експертизи, про що Регулятор письмово повідомляє оператора газотранспортної системи протягом п'яти робочих днів з дня прийняття рішення Регулятором про необхідність проведення такої експертизи.

За результатами експертизи спірні питання повторно розглядаються Регулятором.

6. У разі прийняття Регулятором рішення на засіданні, яке проводиться у формі відкритого слухання, про необґрунтованість окремих заходів плану розвитку ці заходи виключаються з плану розвитку. При цьому кошти, передбачені на їх фінансування, перерозподіляються на інші заходи відповідно до цифрового пріоритету у плані розвитку.

7. Затверджений Регулятором план розвитку оформлюється оператором газотранспортної системи у двох примірниках. Протягом семи календарних днів один примірник надається Регулятору, другий залишається в оператора газотранспортної системи.

Електронна форма затвердженого Регулятором плану розвитку оприлюднюється оператором газотранспортної системи шляхом розміщення на своєму офіційному веб-сайті протягом десяти робочих днів з дня прийняття рішення Регулятором про затвердження плану розвитку та зберігається на ньому не менше трьох років.

Після прийняття рішення Регулятором про затвердження плану розвитку проектна документація та обґрунтовуючі матеріали, які додавалися до нього оператором газотранспортної системи, а також робочі примірники плану розвитку повертаються оператору газотранспортної системи для зберігання та використання в роботі та мають бути надані Регулятору за його запитом для виконання покладених на нього завдань.

На титульній сторінці всіх примірників затвердженого плану розвитку газотранспортної системи вказуються реквізити документів, якими план розвитку затверджений відповідно до статуту ліцензіата та затверджений Регулятором. Зазначені відмітки підписуються керівником ліцензіата або уповноваженою ним особою та скріплюються печаткою (за наявності).

Сторінки плану розвитку газотранспортної системи нумеруються, прошнуровуються, кількість прошнурованих аркушів завіряється підписом керівника ліцензіата або уповноваженою ним особою та скріплюється печаткою (за наявності).

8. Зміни до плану розвитку розглядаються Регулятором у порядку, передбаченому цією главою.

{Розділ V доповнено новою главою згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

5. Виконання плану розвитку

1. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний виконувати затверджений Регулятором план розвитку в повному обсязі відповідно до запланованих етапів, обсягів робіт у кількісному вираженні та обсягів фінансування у вартісному вираженні.

2. Виконаними вважаються об'єкти, які введені в експлуатацію відповідно до вимог чинного законодавства, прийняті на баланс та щодо яких здійснено повне фінансування.

Заходи, які мають перехідний характер, вважаються виконаними, якщо по них складено акти виконаних робіт згідно з умовами відповідного договору (та здійснено оплату).

3. При зміні (збільшенні або зменшенні) вартості виконання заходів, передбачених затвердженим планом розвитку, до 5 (п'яти) відсотків оператор газотранспортної системи може самостійно зробити перерозподіл фінансування між цими заходами в межах одного розділу за умови незмінності фізичних обсягів цих заходів.

4. У разі недофінансування заходів плану розвитку, запланованих на перший рік, з причин, незалежних від оператора газотранспортної системи, першочергово забезпечується фінансування заходів з будівництва, модернізації і реконструкції трубопроводів та споруд на них і заходів зі зниження виробничо-технологічних витрат та втрат природного газу. При цьому оператор газотранспортної системи може продовжити фінансування цих заходів до 20 числа місяця, наступного після закінчення періоду дії першого року плану розвитку, за рахунок коштів, отриманих як джерело фінансування плану розвитку наступного періоду.

5. При виникненні потреби у здійсненні закупівлі у зв'язку з обставинами, яких ліцензіат не міг передбачити, оператор газотранспортної системи має право протягом прогнозованого періоду звернутися до Регулятора з пропозицією щодо внесення змін до затвердженого плану розвитку з наданням відповідного обґрунтування.

6. У випадку фактичного збільшення надходження коштів відповідно до визначених джерел фінансування оператор газотранспортної системи ініціює процедуру внесення відповідних змін до плану розвитку в порядку, визначеному цим Кодексом, у частині збільшення джерел фінансування та доповнення запланованих заходів.

При збільшенні вартості заходів, яке відбулося в період між розробкою кошторисної документації заходів плану розвитку та прийняттям в експлуатацію цих заходів, на більше ніж фактичний індекс інфляції за відповідний період Регулятор або оператор газотранспортної системи може ініціювати проведення експертизи зазначених заходів.

7. Профінансованими вважаються заходи плану розвитку, щодо яких здійснено фактичну оплату грошовими коштами.

Об'єкти (заходи), які були профінансовані оператором газотранспортної системи, але не передбачені планом розвитку, не враховуються як виконання плану розвитку.

{Розділ V доповнено новою главою згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

6. Порядок надання звітної інформації щодо виконання плану розвитку

1. Звітна інформація щодо виконання заходів першого планованого року плану розвитку газотранспортної системи оператора газотранспортної системи, оформлена згідно з **додатком 6** до цього Кодексу, в електронній формі та на паперових носіях надається Регулятору щокварталу наростаючим підсумком не пізніше 28 числа місяця, наступного за звітним періодом, та за підсумками року не пізніше 25 лютого року, наступного за звітним періодом.

Сторінки звіту щодо виконання плану розвитку нумеруються, прошнуровуються, кількість прошнурованих аркушів завіряється підписом керівника оператора газотранспортної системи або уповноваженої ним особи та скріплюється печаткою оператора газотранспортної системи (за наявності).

У разі неповного виконання плану розвитку до звіту надається пояснювальна записка щодо причин неповного виконання.

Електронна форма звіту щодо виконання плану розвитку на перший рік (інвестиційної програми) оприлюднюється ліцензіатом шляхом розміщення на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет щокварталу не пізніше 28 числа місяця, наступного за звітним періодом, та за підсумками року не пізніше 25 лютого року, наступного за звітним періодом, та зберігається на ньому не менше трьох років.

2. Контроль за виконанням оператором газотранспортної системи плану розвитку здійснюється Регулятором шляхом аналізу звітної інформації щодо виконання плану розвитку та проведення Регулятором планових і позапланових перевірок діяльності оператора газотранспортної системи.

{Розділ V доповнено новою главою згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

VI. Технічні умови доступу та порядок приєднання до газотранспортної системи

1. Загальні умови

1. Суб'єкти ринку природного газу (замовники приєднання) мають рівні права на приєднання власних об'єктів будівництва або існуючих об'єктів до об'єктів газотранспортної системи відповідно до цього розділу.

2. Приєднання об'єктів (у тому числі тих, які плануються збудувати) замовника приєднання до газотранспортної системи є нестандартним приєднанням.

3. Замовники приєднання мають право приєднатися до газотранспортної системи у випадку:

відмови оператором газорозподільної системи замовнику приєднання у зв'язку з відсутністю або недостатністю вільної потужності;

якщо замовник приєднання є газодобувним підприємством, який приєднує об'єкти видобутку/виробництва природного газу (біогазу);

якщо замовник приєднання є оператором газорозподільної системи, межа території ліцензійної діяльності якого максимально наближена до точки приєднання;

якщо тиск, необхідний для забезпечення потреб замовника, перевищує 1,2 МПа.

4. Об'єкти (установки) газовидобувних підприємств, які мають намір приєднатися з метою передачі видобутого/виробленого ними газу до газотранспортної системи, приєднуються з урахуванням того, що видобутий/вироблений ними газ у місці його передачі до газотранспортної системи за своїми фізико-хімічними характеристиками має відповідати стандартам на природний газ, визначеним цим розділом. При цьому місце передачі газу має бути обладнано пристроями, які на безперервній основі забезпечують контроль фізико-хімічних показників газу (зокрема потоковий хроматограф, вимірювач температури точки роси тощо), з можливістю дистанційного їх контролю, передачі даних та відключення подачі неякісного газу до газотранспортної системи.

5. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний за зверненням замовника приєднання забезпечити приєднання його об'єкта будівництва (у т.ч. об'єкта, який планується збудувати на земельній ділянці, що знаходиться у власності чи користуванні замовника) або існуючого об'єкта до газотранспортної системи за умови дотримання технічних норм та стандартів безпеки та за умови виконання замовником приєднання вимог цього Кодексу та чинного законодавства України.

6. Оператор газотранспортної системи розміщує на своєму веб-сайті інформацію щодо приєднання до газотранспортної системи.

7. Оператор газотранспортної системи може відмовити в приєднанні об'єкта замовника до газотранспортної системи за відсутності або недостатності вільної потужності в певній точці чи ділянці газотранспортної системи, замовленої для приєднання, або зупинити приєднання у випадку порушення замовником порядку приєднання, визначеного цим розділом. Копія відмови оператора газотранспортної системи в приєднанні об'єкта замовника до газотранспортної системи протягом п'яти робочих днів подається Регулятору.

8. Величина вільної потужності для забезпечення технологічного доступу (резерв потужності) у певній точці/ділянці газотранспортної системи визначається як різниця між технічною потужністю в цій точці/ділянці газотранспортної системи та величиною потужності, яка зарезервована технічними умовами та договорами на приєднання до газотранспортної системи в цій точці/ділянці газотранспортної системи. Величина вільної потужності для забезпечення технологічного доступу (резерв потужності) є частиною технічної потужності, право користування якою не надане іншим замовникам та суб'єктам ринку природного газу.

У разі відсутності технічної можливості приєднатися до існуючої точки газотранспортної системи або відсутності вільної потужності для приєднання оператор газотранспортної системи визначає умови приєднання до нової точки, яка буде розташована якомога ближче до первісно запитованої точки приєднання, приймаючи до уваги оптимізацію витрат та доцільність технологічних рішень.

9. Приєднання об'єктів замовника оператором газотранспортної системи здійснюються на підставі договору на приєднання, який передбачає, зокрема:

права та обов'язки сторін;

строки та умови виконання приєднання;

період обов'язкового виконання договору приєднання, а також умови його розірвання;

відповідальність сторін за невиконання або неналежне виконання умов договору приєднання, у тому числі порушення передбачених строків виконання робіт;

розмір або спосіб визначення оплати за приєднання, а також терміни внесення оплати окремими частинами (за необхідності);

обсяг робіт, необхідних для виконання приєднання (технічний нагляд, підключення об'єкта замовника до газотранспортної системи, підключення, вартість стравленого газу тощо);

умови одержання доступу до об'єктів, що належать суб'єкту приєднання, з метою будівництва або розширення мережі, необхідної для виконання приєднання;

умови та спосіб, визначені замовником (власність (у тому числі шляхом купівлі-продажу), користування, господарське віддання, експлуатацію), передачі об'єктів газотранспортної системи оператору газотранспортної системи.

10. За необхідності реконструкції чи технічного переоснащення вже підключеного до газотранспортної системи об'єкта, у тому числі в результаті зміни форми власності чи власника цього об'єкта, коли виникає необхідність збільшення технічної потужності в точці приєднання або її перенесення, з новим чи діючим власником об'єкта має бути укладений новий договір приєднання відповідно до умов цього Кодексу.

11. Підключення до газотранспортної системи здійснюється виключно оператором газотранспортної системи.

2. Порядок приєднання об'єктів замовників до газотранспортної системи

1. Для приєднання об'єкта будівництва або існуючого об'єкта до газотранспортної системи їх власник або користувач (замовник приєднання) звертається до оператора газотранспортної системи із відповідною заявою, складеною у довільній формі, до якої додаються:

заповнений опитувальний лист за формою оператора газотранспортної системи, у якому зазначаються технічні параметри об'єкта замовника, що має приєднатися до газотранспортної системи;

копії документів, що підтверджують існування у замовника приєднання прав власності чи користування на об'єкт, що планується до приєднання, або на земельну ділянку, де планується збудувати такий об'єкт;

копії документів замовника, що підтверджують повноваження представника на право укладання договору на приєднання.

На вимогу оператора газотранспортної системи вказані документи пред'являються для огляду в оригіналі. Оператор газотранспортної системи не має права вимагати від замовника приєднання документи, що не передбачені в пункті 1 цієї глави.

2. Якщо дані в опитувальному листі чи поданих документах потребують уточнення або визначені не в повному обсязі та/або в ситуації, коли найближче місце забезпечення потужності знаходиться на ділянці газотранспортної системи, яка використовується оператором газотранспортної системи за договором із її власником та потребує узгодження з ним нових приєднань, оператор газотранспортної системи повинен протягом 5 (п'яти) робочих днів з дня реєстрації заяви про приєднання надіслати замовнику письмовий запит щодо уточнення даних та/або надання замовником оригіналу документа, який підтверджує згоду власника газових мереж на приєднання об'єкта замовника. При цьому встановлений пунктом 3 цієї глави строк видачі дозволу на приєднання, проекту договору на приєднання та технічних умов приєднання призупиняється на час уточнення даних. Запит щодо уточнення даних повинен включати вичерпний перелік зауважень.

Для приєднання об'єкта замовника до газових мереж, які не належать оператору газотранспортної системи, але підключені до його газотранспортної системи і які в результаті приєднання об'єкта замовника набудуть статусу газотранспортної системи, власник зазначених газових мереж має надати письмову згоду на приєднання об'єкта замовника до його газових мереж та підписати з оператором газотранспортної системи угоду (про наміри, меморандум тощо) про зобов'язання укласти з оператором газотранспортної системи перед пуском газу на

об'єкт замовника один із договорів на користування газових мереж (господарського відання, користування чи експлуатації) або передати у власність.

При відмові замовнику в приєднанні його об'єкта (у тому числі тих, які плануються збудувати) до газотранспортної системи оператор газотранспортної системи зобов'язаний протягом 5 (п'яти) робочих днів з дня реєстрації заяви про приєднання (або дати отримання уточнених даних) письмово повідомити про це замовника з відповідним обґрунтуванням такого рішення. Копія письмової відмови в приєднанні в цей самий термін має бути передана в територіальний орган Регулятора за місцезнаходженням точки забезпечення потужності.

3. За відсутності зауважень до поданих документів або після їх усунення оператор газотранспортної системи протягом 10 (десяти) робочих днів з дня реєстрації заяви про приєднання (або дати усунення зауваження) на підставі даних опитувального листа, поданих документів та параметрів місця забезпечення потужності та точки приєднання надає замовнику (у визначений в опитувальному листі спосіб) відповідні рахунки щодо оплати вартості послуг з надання замовнику приєднання дозволу на приєднання, договору приєднання та технічних умов.

Вартість надання замовнику приєднання дозволу на приєднання та технічних умов визначається відповідно до методології визначення плати за приєднання до газотранспортної та газорозподільної систем, затвердженої Регулятором.

Після оплати замовником приєднання вказаних заходів оператор газотранспортної системи надає йому дозвіл на приєднання, проект договору приєднання у двох примірниках та технічні умови.

4. Після укладання договору на приєднання виконавець проектних робіт зовнішнього газопостачання на підставі технічних умов приєднання забезпечує:

отримання містобудівних умов та обмежень забудови земельної ділянки під газовими мережами зовнішнього газопостачання (за необхідності);

виконання інженерно-геодезичних вишукувань;

розробку та затвердження проектно-кошторисної документації на зовнішнє газопостачання.

5. Проектно-кошторисна документація на зовнішнє газопостачання об'єкта замовника має відповідати технічним умовам та передбачати весь комплекс робіт, пов'язаних з приєднанням (будівництвом та введенням в експлуатацію газових мереж зовнішнього газопостачання об'єкта замовника від місця забезпечення потужності до точки приєднання) та підключенням об'єкта замовника до газотранспортної системи, включаючи заходи з відновлення благоустрою, що було порушено в результаті будівництва.

6. Якщо відповідно до даних опитувального листа оператора газотранспортної системи та поданих із заявою на приєднання документів замовник визначає оператора газотранспортної системи виконавцем будівельних робіт зовнішнього газопостачання (незалежно від виконавця проектних робіт зовнішнього газопостачання), точка приєднання для замовника відповідно до договору на приєднання має визначатися на межі земельної ділянки замовника або за його згодою на території такої земельної ділянки. При цьому договір на приєднання має передбачати норму з відкладальною умовою щодо визначення вартості плати за приєднання та строку його виконання, які в подальшому визначаються окремою додатковою угодою, виходячи з обсягу робіт, передбачених проектно-кошторисною документацією на зовнішнє газопостачання.

7. Якщо виконавцем проектних робіт зовнішнього газопостачання є замовник (у тому числі проектна організація, обрана замовником), він погоджує проектно-кошторисну документацію на зовнішнє газопостачання на її відповідність технічним умовам з оператором газотранспортної системи, після чого затверджує проектно-кошторисну документацію та передає один її примірник оператору газотранспортної системи. Погодження проектно-кошторисної документації на зовнішнє газопостачання здійснюється оператором газотранспортної системи у строк, що не перевищує 15 днів. У цей самий строк надається вичерпний перелік зауважень, якщо вони мають місце. Після усунення всіх зауважень проектно-кошторисна документація вважається погодженою оператором газотранспортної системи.

Розмір витрат на заходи оператора газотранспортної системи з погодження проектно-кошторисної документації на зовнішнє газопостачання визначається відповідно до методології визначення плати за приєднання до газотранспортної та газорозподільної систем, затвердженої Регулятором.

8. У разі незгоди з вартістю робіт та/або роботами, передбаченими проектно-кошторисною документацією на зовнішнє газопостачання приєднання, сторона договору на приєднання може за свій рахунок та за узгодженням з іншою стороною ініціювати проведення незалежної експертизи проектно-кошторисної документації. Результати експертизи залежно від її результатів зобов'язують замовника послуг приєднання внести відповідні зміни до проектно-кошторисної документації та/або оператора газотранспортної системи погодити проектно-кошторисну документацію.

9. Після отримання проектно-кошторисної документації на зовнішнє газопостачання від замовника приєднання оператор газотранспортної системи протягом 10 (десяти) робочих днів направляє замовнику приєднання додаткову угоду до договору на приєднання, в якій визначає строк забезпечення приєднання та вартість плати за приєднання. Строк виконання робіт із забезпечення приєднання визначається із врахуванням строку виконання будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт, що мають відповідати строкам, передбаченим чинними будівельними нормами та правилами, та строків на закупівлю відповідних товарів, робіт і послуг і необхідних погоджень, передбачених проектно-кошторисною документацією на зовнішнє газопостачання, у тому числі на отримання містобудівних умов та обмежень під будівництво газових мереж зовнішнього газопостачання. Якщо розробником проектно-кошторисної документації був не оператор газотранспортної системи, її вартість не включається в плату за приєднання.

10. Якщо на дату підготовки оператором газотранспортної системи технічних умов приєднання є необхідність створення оператором газотранспортної системи додаткової потужності в місці забезпечення потужності, необхідно виходити з такого:

технічні умови приєднання видаються замовнику з урахуванням розвитку газових мереж для створення резерву потужності у місці забезпечення потужності замовника і в технічних умовах окремо зазначається величина загальної потужності та потужності, яка замовлена замовником приєднання;

необхідні витрати для виконання в повному обсязі робіт згідно з проектно-кошторисною документацією на зовнішнє газопостачання об'єкта замовника фінансуються за рахунок пропорційної участі замовників приєднання (у разі їх наявності) до того самого місця забезпечення потужності;

у технічних умовах приєднання наступних замовників місце забезпечення потужності має збігатися з місцем забезпечення потужності первинного замовника, для якого технічними умовами передбачено створення резерву потужності. При цьому в договорах на приєднання наступних замовників визначається їх пайова участь у компенсації витрат на створення резерву потужності.

11. Після визначення вартості приєднання у договорі на приєднання оператор газотранспортної системи у випадку, якщо в заяві на приєднання (опитувальному листі) замовник визначає оператора газотранспортної системи виконавцем будівельних робіт зовнішнього газопостачання, у термін (строк), визначений договором на приєднання, та з урахуванням графіка оплати замовника за договором забезпечує в установленому порядку:

оформлення земельних правовідносин під газовими мережами зовнішнього газопостачання;

отримання в установленому порядку дозвільних документів про початок будівельних робіт;

будівництво та введення в експлуатацію новозбудованих (реконструйованих) газових мереж зовнішнього газопостачання;

встановлення в точці приєднання вузла обліку із забезпеченням його захисту від несприятливих погодних умов та несанкціонованого доступу;

відновлення об'єктів благоустрою, що були порушені в результаті будівництва;

реєстрацію права власності на збудовані газові мережі;

підключення газових мереж зовнішнього газопостачання в місці забезпечення потужності;

підключення до газотранспортної системи газових мереж внутрішнього газопостачання замовника в точці приєднання з урахуванням вимог цього Кодексу;

пуск газу на об'єкт замовника та укладання договору транспортування природного газу та технічної угоди (для оператора газорозподільної системи - за необхідності) з урахуванням вимог цього Кодексу.

12. Якщо в заяві на приєднання (опитувальному листі) замовник визначає виконавцем будівельних робіт зовнішнього газопостачання іншого (крім оператора газотранспортної системи) суб'єкта господарювання, точка приєднання для замовника відповідно до договору на приєднання та технічних умов приєднання визначається в існуючій газотранспортній системі оператора газотранспортної системи та співпадає з місцем забезпечення потужності (максимально до нього наближена). При цьому заходи, які забезпечуються оператором газотранспортної системи в рамках договору на приєднання, та плата за приєднання мають включати лише послуги з:

погодження замовнику проекту на внутрішнє газопостачання від точки приєднання (за необхідності);

встановлення в установленому порядку комерційного вузла обліку природного газу в точці приєднання (місці забезпечення потужності), за винятком випадків, якщо замовником виступає газовидобувне підприємство;

підключення газових мереж зовнішнього газопостачання (за наявності) у місці забезпечення потужності;

підключення до газотранспортної системи внутрішніх газових мереж замовника в точці приєднання та пуску газу з урахуванням вимог цього розділу;

пуску газу на об'єкт замовника та укладання договору транспортування природного газу (технічної угоди), з урахуванням вимог цього Кодексу.

Розмір витрат на зазначені заходи визначається відповідно до методології визначення плати за приєднання до газотранспортної та газорозподільної системи, затвердженої Регулятором.

Замовник після підписання договору на приєднання забезпечує в установленому порядку:

оформлення земельних правовідносин під газовими мережами, що будуть будуватися замовником від точки приєднання;

отримання містобудівних умов та обмежень забудови земельної ділянки від точки приєднання (за необхідності);

виконання інженерно-геодезичних вишукувань;

розроблення та погодження з оператором газотранспортної системи проекту на внутрішнє газопостачання від точки приєднання (за необхідності);

отримання в установленому порядку дозвільних документів про початок будівельних робіт;

виконання підготовчих та будівельних робіт з прокладання газових мереж внутрішнього газопостачання від точки приєднання;

введення в експлуатацію в установленому порядку газових мереж внутрішнього газопостачання від точки приєднання;

відновлення благоустрою, що було порушено в результаті будівництва;

реєстрацію права власності на збудовані газові мережі.

13. Якщо з урахуванням перспективи розвитку територій та забезпечення оптимальності витрат на створення газової інфраструктури на територіях є необхідність створення додаткової

потужності газотранспортної системи в місці забезпечення потужності, то технічні умови приєднання видаються замовнику з урахуванням розвитку газових мереж для створення резерву потужності в місці забезпечення потужності замовника. При цьому в технічних умовах окремо зазначається величина загальної потужності та потужності, яку замовив замовник.

14. Організація комерційного вузла обліку в точці вимірювання та порядок введення його в експлуатацію здійснюються відповідно до вимог цього Кодексу. Заходи оператора газотранспортної системи з організації встановлення комерційного вузла обліку при приєднанні об'єктів (установок) газодобувних підприємств та виробників біогазу або інших видів газу з альтернативних джерел мають передбачати встановлення приладів, які на безперервній основі будуть забезпечувати контроль фізико-хімічних показників газу (зокрема хроматограф, потоковий густиномір, вимірювач точки роси тощо), з можливістю дистанційного їх контролю та передачі даних та відключення подачі неякісного газу до газотранспортної системи.

Якщо в точці приєднання з технічних причин не можливо організувати точку вимірювання (місце встановлення комерційного вузла обліку), точка вимірювання за згодою оператора газотранспортної системи та замовника визначається в найближчій точці до межі балансової належності.

15. Замовник на підставі вихідних даних для внутрішнього газопостачання, визначених у технічних умовах приєднання, забезпечує за власний рахунок розроблення проекту внутрішнього газопостачання, погоджує його з оператором газотранспортної системи (за необхідності), в установленому порядку забезпечує будівництво газових мереж внутрішнього газопостачання (від точки приєднання до газових приладів та пристроїв) та вводить їх в експлуатацію. Вартість послуги оператора газотранспортної системи з погодження проекту внутрішнього газопостачання визначається відповідно до методології визначення плати за приєднання до газотранспортної та газорозподільної систем, затвердженої Регулятором.

16. За ініціативи замовника може бути проведена незалежна експертиза вихідних даних на відповідність чинним стандартам, нормам та правилам. Проведення експертизи здійснюється незалежними організаціями, визначеними центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі в порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України, за рахунок замовника.

17. Оператор газотранспортної системи впродовж 10 (десяти) робочих днів після надання замовником приєднання підтвердних документів щодо введення в експлуатацію газових внутрішніх мереж, за умови дотримання ним оплати вартості приєднання та якщо договором на приєднання не встановлений більш пізніший термін, зобов'язаний забезпечити підключення до газотранспортної системи об'єкта замовника внутрішніх газових мереж. При цьому на момент підключення до газотранспортної системи газових мереж внутрішнього газопостачання оператор газотранспортної системи:

забезпечує прийом комерційного вузла обліку в експлуатацію відповідно до вимог цього Кодексу;

складає та підписує з власником газових мереж внутрішнього газопостачання акт розмежування балансової належності газопроводів та експлуатаційної відповідальності сторін;

здійснює заходи з унеможливлення несанкціонованого відбору природного газу на період до початку транспортування природного газу, у тому числі шляхом пломбування запірних пристроїв.

18. Пуск газу в газові мережі внутрішнього газопостачання (на об'єкт споживача, суміжного суб'єкта ринку природного газу) здійснюється оператором газотранспортної системи в установленому законодавством порядку протягом 10 (десяти) робочих днів за умови укладання договору транспортування природного газу.

19. Якщо внутрішні мережі замовника передбачатимуть підключення третіх осіб (інших замовників, споживачів) та є частиною газорозподільної системи, то такі мережі до пуску газу необхідно передати у власність (користування) оператору газорозподільної системи, мережі якого найближче розташовані то точки забезпечення потужності (крім випадків, коли

замовником приєднання є оператор газорозподільної системи, на території провадження господарської діяльності з розподілу природного газу якого знаходиться точка приєднання).

20. Якщо протягом одного року з дати видачі технічних умов приєднання замовник відповідно до умов договору на приєднання не надасть оператору газотранспортної системи на погодження проектно-кошторисну документацію на зовнішнє газопостачання та/або проект на внутрішнє газопостачання та за відсутності погодженого з боку оператора газотранспортної системи продовження строку щодо їх надання, оператор газотранспортної системи має право не враховувати зарезервовану пропускну (технічну) потужність, яка необхідна для забезпечення газопостачання об'єкта замовника при дефіциті пропускної потужності, для інших замовників (споживачів). При цьому оператор газотранспортної системи не враховує зарезервовану пропускну потужність лише за умови письмового попередження замовника за 30 календарних днів до вчинення таких дій та неотримання у цей самий строк проектно-кошторисної документації від замовника або погодження продовження строку її надання.

21. Оплата за приєднання здійснюється замовником шляхом перерахування грошових коштів на поточний рахунок оператора газотранспортної системи.

22. При виконанні робіт з приєднання, виконавцем яких визначено оператором газотранспортної системи, останній має право залучати третіх осіб на умовах договору підряду.

23. Після надання оператором газотранспортної системи замовнику послуг з приєднання між сторонами оформлюється акт приймання-передачі послуги по одному примірнику для кожної зі сторін. Оформлення акта приймання-передачі послуги забезпечується оператором газотранспортної системи.

24. У разі необхідності обґрунтованого внесення змін до технічних умов приєднання, проектно-кошторисної документації та/або умов договору на приєднання ці зміни мають бути письмово погоджені між замовником та оператором газотранспортної системи.

25. Новозбудовані (реконструйовані, технічно переоснащені, капітально відремонтовані) газові мережі повинні відповідати вимогам чинного законодавства.

26. Заходи з приєднання до газотранспортної системи та будівництва газових мереж повинні здійснюватися з дотриманням вимог [Закону України "Про правовий режим земель охоронних зон об'єктів магістральних трубопроводів"](#), [Правил безпеки систем газопостачання](#), затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 15 травня 2015 року № 285, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 08 червня 2015 року за № 674/27119, [Правил безпечної експлуатації магістральних газопроводів](#), затверджених наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду від 27 січня 2010 року № 11, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 19 квітня 2010 року за № 292/17587.

27. Технічна (технологічна) послідовність виконання робіт з приєднання до газотранспортної системи та будівництва внутрішніх газових мереж визначається у кожному конкретному випадку їх виконавцями та з урахуванням вимог договору на приєднання і чинного законодавства України.

28. Технічний нагляд за будівництвом (новим будівництвом, капітальним ремонтом, реконструкцією і технічним переоснащенням) зовнішніх та внутрішніх газових мереж здійснюється у встановленому законодавством порядку.

29. Спірні питання між замовником (власником внутрішньої газової мережі) та оператором газотранспортної системи, пов'язані з приєднанням до газотранспортної системи, мають вирішуватися шляхом переговорів, а в разі недосягнення згоди - в суді.

30. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний на власному веб-сайті в мережі Інтернет розмішувати інформацію про величини технічної та вільної потужності відповідно до [розділу XVIII](#) цього Кодексу.

VII. Проведення ремонтних робіт на газотранспортній системі

1. Планування робіт, що викликають зміну в умовах функціонування газотранспортної системи

1. Для забезпечення безпеки, а також підтримання відповідного рівня надійності роботи газотранспортної системи оператор газотранспортної системи проводить необхідні експлуатаційні, діагностичні, ремонтні роботи з приєднання, а також роботи з модернізації та технічного переоснащення.

2. При розробці річних інвестиційних програм, планів ремонтів, технічного обслуговування та технічного діагностування оператор газотранспортної системи бере до уваги технічні заходи, передбачені інвестиційними програмами.

3. Газовидобувне підприємство, оператор установки LNG, оператор газосховищ, оператор газорозподільної системи, прямий споживач до 01 вересня поточного року надають оператору газотранспортної системи інформацію про обсяг робіт, запланованих у наступному календарному році, які можуть вплинути на умови одержання або подання природного газу.

4. Оператор газотранспортної системи на умовах, визначених у цьому Кодексі, узгоджує з операторами суміжних систем обсяг, а також терміни проведення запланованих робіт.

5. Оператор газотранспортної системи до 01 листопада календарного року розміщує на веб-сайті інформацію про час та місце проведення робіт, запланованих у наступному календарному році, які можуть викликати зміни в умовах функціонування газотранспортної системи, що призводять до обмеження транспортування природного газу. Оператор газотранспортної системи зазначає список точок входу і виходу, в яких можуть відбутися такі обмеження, а також очікуваний час тривалості цих обмежень.

6. Уточнення обсягу та термінів проведення робіт шляхом узгодження між оператором газотранспортної системи та/або операторами суміжної системи, прямими споживачами, газовидобувними підприємствами повинно відбутися не пізніше ніж за 21 календарний день перед їх початком.

7. В обґрунтованих випадках оператор газотранспортної системи може впровадити зміни в обсязі робіт протягом даного року. Такі зміни можуть також упроваджуватися оператором газотранспортної системи на обґрунтовану заяву оператора суміжної системи, прямого споживача та/або газовидобувного підприємства.

8. Відомості про всі зміни строків робіт, а також строків попередньо запланованих робіт оператор газотранспортної системи передає оператору суміжної системи, прямому споживачу або газовидобувному підприємству залежно від того, кого ці відомості стосуються.

9. У разі якщо заплановані роботи провадяться оператором суміжної системи, прямим споживачем та/або газовидобувним підприємством, оператор газотранспортної системи за їх заявою, поданою не пізніше ніж за 7 календарних днів до запланованого терміну робіт, може забезпечити можливість одержання або доставки додаткової кількості природного газу у визначених точках входу або виходу, зокрема, шляхом надання згоди на перевищення договірної потужності в цих пунктах протягом визначеного часу.

10. Заява оператора суміжної системи, прямого споживача, газовидобувного підприємства, зазначена у пункті 9 цієї глави, повинна вказувати на точку входу або точку виходу, в якій має відбутися додаткова подача або відбір природного газу, а також рівень можливого перевищення договірної потужності. Оператор газотранспортної системи дає згоду на перевищення договірної потужності або відмовляє в цьому у письмовій формі протягом 3 календарних днів з моменту одержання заяви від оператора суміжної системи, прямого споживача та/або газовидобувного підприємства. Оператор газотранспортної системи повинен обґрунтувати своє рішення про відмову в наданні згоди на перевищення потужності.

2. Повідомлення замовника послуг транспортування про зміни в умовах функціонування газотранспортної системи

1. Оператор газотранспортної системи повідомляє замовника послуг транспортування, до якого належать введені обмеження, про строки, а також обсяг обмежень у точках входу або

точках виходу, а також про вільні потужності в точках входу та/або точках виходу, в яких запроваджені обмеження:

у разі, якщо ці роботи спричинять перебої в постачанні природного газу до споживачів замовника послуг транспортування, - не менше ніж за 21 день перед датою початку запланованих робіт;

у разі, якщо ці роботи не спричинять перебоїв у постачанні природного газу до споживачів замовника послуг транспортування, - не менше ніж за п'ять днів перед датою початку запланованих робіт.

2. Замовник послуг транспортування оповіщається про події, про які зазначено у пункті 1 цієї глави, шляхом індивідуального повідомлення в письмовому вигляді з повідомленням про вручення, телефоном або за допомогою іншого засобу зв'язку.

3. Замовник послуг транспортування враховує в номінаціях або газотранспортних прогнозах обмеження, про які зазначено у пункті 1 цієї глави.

4. Замовник послуг транспортування повідомляє та зобов'язує своїх споживачів, розташованих за точками виходу (на межі їх балансової належності), в яких діють обмеження, обмежити споживання природного газу.

5. Замовник послуг транспортування повідомляє про відповідні обмеження на точках входу, на які впливає обмеження, та зобов'язує своїх контрагентів впровадити обмеження в подачі природного газу.

6. При виконанні ремонтних робіт, що спричиняють обмеження транспортування в точках виходу, оператор газотранспортної системи звільняється від обов'язку прийняття в точках входу обсягу природного газу, на який відбулося обмеження в точці входу.

7. За період призупинення транспортування або обмеження обсягу природного газу внаслідок робіт, що виконуються оператором газотранспортної системи, оплата за потужності підлягає відповідному зменшенню на період впровадження обмежень.

8. Якщо замовник послуг транспортування або його споживачі, незважаючи на повідомлення, зазначені в пункті 1 цієї глави, не змінять обсяги відбору або постачання природного газу відповідно до встановлених обмежень, то оператор газотранспортної системи має право на отримання оплати за перевищення потужності згідно з положеннями договору.

VIII. Порядок укладення договору транспортування природного газу та фінансове забезпечення

1. Порядок укладення договору транспортування природного газу

1. Одержання доступу до потужності, надання послуг із транспортування, у тому числі вчинення дій з врегулювання добового небалансу, є складовими послуги транспортування природного газу та здійснюються виключно на підставі договору транспортування. Оператор газотранспортної системи не має права відмовити в укладенні договору транспортування за умови дотримання заявником вимог щодо його укладення, передбачених цим розділом.

Договір транспортування є документом, який регулює правовідносини між оператором газотранспортної системи і окремим замовником послуг транспортування.

З моменту укладення договору транспортування замовник послуг транспортування також одержує право доступу до віртуальної торгової точки.

{Пункт 1 глави 1 розділу VIII в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

2. Для укладення договору транспортування замовник послуг транспортування надає оператору газотранспортної системи:

заяву на укладення договору транспортування, за формою оператора газотранспортної системи, є публічною інформацією та оприлюднюється на його веб-сайті;

у випадку, якщо замовником послуг транспортування є нерезидент України, додатково надається документ, що підтверджує його реєстрацію в якості суб'єкта господарювання в країні його постійного місцезнаходження;

документи, що підтверджують повноваження осіб представляти, у тому числі вчиняти правочини, замовника послуг транспортування.

3. Якщо документи, зазначені в пункті 2 цієї глави, складені іноземною мовою, подається також їх засвідчений переклад українською мовою.

4. Для укладення договору транспортування оператор газотранспортної системи не має права вимагати документи та/або інформацію, що не передбачені в пункті 2 цієї глави.

5. Оператор газотранспортної системи розглядає заяву про укладення договору транспортування та додані до неї документи у десятиденний строк з дня реєстрації. Якщо заява та додані до неї документи подані не в повному обсязі відповідно до переліку, зазначеного в пункті 2 цієї глави, оператор газотранспортної системи звертається протягом п'яти робочих днів з дня реєстрації заяви до замовника послуг транспортування із письмовим запитом щодо уточнення повноти його заяви та/або документів. При цьому строк розгляду заяви про укладення договору транспортування призупиняється доти, поки заявник не надасть документи в повному обсязі.

6. Оператор газотранспортної системи залишає заяву без розгляду, якщо замовник послуг транспортування не надав відповідь на письмовий запит оператора газотранспортної системи щодо уточнення даних у десятиденний строк. Оператор газотранспортної системи письмово повідомляє замовника послуг транспортування про відмову та її причини.

7. У випадку, коли надані замовником документи відповідають вимогам пункту 2 цієї глави, оператор газотранспортної системи у десятиденний строк з дня реєстрації заяви надає замовнику послуг транспортування проект договору транспортування.

8. Якщо протягом двадцяти днів з дня отримання заявником проекту договору транспортування замовник послуг транспортування не поверне оператору газотранспортної системи підписаний договір транспортування та за відсутності погодженого сторонами строку продовження його підписання, оператор газотранспортної системи має право не розглядати заяву на укладення договору та вважати такий договір укладеним, про що письмово повідомляє заявника.

9. Замовник послуг транспортування на підставі договору транспортування може замовити в оператора газотранспортної системи нижче наведені послуги, що є складовими послуги транспортування:

доступ до потужності в точці входу або виходу з газотранспортної системи;

замовлення фізичного транспортування природного газу газотранспортною системою на підставі підтвердженої номінації;

вчинення дій з врегулювання добового небалансу.

{Абзац четвертий пункту 9 глави 1 розділу VIII в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

10. Замовлені величини розподілу потужності визначаються додатком до договору транспортування природного газу.

11. Договір транспортування та додатки складаються українською мовою. За письмовим зверненням замовника послуг транспортування оператор газотранспортної системи надає договір транспортування українською та англійською мовами.

2. Фінансове забезпечення

1. З метою забезпечення виконання зобов'язань замовника послуг транспортування щодо оплати послуг оператора газотранспортної системи за договором транспортування природного газу замовник послуг транспортування зобов'язаний надавати оператору газотранспортної

системи фінансове забезпечення у випадках та відповідно до вимог, встановлених у цьому Кодексі, або здійснити попередню оплату таких послуг на підставі договору транспортування природного газу.

Замовник послуг транспортування самостійно визначає форму свого фінансового забезпечення щодо всіх його фінансових зобов'язань перед оператором газотранспортної системи з урахуванням вимог цієї глави. Інформація про розмір та доступний залишок фінансового забезпечення замовника послуг транспортування має відображатись та бути доступною такому замовнику на інформаційній платформі.

{Пункт 1 глави 2 розділу VIII доповнено абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017; із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

Замовник послуг транспортування визначає розмір свого фінансового забезпечення щодо його фінансових зобов'язань перед оператором газотранспортної системи на рівні не менше розміру достатнього фінансового забезпечення відповідно до вимог, установлених у цьому Кодексі.

{Пункт 1 глави 2 розділу IV доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

Оператор газотранспортної системи визначає розмір достатнього фінансового забезпечення для кожного замовника послуг транспортування відповідно до вимог, установлених у цьому Кодексі, та інформує замовника послуг транспортування з розрахунком кожної складової, відповідно до яких було визначено розмір достатнього фінансового забезпечення відповідно до вимог цього пункту.

{Пункт 1 глави 2 розділу IV доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

2. Послуги доступу до потужності в точках входу та виходу до/з газотранспортної системи оператора газотранспортної системи надаються на умовах 100 % попередньої оплати (крім випадку, передбаченого цим пунктом) у розмірі вартості розподіленої потужності на період газового місяця для послуг на період газового місяця, кварталу та/або року за п'ять банківських днів до початку газового місяця, у якому буде забезпечуватись доступ до потужностей.

Якщо така попередня оплата не буде надана замовником послуг транспортування у строк, визначений цим пунктом, то оператор газотранспортної системи тимчасово (до внесення відповідного фінансового забезпечення) зупиняє надання послуг, стосовно яких замовник не надав фінансове забезпечення, а в разі ненадання фінансового забезпечення протягом наступних 5-ти робочих днів після припинення надання послуг - анулює розподіл потужності, щодо якої не була здійснена попередня оплата, та пропонує таку розподілену потужність іншим замовникам послуг транспортування у якості вільної потужності згідно з розділом IX цього Кодексу. При цьому такий замовник послуг не звільняється від зобов'язань щодо сплати за розподілену потужність на час зупинення надання послуг.

Для послуг доступу до потужності на період однієї газової доби 100 % попередня оплата у розмірі не менше від вартості послуги доступу до потужності на період газової доби, яка планується для використання згідно з номінацією, має бути отримана оператором газотранспортної системи на його рахунок до часу подання такої номінації.

У випадку якщо споживачі замовника послуги транспортування розраховуються з ним через поточний рахунок зі спеціальним режимом використання, оплата замовника за послуги транспортування (у тому числі послуги доступу до потужності) здійснюється з поточного рахунку зі спеціальним режимом використання замовника на поточний рахунок оператора газотранспортної системи кожного банківського дня згідно з алгоритмом розподілу коштів, затвердженим Регулятором.

3. Фінансове забезпечення виконання замовником послуг транспортування зобов'язань щодо оплати за вчинення дій з врегулювання добового небалансу обсягів природного газу, які подаються до газотранспортної системи і відбираються з неї, надається оператору газотранспортної системи разом з поданням номінації в одній або декількох з таких форм:

{Абзац перший пункту 3 глави 2 розділу VIII в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

банківської гарантії;

{Абзац другий пункту 3 глави 2 розділу VIII в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

передачі замовником послуг транспортування природного газу оператору газотранспортної системи в якості фінансового забезпечення грошових коштів на підставі договору транспортування природного газу.

{Абзац третій пункту 3 глави 2 розділу VIII в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

Оператор газотранспортної системи перевіряє фінансове забезпечення замовника послуг транспортування щодо його достатності при поданні замовником послуг транспортування номінацій/реномінацій та торгових сповіщень на відчуження.

{Абзац четвертий пункту 3 глави 2 розділу VIII в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017, № 1079 від 25.09.2018}

Розмір достатнього фінансового забезпечення замовника послуг транспортування на період газової доби (D) не повинен бути менше суми таких значень з урахуванням особливостей, визначених абзацами тринадцятим - п'ятнадцятим цього пункту:

{Абзац п'ятий пункту 3 глави 2 розділу VIII із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017; в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

1) неоплаченої вартості негативного небалансу за попередній газовий місяць (за його наявності); та

{Абзац пункту 1 глави 2 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

2) неоплаченої плати за нейтральність балансування (позитивного значення плати за нейтральність балансування, яка стягується з замовника послуг транспортування природного газу на користь оператора газотранспортної системи); та

{Абзац пункту 1 глави 2 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

3) нарахованої суми вартості добових негативних небалансів поточного розрахункового періоду. При розрахунку суми вартості добових негативних небалансів така сума зменшується на суму вартості добових позитивних небалансів за попередні газові доби поточного газового місяця, але не більше ніж на суму вартості добових негативних небалансів за попередні газові доби поточного газового місяця; та

{Абзац пункту 1 глави 2 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

4) від'ємного значення між плановими обсягами подачі природного газу та плановими обсягами відбору природного газу згідно з номінацією та/або реномінацією замовника послуг транспортування природного газу; та

{Абзац пункту 1 глави 2 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

5) незнижувального залишку фінансового забезпечення, який становить розмір вартості газу, який споживачі замовника послуг транспортування, зареєстровані за ним у Реєстрі споживачів постачальника, сумарно використали у попередньому газовому місяці за останні п'ять діб для хімічних та металургійних підприємств та за останні три доби для інших споживачів.

{Абзац пункту 1 глави 2 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

Рівень достатнього фінансового забезпечення повинен бути забезпечений замовником послуг транспортування природного газу не пізніше ніж за три години до кінцевого строку подання номінації або за три години до подачі реномінації.

{Абзац пункту 1 глави 2 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

У випадку якщо на момент перевірки достатності фінансового забезпечення замовник послуг транспортування не надав фінансове забезпечення у необхідному розмірі, то оператор газотранспортної системи відхиляє подані замовником послуг транспортування номінацію/реномінацію, торгове сповіщення на відчуження з підстав недостатності фінансового забезпечення. При цьому якщо замовник послуг транспортування є постачальником, оператор газотранспортної системи вносить до Реєстру споживачів цього постачальника інформацію про припинення такому постачальнику через три дні (п'ять днів по споживачах, які належать до підприємств металургійної та хімічної промисловості) з дня відхилення номінації/реномінації статусу діючого постачальника для всіх його споживачів та одночасно інформує через інформаційну платформу відповідного оператора газорозподільної системи про відсутність у споживачів постачальника.

{Абзац пункту 1 глави 2 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

Для замовника послуг транспортування, яким є газовидобувне підприємство, розмір достатнього фінансового забезпечення зменшується на вартість добового обсягу видобутку, що є найменшим за останні три календарні місяці згідно з алокаціями подач цього газовидобувного підприємства.

{Абзац пункту 1 глави 2 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

Для замовника послуг транспортування, яким є оператор газорозподільних систем, розмір достатнього фінансового забезпечення повинен дорівнювати виключно розміру елементу витрат «вартість газу на технологічні та власні потреби» річної планованої тарифної виручки, встановленої для цього оператора газорозподільних систем, поділеного на 365.

{Абзац пункту 1 глави 2 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

Для замовників послуг транспортування, у яких одночасно відсутня прострочена заборгованість перед оператором газотранспортної системи з оплати негативних небалансів та відсутні випадки прострочення за останні дванадцять місяців оплати грошових зобов'язань перед оператором газотранспортної системи з оплати негативних небалансів, розмір достатнього фінансового забезпечення дорівнює виключно розміру від'ємного значення між плановими обсягами подачі природного газу та плановими обсягами відбору природного газу згідно з номінацією та/або реномінацією замовника послуг транспортування природного газу.

{Абзац пункту 1 глави 2 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

Для всіх інших замовників послуг транспортування, у тому числі замовників, які останні шість місяців не замовляли послуги транспортування, розмір достатнього фінансового забезпечення визначається в загальному порядку, визначеному цим пунктом.

{Абзац пункту 1 глави 2 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

Грошові кошти, які надаються замовником послуг транспортування оператору газотранспортної системи як фінансове забезпечення, не вважаються попередньою оплатою за вчинення дій з врегулювання добового небалансу та не підлягають поверненню замовнику послуг транспортування до моменту виконання умов договору транспортування природного газу в частині грошових зобов'язань, виконання яких вони забезпечують.

{Абзац пункту 1 глави 2 розділу IV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

У разі невиконання замовником послуг транспортування зобов'язання щодо оплати послуг балансування згідно з умовами договору транспортування природного газу оператор газотранспортної системи в односторонньому порядку здійснює зарахування грошових коштів, які надані замовником послуг транспортування у вигляді фінансового забезпечення, у рахунок оплати наданих за вчинення дій з врегулювання добового небалансу, про що відповідно повідомляє замовника послуг транспортування.

{Абзац пункту 3 глави 2 розділу VIII із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

Фінансове забезпечення у формах банківської гарантії може надаватися у гривнях, доларах США та євро. Якщо фінансове забезпечення у формі банківської гарантії буде надано в іноземній валюті, то для розрахунку достатності розміру фінансового забезпечення використовується офіційний курс Національного банку України на день такого розрахунку.

Вартість природного газу розраховується як добуток обсягу природного газу і маржинальної ціни придбання, яка визначається відповідно до положень розділу XIV цього Кодексу, та щоденно оприлюднюється оператором газотранспортної системи на своєму веб-сайті.

{Абзац пункту 3 глави 2 розділу VIII в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

При визначенні розміру фінансового забезпечення щодо оплати за вчинення дій з врегулювання добового небалансу не враховуються обсяги природного газу, які плануються до транспортування в рамках виконання спеціальних обов'язків, покладених на такого замовника в обсязі та на умовах, визначених Кабінетом Міністрів України.

{Абзац пункту 3 глави 2 розділу VIII із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

{Абзац десятий пункту 3 глави 2 розділу VIII виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

{Абзац одинадцятий пункту 3 глави 2 розділу VIII виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

{Абзац дванадцятий пункту 3 глави 2 розділу VIII виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

{Абзац тринадцятий пункту 3 глави 2 розділу VIII виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

{Абзац чотирнадцятий пункту 3 глави 2 розділу VIII виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

послуг № 1437 від 27.12.2017}

{Абзац п'ятнадцятий пункту 3 глави 2 розділу VIII виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

{Абзац шістнадцятий пункту 3 глави 2 розділу VIII виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

{Абзац сімнадцятий пункту 3 глави 2 розділу VIII виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

Строк дії фінансового забезпечення повинен закінчуватись не раніше ніж через 5 робочих днів після настання строку здійснення оплати дій з врегулювання добового небалансу за період, в якому таке фінансове забезпечення враховувалось оператором газотранспортної системи для надання послуг транспортування природного газу.

{Абзац пункту 3 глави 2 розділу VIII в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

Повернення грошових коштів, наданих замовником послуг транспортування в якості фінансового забезпечення, здійснюється на умовах договору, на підставі якого воно було надане, а у випадку якщо такі умови не встановлені - на вимогу замовника послуг транспортування у строк не пізніше п'яти банківських днів з моменту отримання оператором газотранспортної системи вимоги від замовника послуг транспортування за умови, якщо розмір фінансового забезпечення, що залишиться після повернення грошових коштів, достатній згідно з вимогами цього Кодексу, в іншому випадку - з моменту закінчення строку дії фінансового забезпечення та за умови відсутності заборгованості за надані послуги.

{Пункт 3 глави 2 розділу VIII доповнено новим абзацом двадцять третім згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

Замовник послуг транспортування має право використовувати надане оператору газотранспортної системи одне й те саме чинне фінансове забезпечення протягом часу надання послуг транспортування.

{Абзац пункту 3 глави 2 розділу VIII в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

{Абзац двадцять п'ятий пункту 3 глави 2 розділу VIII виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

{Абзац тринадцятий пункту 3 глави 2 розділу VIII виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

{Абзац чотирнадцятий пункту 3 глави 2 розділу VIII виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

Фінансове забезпечення щодо оплати за вчинення дій з врегулювання добового небалансу не вимагається від замовників послуг транспортування, які мають довгостроковий кредитний рейтинг не нижчий за рівень «BBB», підтверджений агентством (компанією) Standard & Poor's та/або Fitch IBCA, та/або не нижчий за рівень «Baa2», підтверджений агентством (компанією) Moody's Investors Service.

{Абзац пункту 3 глави 2 розділу VIII із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

послуг № 1437 від 27.12.2017}

4. Замовник послуг транспортування має право надати фінансове забезпечення у вигляді банківської гарантії, виданої зареєстрованим в Україні банком або банком, зареєстрованим у країнах, що входять до Організації економічного співробітництва та розвитку (ОЕСР), при цьому повинні виконуватися нижчезазначені вимоги:

1) для банків, зареєстрованих у країнах, що входять до ОЕСР, діючий довгостроковий кредитний рейтинг повинен бути не менше ніж «А» для рейтингів, виданих компанією Standard & Poor's чи Fitch IBCA, та/або не менше ніж «A2» для рейтингів, виданих компанією Moody's Investors Service;

2) для банків, зареєстрованих в Україні:

у такого банку є діючий національний довгостроковий кредитний рейтинг від міжнародних рейтингових агенцій Standard & Poor's, Fitch IBCA або Moody's Investors Service, який не менше ніж:

«A(ukr)» для рейтингів, підтверджених рейтинговою агенцією Fitch IBCA, та/або

«A.ua» для рейтингів, підтверджених рейтинговою агенцією Moody's IBCA, та/або

«uaA» для рейтингів, підтверджених рейтинговою агенцією Standard & Poor's; або

у такого банку:

частка активів становить не менш ніж 0,5 % активів банківської системи України; або

контрольний пакет акцій (більше ніж 50 %) належить фінансовій або банківській установі(-ам), яка(-і) має (-ють) діючий довгостроковий кредитний рейтинг не менш «А» для рейтингів, виданих компанією Standard & Poor's чи Fitch IBCA, та/або не менш ніж «A2» для рейтингів, виданих компанією Moody's Investors Service, та зареєстрована в Україні або у країні, що входить до ОЕСР.

Не вважається належним фінансовим забезпеченням банківська гарантія, якщо:

1) співвідношення суми стабілізаційних кредитів та/або кредитів рефінансування, виданих Національним банком України банку, що надав таку гарантію, до розміру його статутного капіталу перевищує 50 %;

2) сума банківської гарантії перевищує 20 % від обсягу статутного капіталу банку, що надав таку гарантію;

3) до банку, що надав таку гарантію, або до власників його істотної участі, або до його пов'язаних осіб застосовано секторальні санкції іноземними державами-членами ОЕСР, Європейським Союзом чи Україною.

У разі зниження рейтингу банку (окрім визнання його неплатоспроможним), який відповідав зазначеним вище вимогам на день надання банківської гарантії, та у випадку, коли така банківська гарантія була раніше прийнята оператором газотранспортної системи, замовник послуг транспортування повинен надати іншу банківську гарантію, яка відповідає вимогам цього Кодексу, протягом одного календарного місяця. При цьому оператор газотранспортної системи протягом цього місяця не має права відхиляти та/або анулювати номінації замовника послуг транспортування в рамках такого фінансового забезпечення.

Банківські гарантії, видані банками, щодо яких Національним банком України прийнято рішення про віднесення до категорії проблемного або неплатоспроможного протягом строку дії відповідної банківської гарантії, не вважаються належним фінансовим забезпеченням.

Оператор газотранспортної системи не має права вимагати від замовника послуг транспортування будь-яких підтверджуючих документів для встановлення відповідності наданого ним фінансового забезпечення у вигляді банківської гарантії вищенаведеним критеріям

{Глава 2 розділу VIII в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

IX. Розподіл потужності

{Назва розділу IX із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

1. Загальні умови

1. Оператор газотранспортної системи надає право користування потужністю точок входу/виходу на прозорих та недискримінаційних засадах відповідно до положень цього Кодексу та договору транспортування природного газу.

Розмір потужності, що надається замовнику послуг транспортування в точці входу/виходу, визначається відповідно до положень цього Кодексу та договору транспортування природного газу.

2. Доступ до потужності надається оператором газотранспортної системи на такі періоди:

1) річний - потужність визначеного обсягу, доступна строком на 1 газовий рік, з постійним потоком за кожен газову добу протягом газового року;

2) квартальний - потужність визначеного обсягу, доступна строком на 1 газовий квартал, з постійним потоком за кожен газову добу протягом газового кварталу (квартали газового року починаються 01 жовтня, 01 січня, 01 квітня або 01 липня відповідно);

3) місячний - потужність визначеного обсягу, доступна строком на 1 газовий місяць, з постійним потоком за кожен газову добу протягом газового місяця (місяці починаються кожного першого дня газового місяця);

4) на добу наперед - потужність визначеного обсягу, доступна строком на 1 газову добу, з постійним потоком протягом газової доби, наступної за газовою добою, у якій відбувся розподіл потужності.

3. Оператор газотранспортної системи розподіляє вільну потужність у точках входу/виходу на річний, квартальний, місячний, на добу наперед періоди окремо для кожного виду потужності:

1) гарантованої потужності;

2) переривчастої потужності;

3) потужності з обмеженнями з урахуванням положень пункту 1 глави 8 цього розділу.

4. При наданні доступу до гарантованої потужності оператор газотранспортної системи зобов'язаний надавати право користування визначеним обсягом потужності на гарантованій (постійній) основі.

При наданні переривчастої потужності оператор газотранспортної системи зобов'язаний надавати право користування визначеним обсягом потужності, якщо для цього є технічна можливість, але має право в будь-який час (із дотриманням мінімального часу на повідомлення про переривання) перервати надання послуги, якщо транспортування технічно неможливе. Переривчаста потужність може розподілятися у випадку, коли принаймні 90 % обсягу технічної потужності точки входу/виходу вже розподілені на гарантованій основі, крім випадків, коли угодою про взаємодію між операторами передбачені інші умови надання права користування потужністю на переривчастій основі. Мінімальний час повідомлення про переривання для певної години газової доби становить 45 хвилин після початку циклу реномінації для цієї години газової доби.

Особливості надання доступу до потужностей з обмеженим доступом визначені главою 8 цього розділу.

5. Замовник послуг транспортування, на якого в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України відповідно до статті 11 Закону України «Про ринок природного газу» покладено спеціальні обов'язки з постачання природного газу, здійснює окреме замовлення потужності в межах виконання ним таких спеціальних обов'язків.

6. Потужність фізичної точки входу до газотранспортної системи з газосховища, приєднаного до газотранспортної системи, та фізичної точки виходу до газосховища надається виключно оператору газосховища на гарантованій основі.

7. Потужність фізичної точки входу з установок LNG надається замовникам послуг транспортування відповідно до вимог цього Кодексу на гарантованій основі.

8. Потужність фізичної та/або віртуальної точки входу від суміжного газовидобувного підприємства (через мережі якого може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств) надається виключно суміжному газовидобувному підприємству та газовидобувним підприємствам, що подають обсяги природного газу власного видобутку, через мережі суміжного газовидобувного підприємства на гарантованій основі.

9. Потужність віртуальної точки входу з газорозподільної системи надається газовидобувному підприємству, що безпосередньо підключене до газорозподільної системи, та газовидобувним підприємствам, що подають обсяги природного газу власного видобутку, через мережі газовидобувного підприємства, яке безпосередньо підключене до газорозподільних систем.

Потужність віртуальної точки входу з газорозподільної системи пропонується на переривчастій основі.

10. Потужність віртуальної точки виходу до газорозподільних систем надається замовникам послуг транспортування відповідно до вимог цього Кодексу на гарантованій основі.

Оператори газорозподільних систем для забезпечення транспортування природного газу, необхідного для покриття власних виробничо-технологічних витрат та втрат, замовляють потужність віртуальної точки виходу до газорозподільної системи відповідно до вимог цього Кодексу.

Загальна потужність кожної віртуальної точки виходу до газорозподільної системи дорівнює сумі технічних потужностей усіх фізичних точок виходу до газорозподільної системи, які вона об'єднує.

Потужність фізичних точок виходу до газорозподільної системи не розподіляється.

11. Потужність фізичної точки виходу до прямого споживача надається замовникам послуг транспортування відповідно до вимог цього Кодексу на гарантованій основі.

У випадку несанкціонованого відбору природного газу прямим споживачем відповідальність за фактично використану потужність несе прямий споживач як за перевищення потужності у точці виходу до прямого споживача.

12. Потужність віртуальної точки виходу до суміжного газовидобувного підприємства розподіляється замовникам послуг транспортування, які здійснюють постачання природного газу споживачам, підключеним до мереж суміжного газовидобувного підприємства.

Потужність віртуальної точки виходу до суміжного газовидобувного підприємства пропонується на переривчастій основі.

13. Потужність точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях надається замовнику послуг транспортування.

14. Потужність новозбудованих або реконструйованих фізичних точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях надається оператором газотранспортної системи в рамках недискримінаційної та прозорої процедури попереднього продажу відповідно до положень порядку проведення процедури попереднього розподілу потужностей, що розробляється оператором газотранспортної системи та погоджується з Регулятором з метою забезпечення недискримінаційного доступу до цих потужностей, з урахуванням такого:

оператор газотранспортної системи повідомляє про початок процедури на своєму веб-сайті не пізніше як за 30 календарних днів до її початку;

замовнику послуг транспортування не може бути відмовлено в розподілі потужності в рамках процедури попереднього продажу через відсутність технічної потужності.

15. Якщо між операторами газотранспортних систем України та сусідньої держави укладено угоду, у якій передбачено надання одночасного доступу до міждержавних з'єднань до/із газотранспортної системи цих операторів, то доступ до потужностей надається на підставі недискримінаційної та прозорої процедури, що встановлюється в порядку розподілу об'єднаних потужностей на міждержавних з'єднаннях, який повинен бути погоджений Регулятором. Оператор газотранспортної системи не пізніше ніж за 30 календарних днів до початку розподілу потужностей опубліковує порядок розподілу об'єднаних потужностей на своєму веб-сайті та повідомляє про це Регулятора. Порядок розподілу об'єднаних потужностей на міждержавних з'єднаннях розробляється операторами суміжних газотранспортних систем та має відповідати актам законодавства Європейського Союзу у сфері енергетики, законодавству України та цьому Кодексу.

16. Замовник послуг транспортування одночасно може використовувати як гарантовану, так і переривчасту потужність у точках входу та виходу газотранспортної системи.

17. Величина використаних замовником послуг транспортування обсягів потужності точок входу/виходу дорівнює величинам остаточних алокацій щодобових подач та відборів замовника послуг транспортування природного газу у відповідних точках входу/виходу. Відповідальність за перевищення замовлених потужностей несуть замовники послуг транспортування відповідно до договору транспортування природного газу.

18. Оператор газотранспортної системи оприлюднює на своєму веб-сайті перелік точок входу/виходу, обсяг технічної, договірної та вільної потужності. Оператор газотранспортної системи зазначає про точки входу/виходу, для яких з точки зору технічних обмежень обсяг та вид потужності може відрізнитись в окремі періоди газового року.

19. Доступ замовника послуг транспортування до потужності може бути обмежений на період проведення планових ремонтних робіт у газотранспортній системі, а також виникнення аварій та впровадження обмежень згідно з положеннями цього Кодексу.

20. Оператор газотранспортної системи може відмовити замовнику послуг транспортування, який виконав свої обов'язки за цим Кодексом та договором транспортування природного газу, у праві користування потужністю на умовах та у порядку, визначених цим Кодексом, у таких випадках:

- 1) відсутність або недостатність вільної потужності;
- 2) якщо надання доступу стане перешкодою для виконання таким оператором спеціальних обов'язків, покладених на нього відповідно до [статті 11](#) Закону України «Про ринок природного газу»;
- 3) якщо відмова в доступі є виправданою на підставі рішення, прийнятого відповідно до [статті 55](#) Закону України «Про ринок природного газу»;
- 4) у випадку запровадження обмежень згідно з Національним планом дій, Правилами про безпеку постачання природного газу.

{Глава 1 розділу IX в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

2. Надання доступу до потужності

1. Доступ до потужності надається лише замовникам послуг транспортування, які уклали з оператором газотранспортної системи договір транспортування.

2. У договорі транспортування природного газу чи його окремому додатку зазначаються:

точки входу та/або виходу;

обсяг розподіленої (договірної) потужності;

період (річний, квартальний, місячний);

тип потужності (гарантована чи переривчаста, потужність з обмеженнями);
строк, на який потужність була розподілена.

{Пункт 2 глави 2 розділу IX в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

3. Оператор газотранспортної системи визначає обсяг вільної потужності на точках входу та точках виходу з урахуванням:

{Абзац перший пункту 3 глави 2 розділу IX в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

1) потужностей, які були надані в рамках процедури розподілу потужності;

2) вільних потужностей на міждержавних з'єднаннях, які повинні бути доступні на умовах, визначених у порядку розподілу об'єднаних потужностей.

4. Потужність фізичних точок на міждержавних з'єднаннях повинна бути доступною з урахуванням таких умов, якщо інше не передбачено порядком розподілу об'єднаних потужностей точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях:

{Абзац перший пункту 4 глави 2 розділу IX із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

1) не більше 90 % технічної потужності в будь-якій точці надається для річних періодів;

2) щонайменше 10 % технічної потужності в будь-якій точці повинна бути доступною для квартальних періодів протягом газового року;

3) будь-який залишок, що не був розподілений на річні та квартальні періоди, доступний на місячні періоди та на добу наперед.

{Підпункт 3 пункту 4 глави 2 розділу IX в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

5. Розподіл потужності здійснюється за таких умов:

у випадку річних періодів - для будь-яких п'ятнадцяти (15) газових років, наступних за газовим роком, у якому відбулося розподілення потужності;

у випадку квартальних періодів - для будь-якого кварталу газового року, наступного за газовим роком, у якому відбулося розподілення потужності, або для будь-якого кварталу газового року, наступного за газовим кварталом, у якому відбулося розподілення потужності;

у випадку місячних періодів - для газового місяця наступного за газовим місяцем, у якому відбулося розподілення потужності.

6. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний на власному веб-сайті в мережі Інтернет оприлюднювати інформацію про величини технічної та вільної потужності відповідно до **розділу XVIII** цього Кодексу.

3. Заявка на розподіл потужності

1. Замовник послуг транспортування, який має намір замовити (забронювати) розподіл потужності (крім потужності на добу наперед) в певній точці входу до газотранспортної системи та/або точці виходу з газотранспортної системи, подає у строки, визначені цим Кодексом, оператору газотранспортної системи заявку на розподіл потужності за формою оператора газотранспортної системи, опублікованою на його веб-сайті.

{Пункт 1 глави 3 розділу IX в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

2. Заявки на розподіл потужності, подані з порушенням строків, передбачених процедурою розподілу потужностей, що визначена в главі 5 цього розділу, залишаються без розгляду.

3. Замовник послуг транспортування може подати зведену заявку на розподіл потужності, що передбачає декілька фізичних точок входу та/або точок виходу.

{Пункт 3 глави 3 розділу IX із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

4. У заявці зазначається потужність окремо для кожної точки входу та окремо для кожної фізичної точки виходу, а також період, на який має бути наданий доступ до потужності.

{Пункт 4 глави 3 розділу IX із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

5. Заявка повинна включати інформацію щодо фінансового забезпечення згідно з положеннями цього Кодексу.

4. Процедура попереднього розгляду заявки на розподіл потужності

1. Оператор газотранспортної системи протягом трьох робочих днів з дня отримання заявки на розподіл потужностей здійснює попередній розгляд цієї заявки. Якщо дані, викладені в заяві, потребують уточнення, оператор газотранспортної системи протягом зазначеного строку направляє замовнику послуг транспортування письмовий запит та вказує вичерпний перелік даних, які потребують уточнення. При цьому строк попереднього розгляду заявки на розподіл потужності продовжується на період уточнення замовником послуг транспортування даних.

2. Протягом п'ятиденного строку з дня отримання запиту щодо уточнення даних замовник послуг транспортування надає оператору газотранспортної системи відповідні уточнення та доповнення. Якщо доповнена заявка на розподіл потужностей не буде подана протягом встановленого строку, то оператор газотранспортної системи має право залишити заявку без розгляду.

3. За результатами попереднього розгляду оператор газотранспортної системи письмово повідомляє замовника послуг транспортування протягом 2-х робочих днів про прийняття заявки для участі в процедурі розподілу потужності або залишення заявки без розгляду із зазначення причини відмови.

4. Будь-яка кореспонденція протягом попереднього розгляду заявки на розподіл потужності повинна бути надана в електронному та/або паперовому вигляді.

5. Процедура розподілу потужності

1. Кожний замовник послуг транспортування може подати одну заявку на розподіл гарантованої потужності та одну заявку на розподіл переривчастої потужності в цій точці входу або виходу.

{Абзац перший пункту 1 глави 5 розділу IX із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

Замовник послуг транспортування, на якого в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України відповідно до статті 11 Закону України «Про ринок природного газу» покладено спеціальні обов'язки з постачання природного газу, подає одну заявку на розподіл гарантованої потужності та одну заявку на розподіл переривчастої потужності в цій точці входу або виходу окремо для замовлення потужності в межах виконання ним таких спеціальних обов'язків та замовлення потужності не в межах виконання ним таких обов'язків.

{Пункт 1 глави 5 розділу IX доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

2. У рамках процедури розподілу потужності беруть участь заявки щодо:

1) річних періодів, які були подані в період з 01 лютого до 15 лютого, які належать до одного або декількох з п'ятнадцяти газових років, наступних за газовим роком, у якому подається заявка;

2) квартальних періодів, які були подані в період з 01 квітня до 15 квітня, які належать до одного або декількох з чотирьох кварталів газового року, наступного за газовим роком, в якому подається заявка;

3) місячних періодів та квартальних періодів, які були подані за 30 календарних днів до 01 числа місяця, у якому повинно бути розпочато транспортування природного газу, які належать до якогось з газових місяців або кварталів у газовому році, у якому розподіляється потужність.

3. Розмір вільної потужності протягом наступних п'ятнадцяти (15) газових років у фізичних точках входу і виходу, яка буде предметом процедури розподілу потужності, оператор повідомляє на своєму веб-сайті за 30 календарних днів до початку прийняття заявок.

4. Під час процедури розподілу потужностей оператор газотранспортної системи проводить технічний аналіз, який включає оцінку можливості газотранспортної системи задовольнити заявку замовника послуг транспортування.

5. Задоволення або часткове задоволення заявки може бути здійснене оператором газотранспортної системи шляхом надання гарантованої або переривчастої потужності.

6. Оператор газотранспортної системи відмовляє в розподілі потужності у випадках, визначених у главі 1 цього розділу.

{Пункт 6 глави 5 розділу IX в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

7. Розподіл вільної гарантованої потужності повинен відбуватися в такому порядку: річна, квартальна, місячна потужності.

8. Якщо сумарна потужність, заявлена замовниками послуг транспортування в точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях, не перевищує вільну потужність, кожний із заявників одержує потужність в обсягах, зазначених у поданій заявці.

{Пункт 8 глави 5 розділу IX із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

9. Якщо сумарна потужність, заявлена замовниками послуг транспортування в точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях, перевищує вільну потужність, вони будуть повідомлені оператором газотранспортної системи про це та запрошені взяти участь у процедурі розподілу потужності в рамках аукціону.

{Пункт 9 глави 5 розділу IX із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

10. Оператор газотранспортної системи за результатами проведення процедури розподілу потужності повідомляє замовнику послуг транспортування:

1) для заявок, поданих на річні періоди, - до 01 березня поточного року про розподілену йому потужність у точках входу та виходу або для точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях про проведення для цих точок аукціону розподілу потужності;

2) для заявок, поданих на квартальні періоди, - до 10 травня поточного року про розподілену йому потужність у точках входу та виходу або для точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях про проведення для цих точок аукціону розподілу потужності;

3) для заявок, поданих на місячні та квартальні періоди, які належать до поточного року, - за 15 днів до 01 числа місяця, в якому повинно бути розпочато транспортування природного

газу, про розподілену йому потужність у точках входу та виходу або для точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях про проведення для цих точок аукціону розподілу потужності.

{Пункт 10 глави 5 розділу IX в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

11. Аукціони розподілу потужностей на міждержавних з'єднаннях проводяться у строки, визначені в календарі аукціонів Європейської мережі операторів газотранспортних систем (ENTSOG). Календар аукціонів розподілу потужностей на міждержавних з'єднаннях розміщується на веб-сайті оператора газотранспортної системи у триденний строк з дня публікації цього календаря Європейською мережею операторів газотранспортних систем (ENTSOG).

Оператором газотранспортної системи може бути проведено додатковий аукціон у випадку відмови одного або декількох учасників аукціону, які за результатами аукціону отримали доступ до розподілу потужності, від розподілу потужності шляхом невнесення до діючого договору транспортування газу відповідних змін щодо розподілу потужності за результатом аукціону виключно на обсяги потужностей, від яких відмовився(лися) учасник(и) аукціону в строки, передбачені положеннями глави 6 розділу IX цього Кодексу, та/або в інших випадках за наявності обґрунтованих підстав.

Додатковий аукціон проводиться оператором газотранспортної системи за погодженням з Регулятором.

Оголошення про проведення додаткового аукціону оператор газотранспортної системи оприлюднює на своєму веб-сайті в строк не пізніше ніж за один місяць до початку додаткового аукціону на розподіл річної потужності, не пізніше ніж за два тижні до початку додаткового аукціону на розподіл квартальної потужності та не пізніше ніж за тиждень до початку додаткового аукціону на розподіл місячної потужності.

{Пункт 11 глави 5 розділу IX в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

6. Узгодження розподілу потужності

1. Якщо в результаті проведення розподілу потужності замовнику послуг транспортування буде розподілена потужність, оператор газотранспортної системи має повідомити йому про розподіл потужності протягом п'яти робочих днів з дня розподілу потужності.

{Пункт 1 глави 6 розділу IX в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

2. Замовник послуг транспортування, для якого було розподілено потужність повинен бути поінформований про це в письмовій формі або в електронному вигляді шляхом надсилання на електронну пошту сканованих копій відповідних оригіналів документів. Будь-яка інформація вважається наданою, якщо документи надаються в електронному вигляді на електронну пошту, зазначену в заявці на розподіл потужності.

3. Узгоджуючи розподіл потужності, оператор газотранспортної системи повинен інформувати замовника послуг транспортування про необхідний рівень фінансового забезпечення та надати замовнику послуг транспортування проект розподілу потужності у строк п'ять (5) робочих днів з дня повідомлення замовника послуг транспортування про розподілену йому потужність.

{Пункт 3 глави 6 розділу IX із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

4. Протягом п'яти робочих днів з дати отримання проекту про розподіл потужності замовник послуг транспортування повинен надати оператору газотранспортної системи підписаний з боку замовника розподіл потужності.

7. Потужність на період однієї газової доби

1. Доступ до потужності точок входу/виходу на добу наперед надається на підставі укладеного договору транспортування та номінації (для точок міждержавного з'єднання - номінації/реномінації), підтвердженої оператором газотранспортної системи, відповідно до глави 1 цього розділу та вимог розділу XI цього Кодексу.

{Пункт 1 глави 7 розділу IX в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

2. У випадку якщо обсяг природного газу, визначений у номінації (для точок міждержавного з'єднання - номінації/реномінації), поданий замовником послуг транспортування, перевищує величину суми вже розподіленої йому потужності на річний, квартальний та місячний періоди, то вважається, що замовник послуг транспортування на величину перевищення подав заявку на розподіл потужності на добу наперед.

Підтверджена оператором газотранспортної системи номінація на газову добу (для точок міждержавного з'єднання - номінація/реномінація) є підтвердженням розподілу потужності на добу наперед (на величину перевищення обсягом природного газу, визначеним у номінації, величини суми вже розподіленої замовнику послуг транспортування потужності на річний, квартальний та місячний періоди).

{Главу 7 розділу IX доповнено новим пунктом 2 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

3. Оператор газотранспортної системи публікує на своєму веб-сайті розмір гарантованої потужності та переривчастої потужності фізичних точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях на період однієї газової доби.

4. Номінації на період однієї газової доби подаються оператору газотранспортної системи відповідно до положень розділу XI цього Кодексу.

5. Якщо існують технічні можливості надання газотранспортних послуг згідно з номінацією, оператор газотранспортної системи розподіляє замовнику послуг транспортування гарантовану потужність відповідно до положень розділу XI цього Кодексу. Якщо відсутня вільна гарантована потужність, то замовнику послуг транспортування розподіляється потужність на переривчастій основі з урахуванням особливостей, визначених у главі 1 цього розділу.

{Пункти 5-6 глави 7 розділу IX замінено одним пунктом 5 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

8. Потужність з обмеженнями

1. Оператор газотранспортної системи надає такі види потужності з обмеженнями:

1) право одночасного користування потужністю точки входу та точки виходу на міждержавному з'єднанні з урахуванням обмежень, встановлених цією главою;

2) право одночасного користування потужністю точки входу/виходу на міждержавному з'єднанні та точки виходу/входу до/з газосховища чи групи газосховищ з урахуванням обмежень, встановлених цією главою. Право одночасного користування потужністю точки виходу на міждержавному з'єднанні та точки входу з газосховища чи групи газосховищ може бути надане замовнику послуг транспортування виключно на обсяги природного газу, які були подані на точку виходу до газосховища чи групи газосховищ на умовах користування потужністю з обмеженнями.

Доступ до потужності з обмеженнями пропонується на переривчастій основі на місячний період або на період однієї газової доби залежно від технічних можливостей оператора газотранспортної системи.

2. Оператор газотранспортної системи надає доступ до потужностей з обмеженнями по всіх точках входу/виходу на міждержавному з'єднанні, по яких Регулятор затвердив коефіцієнти для потужності з обмеженнями згідно з Методикою визначення та розрахунку тарифів на послуги

транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання. Перелік таких точок входу/виходу та розміри коефіцієнтів оператор газотранспортної системи публікує на своєму веб-сайті.

3. Вартість доступу до потужності розраховується із застосуванням коефіцієнтів та тарифів для точок входу та точок виходу до/з газотранспортної системи, встановлених Регулятором. Умови оплати доступу до потужності з обмеженнями визначаються в договорі транспортування природного газу та цьому Кодексі.

4. Для використання потужності з обмеженнями замовник послуг транспортування подає оператору газотранспортної системи окрему номінацію/реномінацію, в якій зазначається, що така номінація/реномінація подається для використання потужності з обмеженнями. Замовник, який має намір використовувати потужність з обмеженнями, повинен попередньо отримати від оператора газотранспортної системи додатковий код ідентифікації - шипер-код, який використовується замовником при наданні номінацій/реномінацій та оператором газотранспортної системи під час процедури перевірки відповідності номінацій/реномінацій із оператором суміжної газотранспортної системи для обсягів газу, які транспортуються шляхом замовлення потужності з обмеженнями. У випадку використання потужності з обмеженнями замовник подає окрему номінацію/реномінацію із зазначенням цього коду ідентифікації - шипер-коду.

5. Обсяги природного газу, що транспортуються на умовах користування потужністю з обмеженнями, не обліковуються оператором газотранспортної системи в портфоліо балансування замовника послуг та не враховуються в розрахунку його добового небалансу.

6. Потужність з обмеженнями, зазначена в підпункті 1 пункту 1 цієї глави, передбачає такі додаткові умови (обмеження):

1) потужність з обмеженнями визначених точок входу/виходу на міждержавному з'єднанні може використовуватися замовником виключно для транспортування природного газу між цими точками і не може використовуватися для транспортування природного газу від/до інших точок входу/виходу;

2) відсутність доступу до віртуальної торгової точки;

3) обсяг природного газу, поданий до газотранспортної системи у визначеній точці входу на міждержавному з'єднанні, повинен дорівнювати обсягу природного газу, відібраному з газотранспортної системи у визначеній точці виходу на міждержавному з'єднанні, протягом кожної газової доби;

4) номінації/реномінації при використанні таких потужностей підтверджуються після підтвердження номінацій/реномінацій замовників послуг транспортування, яким надано право користування гарантованою та/або переривчастою потужністю. Обсяги транспортування природного газу, визначені в підтверджених номінаціях/реномінаціях замовників послуг транспортування природного газу, яким надано право користування потужністю з обмеженнями, можуть бути зменшені оператором газотранспортної системи в односторонньому порядку у випадку, коли відсутні вільні потужності для надання таких послуг та/або існує необхідність виконання реномінацій замовників послуг транспортування природного газу, яким надано право користування гарантованою та/або переривчастою потужністю, або з метою недопущення виникнення небалансу у таких замовників послуг транспортування;

5) обсяг природного газу, зазначений у номінації/реномінації для точки входу на міждержавному з'єднанні, має відповідати обсягу природного газу, зазначеному для точки виходу на міждержавному з'єднанні, в іншому випадку оператор газотранспортної системи відхиляє таку номінацію/реномінацію;

6) природний газ транспортується в митному режимі транзиту відповідно до вимог [Митного кодексу України](#).

Якщо в результаті процесу перевірки відповідності номінації/реномінації з операторами суміжних систем виявляється, що підтверджені обсяги природного газу для потужності з обмеженнями в точці входу відрізняються від підтверджених обсягів у точці виходу, оператор газотранспортної системи з метою уникнення добового небалансу у замовника в

односторонньому порядку зменшує підтверджені обсяги до найменшого із підтверджених обсягів природного газу та інформує про це замовників та відповідного оператора суміжної системи.

7. Потужність з обмеженнями, зазначена в підпункті 2 пункту 1 цієї глави, передбачає такі додаткові умови (обмеження):

1) потужність з обмеженнями визначених точок входу/виходу на міждержавному з'єднанні може використовуватися замовником послуг транспортування виключно для транспортування природного газу між такими точками входу/виходу на міждержавному з'єднанні та точками виходу/входу до/з газосховища чи групи газосховищ і не може використовуватися для транспортування природного газу до/від інших точок входу/виходу газотранспортної системи;

2) відсутність доступу до віртуальної торгової точки;

3) обсяг природного газу, поданий/відібраний до/з газотранспортної системи у визначеній точці входу/виходу на міждержавному з'єднанні, повинен дорівнювати обсягу природного газу, відібраному/поданому з/до газотранспортної системи в точці виходу/входу до/з газосховища чи групи газосховищ, протягом кожної газової доби;

4) номінації/реномінації підтверджуються після підтвердження номінацій/реномінацій замовників послуг транспортування, яким надано право користування гарантованою та/або переривчастою потужністю. Обсяги транспортування природного газу, визначені в підтверджених номінаціях/реномінаціях замовників послуг транспортування природного газу, яким надано право користування потужністю з обмеженнями, можуть бути зменшені оператором газотранспортної системи в односторонньому порядку у випадку, коли відсутні вільні потужності для надання таких послуг та/або існує необхідність виконання реномінацій замовників послуг транспортування природного газу, яким надано право користування гарантованою та/або переривчастою потужністю, або з метою недопущення виникнення небалансу у таких замовників послуг транспортування;

5) обсяг природного газу, зазначений у номінації/реномінації для точки входу або виходу на міждержавному з'єднанні, має відповідати обсягу природного газу, зазначеному для точки виходу або входу до/з газосховища чи групи газосховищ, в іншому випадку оператор газотранспортної системи відхиляє таку номінацію/реномінацію;

6) природний газ транспортується до/від газосховищ та зберігається в газосховищах у митному режимі митного складу, за яким такий природний газ має статус іноземного товару відповідно до [статті 4](#) Митного кодексу України.

Замовлення та оплата послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу здійснюється замовником окремо на підставі договору зберігання (закачування, відбору) природного газу, укладеного між таким замовником та оператором газосховищ.

Якщо в результаті процесу перевірки відповідності номінації з операторами суміжних систем виявляється, що підтверджені обсяги природного газу для потужності з обмеженнями в точці входу або виходу на міждержавному з'єднанні відрізняються від підтверджених обсягів у точці виходу або входу до/з газосховища чи групи газосховищ, оператор газотранспортної системи з метою уникнення небалансу у замовника в односторонньому порядку зменшує підтверджені обсяги до найменшого із підтверджених обсягів природного газу та інформує про це замовника та відповідного оператора суміжної системи.

8. Замовник послуг транспортування має право змінити встановлені в пункті 7 цієї глави умови (обмеження) шляхом оплати за зміни умов (обмежень) потужності з обмеженнями.

Замовлення зміни умов (обмежень) використання потужності з обмеженнями, встановлених у пункті 7 цієї глави, здійснюється в таких випадках:

1) транспортування природного газу, який був поданий на точку виходу до газосховища чи групи газосховищ на умовах користування потужністю з обмеженнями, від точки входу з газосховища чи групи газосховищ у точки виходу на міждержавних з'єднаннях, на яких не пропонується потужність з обмеженнями;

2) зміни митного режиму природного газу, який був поданий на точку виходу до газосховища чи групи газосховищ на умовах користування потужністю з обмеженнями, на митний режим, за яким природний газ набув статусу українського товару відповідно до [статті 4](#) Митного кодексу України.

Замовник послуг транспортування зобов'язаний повідомити про намір змінити встановлені в пункті 7 цієї глави умови (обмеження) використання потужності з обмеженнями шляхом надіслання оператору газотранспортної системи належним чином оформленого повідомлення. Оператор газотранспортної системи повинен протягом одного робочого дня надіслати відповідний рахунок на оплату змін умов (обмежень) потужності з обмеженнями. Зміна умов (обмежень) здійснюється на наступний робочий день після зарахування повної суми, зазначеної в рахунку на оплату змін умов (обмежень) потужності з обмеженнями. Повідомлення про намір змінити умови (обмеження) потужності з обмеженнями надається оператору газотранспортної системи відповідно до форми, яка встановлюється оператором газотранспортної системи та публікується на його веб-сайті.

9. Вартість, порядок та строки оплати за зміни умов (обмежень) потужності з обмеженнями визначаються відповідно до умов договору транспортування природного газу та цього Кодексу.

{Розділ IX доповнено новою главою згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

9. Процедура передачі потужності

1. Замовник послуг транспортування, якому була розподілена потужність на річний, квартальний або місячний період, має право передати право доступу до такої потужності іншому замовнику послуг транспортування після погодження з оператором газотранспортної системи.

2. Для передачі права користування договірною потужністю між замовниками послуг транспортування замовники не пізніше ніж за 5 робочих днів до дати запланованого початку права користування потужністю іншим замовником повинні надати оператору газотранспортної системи заявку про відчуження права користування потужністю та заявку про набуття права користування потужністю.

Оператор упродовж 2 робочих днів розглядає такі заявки та має право погодити їх або відмовити в передачі потужності.

3. Підставою для відмови в передачі потужності є:

1) наявність простроченої заборгованості принаймні в одного суб'єкта, що подає заявку, за чинним договором транспортування;

2) відсутність чинного договору транспортування в одного із суб'єктів, що подає заявку;

3) невиконання суб'єктом, що подає заявку, вимог до подання заявки про відчуження або про набуття права користування потужністю.

4. У разі відмови в погодженні передачі потужності оператор газотранспортної системи протягом 2 робочих днів повинен повідомити обох замовників послуг транспортування та вказати причину відмови.

У разі погодження передачі потужності оператор газотранспортної системи протягом 2 робочих днів надсилає замовникам послуг транспортування підписаний додаток до договору транспортування природного газу з відповідними змінами. Замовники повинні протягом 2 робочих днів повернути підписані додатки до договору.

Якщо підписані замовниками додатки до договору не будуть надані в зазначений строк, то погодження такої передачі потужності анулюється та потужність залишається розподіленою на попереднього замовника. При цьому зобов'язання по оплаті за таку розподілену потужність залишається за попереднім замовником.

{Розділ IX доповнено новою главою згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

Х. Припинення, обмеження та відновлення транспортування природного газу

{У розділі Х, крім пунктів 1, 2, 4, 8, 9 та 15 глави 1 та пункту 1 глави 2, слово «припинення» у всіх відмінках замінено відповідно словами та символами «припинення (обмеження)» згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

1. Припинення, обмеження транспортування природного газу

1. Оператор газотранспортної системи має право припинити (обмежити) транспортування природного газу в точці входу до газотранспортної системи або точці виходу з газотранспортної системи у випадках:

- 1) визнання аварійним стану систем газопостачання;
- 2) невідповідності якості природного газу на точці входу.

{Пункт 1 глави 1 розділу Х в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

2. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний припинити (обмежити) транспортування природного газу в точці входу до газотранспортної системи або точці виходу з газотранспортної системи у випадках:

- 1) несанкціонованого відбору природного газу;
- 2) відсутності договірної потужності у точці входу/виходу;
- 3) направлення замовником послуг транспортування повідомлення/доручення про припинення (обмеження) транспортування природного газу до точки виходу, в якій споживач, що порушує умови договору на постачання, одержує природний газ;
- 4) недостатності фінансового забезпечення у замовника послуг транспортування, невиконання умов договору транспортування природного газу;
- 5) в інших випадках, передбачених законодавством.

Оператор газотранспортної системи/замовник послуг транспортування надає повідомлення/доручення про припинення (обмеження) транспортування природного газу виконавцю з використанням електронного цифрового підпису уповноваженої особи.

Відповідальність за наявність підстав для припинення (обмеження) транспортування/постачання природного газу несе ініціатор такого припинення (обмеження).

{Пункт 2 глави 1 розділу Х в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

3. Припинення (обмеження) транспортування природного газу здійснюється у порядку, встановленому цим розділом, договором транспортування, [Правилами постачання природного газу](#), затвердженими постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2496 (далі - Правила постачання природного газу) та іншими нормативно-правовими актами, що регулюють питання припинення (обмеження) транспортування природного газу.

4. Якщо за ініціативою замовника послуг транспортування (постачальника) необхідно припинити (обмежити) газопостачання споживачу, стосовно якого він є діючим постачальником, такий замовник послуг транспортування зобов'язаний ініціювати заходи з припинення (обмеження) розподілу (транспортування) природного газу такому споживачу шляхом звернення до оператора газорозподільної системи (оператора газотранспортної системи по прямих споживачах) з одночасним направленням оператору газотранспортної системи через інформаційну платформу повідомлення про таке припинення (обмеження).

При цьому оператори газорозподільної системи (оператор газотранспортної системи по прямих споживачах), на території ліцензованої діяльності яких розташовані споживачі

відповідного замовника послуг транспортування, не пізніше двох робочих днів з моменту отримання від замовника послуг транспортування повідомлення про припинення (обмеження) розподілу (транспортування) природного газу зобов'язані повідомити про це відповідних споживачів та розпочати дії з припинення (обмеження) розподілу (транспортування) природного газу в порядку, визначеному чинним законодавством.

До закінчення строку, встановленого законодавством для припинення (обмеження) розподілу (транспортування) природного газу відповідним споживачам, алокація їх відборів здійснюється на замовника послуг транспортування, який має статус діючого постачальника таких споживачів.

Після закінчення строку, встановленого законодавством для припинення (обмеження) розподілу (транспортування) природного газу споживачам, алокація фактичного обсягу споживання природного газу такими споживачами здійснюється на відповідного оператора газорозподільної системи.

{Пункт 4 глави 1 розділу X в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

5. Повідомлення про припинення (обмеження) можуть стосуватися лише тих фізичних точок виходу, стосовно яких існують технічні можливості здійснення припинення (обмеження) транспортування природного газу до споживача.

6. До повідомлення про припинення (обмеження) транспортування природного газу додаються документи, які підтверджують наявність умов припинення (обмеження) транспортування/постачання природного газу, визначених [Правилами постачання природного газу](#).

У повідомленні про припинення (обмеження) транспортування природного газу замовник послуг транспортування (постачальник) зобов'язаний визначити, зокрема:

точку виходу, якої стосується повідомлення;

дату припинення (обмеження) транспортування природного газу оператором газотранспортної системи до точки виходу, в якій споживач одержує природний газ, але не раніше строку, визначеного [Правилами постачання природного газу](#);

підставу припинення (обмеження) транспортування/постачання природного газу;

дані представника замовника послуг транспортування (постачальника), який має повноваження на цілодобові контакти з оператором газотранспортної системи (ім'я, прізвище, посада, номер телефону та факс), у тому числі для прийняття обов'язкового письмового рішення стосовно відкликання повідомлення.

7. Повідомлення про припинення (обмеження) транспортування природного газу повинно бути надіслане оператору газотранспортної системи разом з документами, про які йдеться в пункті 5 цієї глави, не пізніше чотирьох календарних днів до зазначеної в повідомленні дати припинення (обмеження) транспортування природного газу, а у разі припинення (обмеження) постачання на підприємствах металургійної та хімічної промисловості - не пізніше 6 (шести) календарних днів до зазначеної у повідомленні дати припинення (обмеження) транспортування природного газу.

8. У разі виникнення випадку, зазначеного в пункті 1 цієї глави, оператор газотранспортної системи має право надіслати, а у разі виникнення випадку, зазначеного в пункті 2 цієї глави, зобов'язаний надіслати операторам газорозподільної системи, у газорозподільній зоні яких розташовані споживачі відповідного замовника послуг транспортування, повідомлення про припинення (обмеження) подачі природного газу відповідним споживачам.

При цьому оператори газорозподільної системи, у газорозподільній зоні яких розташовані споживачі відповідного замовника послуг транспортування, не пізніше одного дня з моменту отримання від оператора газотранспортної системи повідомлення про припинення (обмеження) подачі природного газу зобов'язані повідомити таких споживачів та розпочати дії з припинення (обмеження) розподілу природного газу в порядку, визначеному чинним законодавством.

{Пункт глави 1 розділу X із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017; в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

9. У разі виникнення випадку, зазначеного в пункті 1 цієї глави, оператор газотранспортної системи має право надіслати, а у разі виникнення випадку, зазначеного в пункті 2 цієї глави, зобов'язаний надіслати на адресу суб'єкта, що приєднаний до точки входу або точки виходу, повідомлення-вимогу про самостійне припинення (обмеження) подачі природного газу в точку входу або про самостійне припинення (обмеження) споживання природного газу в точці виходу. Оператор газотранспортної системи надсилає повідомлення-вимогу не пізніше ніж за три доби до дати припинення (обмеження). На підприємствах металургійної та хімічної промисловості такий строк не може бути меншим ніж п'ять діб.

{Пункт 9 глави 1 розділу X в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

10. Повідомлення-вимога має містити інформацію про підставу припинення (обмеження) транспортування природного газу, дату і час припинення (обмеження).

11. Припинення (обмеження) подачі природного газу в точку входу або припинення (обмеження) споживання природного газу з точки виходу здійснюється самостійно суб'єктом господарювання, що приєднаний до точки входу або точки виходу, які обслуговують газопроводи чи газоспоживне обладнання, у присутності посадової особи оператора газотранспортної системи, яка здійснює опломбування та складає акт про припинення (обмеження) транспортування природного газу.

12. У разі відмови суб'єкта, що приєднаний до точки входу або точки виходу, самостійно припинити подачу природного газу в точку входу або самостійно припинити споживання природного газу з точки виходу або у разі самовільного його відновлення оператор газотранспортної системи здійснює примусове припинення (обмеження) шляхом часткового чи повного перекриття вхідної засувної арматури з її опломбуванням або механічного (зварного) від'єднання газопроводу, про що посадовою особою оператора газотранспортної системи складається акт.

13. Оператор газотранспортної системи має право залучити представників органів внутрішніх справ для безперешкодного доступу його працівників та посадових осіб до вхідної/вихідної засувної арматури газопроводу або газорозподільного пункту (за його наявності) та виконання ними робіт щодо припинення (обмеження) подачі природного газу в точку входу або припинення (обмеження) споживання природного газу з точки виходу.

14. Вартість та порядок здійснення оплати за використаний природний газ прямим споживачем з часу, вказаного в повідомленні-вимозі про самостійне припинення (обмеження) споживання природного газу, до часу фактичного припинення (обмеження) споживання природного газу визначається договором транспортування природного газу.

15. У разі усунення випадків, передбачених пунктами 1 і 2 цієї глави, до дати припинення (обмеження) подачі природного газу в точку входу або припинення (обмеження) споживання природного газу з точки виходу припинення (обмеження) транспортування природного газу не здійснюється.

{Пункт 15 глави 1 розділу X в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

16. Припинення (обмеження) подачі природного газу в точку входу або припинення (обмеження) споживання природного газу з точки виходу не звільняє суб'єкта, якому було припинено транспортування газу, від оплати послуг за договором транспортування.

2. Відновлення транспортування природного газу

1. Відновлення транспортування природного газу здійснюється за умов:

усунення причин припинення (обмеження) транспортування природного газу, зазначених у пунктах 1 і 2 глави 1 цього розділу;

оплати вартості природного газу згідно з пунктом 14 глави 1 цього розділу;

оплати послуг з його транспортування;

оплати витрат на виконання робіт з припинення (обмеження) та відновлення транспортування природного газу.

{Пункт 1 глави 2 розділу X в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

2. Відновлення подачі природного газу в точку виходу або відновлення споживання природного газу з точки виходу здійснюється самостійно працівниками суб'єкта, якому було припинено транспортування газу, у дату та час, визначені оператором газотранспортної системи, у присутності його посадової особи, яка складає акт про відновлення транспортування природного газу.

XI. НОМІНАЦІЯ ТА РЕНОМІНАЦІЯ

1. Загальні умови надання номінацій/реномінацій

1. Номінації подаються замовниками послуг транспортування на відповідну добу в розрізі кожної точки входу/виходу.

При цьому природний газ, що перебуває в митному режимі митного складу, може подаватись/відбиратись виключно в точках входу/виходу на міждержавних з'єднаннях та/або точках входу/виходу до/з митного складу газосховища чи групи газосховищ.

{Пункт 1 глави 1 розділу XI доповнено новим абзацом другим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

Замовник послуг транспортування, на якого в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України відповідно до статті 11 Закону України «Про ринок природного газу» покладено спеціальні обов'язки щодо постачання природного газу окремим категоріям споживачів, подає окремі номінації/реномінації в рамках виконання спеціальних обов'язків для кожної точки входу/виходу, з/до якої такий замовник має намір подати/відбирати природний газ у відповідну газову добу.

2. Обсяг природного газу, зазначений у номінації/реномінації, виражається у куб. м та одночасно інформативно в одиницях енергії (кВт·год). При цьому для здійснення операцій на ринку природного газу використовується обсяг, зазначений у номінації/реномінації, виражений у куб. м. Для вираження обсягів у кВт·год використовується середньоарифметичне значення мінімального та максимального значення вищої теплоти згорання (25 °C/20 °C), визначених розділом II цього Кодексу, що дорівнює 10,35 кВт·год/куб. м.

3. Номінації/реномінації, що подаються замовником послуг транспортування природного газу, повинні містити таку інформацію:

ідентифікацію точки входу або виходу, з/до якої замовник послуг транспортування має намір подати/відбирати природний газ у відповідну газову добу;

ідентифікацію замовника послуг транспортування природного газу, що надає номінацію/реномінацію на відповідну точку входу та виходу (назва замовника, його ЄІС-код);

ідентифікацію, що номінація/реномінація подається на обсяги природного газу, які заявляються до транспортування з використанням потужностей з обмеженнями;

{Пункт 3 глави 1 розділу XI доповнено новим абзацом четвертим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

для точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях - напрямок потоку природного газу; час початку і кінця потоку природного газу, щодо якого надається номінація/реномінація; ідентифікацію контрагента замовника послуг транспортування природного газу, що отримує/передає природний газ у відповідній точці входу або виходу суміжного оператора газотранспортної системи (назва контрагента, його ЄІС-код);

газову добу, до якої належить відповідна номінація/реномінація;

обсяг природного газу, що заявляється до транспортування.

4. Подача природного газу в газотранспортну систему від (через) суміжних газовидобувних підприємств забезпечується за умови подання номінації/реномінації на віртуальну точку входу від суміжного газовидобувного підприємства. На віртуальній точці входу від суміжного газовидобувного підприємства номінацію/реномінацію має право подати лише замовник послуг транспортування природного газу, що є газовидобувним підприємством, на обсяги природного газу власного видобутку, що будуть подані через суміжне газовидобувне підприємство.

5. Подача природного газу газовидобувними підприємствами через підключення до газорозподільної системи забезпечується за умови подання номінації/реномінації на віртуальну точку входу з газорозподільної системи. На віртуальній точці входу з газорозподільної системи номінацію/реномінацію має право подати лише замовник послуг транспортування природного газу, що є газовидобувним підприємством, на обсяги природного газу власного видобутку, що будуть подані через місце підключення до газорозподільної системи. При цьому якщо до/через газовидобувне підприємство, що безпосередньо підключене до газорозподільної системи, підключені інші газовидобувні підприємства, газовидобувне підприємство, що безпосередньо підключене до газорозподільної системи, одночасно з наданням оператору газотранспортної системи номінації/реномінації подає до оператора газорозподільної системи інформацію (за формою цього оператора) про планові обсяги подачі природного газу цими газовидобувними підприємствами через віртуальну точку входу з газорозподільної системи.

6. У випадку якщо обсяг природного газу, визначений у номінації, поданий замовником послуг транспортування, перевищує величину вже розподіленої йому потужності на річний, квартальний та місячний періоди, то вважається, що замовник послуг транспортування на величину перевищення подав заявку на розподіл потужності на добу наперед.

Обсяг реномінації замовника послуг транспортування природного газу не може перевищувати обсяг розподіленої потужності у відповідній точці входу або виходу у відповідну газову добу, за винятком випадків подачі реномінації з метою використання переривчастої потужності на міждержавних точках.

{Пункт 6 глави 1 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

7. Номінація/реномінація надається через інформаційну платформу оператора газотранспортної системи.

8. Якщо замовник послуг транспортування природного газу не надав номінацію на точку входу/виходу, на яку йому було розподілено потужність на відповідну газову добу, то вважається, що замовником було подано нульову номінацію на відповідну точку входу та/або виходу.

{Пункт 8 глави 1 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018, № 580 від 22.04.2019}

9. Номінації можуть бути змінені відповідно до процедури подачі реномінації.

10. У номінаціях/реномінаціях необхідно враховувати зміну часу з літнього на зимовий, а також із зимового на літній.

11. Номінації/реномінації, які подаються замовником послуг транспортування природного газу, повинні враховувати обмеження та припинення постачання/транспортування природного газу, які впроваджуються згідно з положеннями цього Кодексу, [Національного плану дій](#),

Правилами про безпеку постачання природного газу, а також інші обмеження, які впроваджуються згідно з чинними нормативно-правовими актами.

У разі отримання оператором газотранспортної системи в установленому законодавством порядку документа уповноваженого органу, яким накладено арешт на природний газ, обсяги якого зазначені в підтверджених номінаціях, такі номінації вважаються анульованими (крім обсягів природного газу, які фактично протранспортовані на дату отримання відповідного документа), про що оператор газотранспортної системи в цей же день інформує відповідного замовника послуг транспортування природного газу.

12. Оператор газорозподільної системи, оператор установки LNG, оператор газосховищ, суміжне газовидобувне підприємство, замовник послуг транспортування природного газу та прямий споживач у порядку, визначеному цим Кодексом, повинні повідомляти оператора газотранспортної системи про відсутність технічної можливості подавати/приймати обсяг природного газу, зазначений у номінаціях для точок входу та/або виходу. Оператор газотранспортної системи повинен негайно поінформувати про це замовників послуг транспортування природного газу. Замовники послуг транспортування природного газу протягом двох годин після одержання вищезазначеної інформації зобов'язані скоригувати номінацію в даній точці та подати оператору газотранспортної системи реномінацію.

Номінації/реномінації повинні враховувати обмеження та припинення транспортування, які впроваджуються згідно з положеннями цього Кодексу, **Національного плану дій**, а також інші обмеження, які впроваджуються згідно з чинними нормативно-правовими актами.

Оператор газотранспортної системи повинен негайно після прийняття рішення про обмеження/припинення транспортування природного газу проінформувати про це замовників послуг транспортування шляхом надсилання електронного повідомлення.

У разі якщо замовники послуг транспортування не подали оператору газотранспортної системи відповідну реномінацію, оператор газотранспортної системи має право в односторонньому порядку зменшити підтверджений обсяг замовників послуг транспортування з урахуванням пріоритету договірної потужності.

У випадку зменшення підтвердженого обсягу оператор газотранспортної системи повинен оперативно проінформувати відповідних замовників послуг транспортування за допомогою інформаційної платформи або електронною поштою. Таке повідомлення повинно містити таку інформацію:

- зазначення точки входу/виходу;
- рівень та очікуваний період обмеження;
- новий підтверджений обсяг.

Про вжиття заходів, визначених абзацами другим - сьомим цього пункту, оператор газотранспортної системи негайно інформує Регулятора.

13. Обсяги транспортування природного газу, визначені у підтверджених номінаціях/реномінаціях замовників послуг транспортування природного газу, яким надано право користування переривчастою потужністю у точках входу/виходу на міждержавних з'єднаннях, можуть бути зменшені оператором газотранспортної системи в односторонньому порядку у випадку, коли немає вільної потужності для надання таких послуг та/або існує необхідність виконання реномінацій замовників послуг транспортування природного газу, яким надано право користування гарантованою потужністю.

Зменшення повинно здійснюватись у такій послідовності: потужність на добу, місячна потужність, квартальна потужність, річна потужність. У випадку якщо продукти мають однаковий строк, зменшення повинно бути пропорційним обсягам природного газу, вказаним у відповідній номінації. Оператор газотранспортної системи повинен негайно поінформувати про це відповідних замовників послуг транспортування природного газу.

Оператор газотранспортної системи повинен одночасно із підтвердженням реномінації замовнику послуг транспортування природного газу, якому надається послуга з транспортування на гарантованих засадах, проінформувати про зміну номінації/реномінації в

односторонньому порядку замовника послуг транспортування природного газу, якому надається послуга транспортування природного газу на переривчастих засадах.

14. Оператор газотранспортної системи проводить перевірку поданих йому номінацій/реномінацій замовника послуг транспортування природного газу на відповідність вимогам, визначеним у цьому розділі.

Відхилення номінації/реномінації замовника послуг транспортування природного газу оператором газотранспортної системи відбувається не пізніше ніж через дві години після настання кінцевого строку подачі номінації та не пізніше ніж через дві години після початку розгляду реномінації та здійснюється через:

відсутність діючого договору транспортування природного газу або порушення його умов;

порушення вимог щодо змісту та/або порядку подання номінації/реномінації;

перевищення номінацією/реномінацією потужності, що розподілена замовнику послуг транспортування природного газу, за винятком випадків подачі номінації/реномінації на точку виходу до газорозподільної системи та/або використання переривчастої потужності на міждержавних точках;

{Абзац п'ятий пункту 14 глави 1 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

порушення умов (обмежень), визначених главою 8 розділу IX цього Кодексу, та/або порушення пункту 22 цієї глави;

{Абзац пункту 14 глави 1 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

недостатність фінансового забезпечення, визначеного згідно з положеннями глави 2 розділу VIII цього Кодексу;

невиконання вимог чинного законодавства щодо наявності страхового запасу природного газу;

оголошення оператором газотранспортної системи, оператором газорозподільної системи, оператором LNG, оператором газосховищ, суміжним газовидобувним підприємством або прямим споживачем у точках входу або виходу про обмеження, аварію або надзвичайну ситуацію, що робить неможливим надання послуг транспортування природного газу за наданою номінацією;

відсутність, зупинення дії чи анулювання ліцензії на постачання природного газу для замовників послуг транспортування природного газу, які подали номінації/реномінації на точку виходу до прямого споживача та/або точки виходу до газорозподільної системи;

порушення пунктів 5 та 6 цієї глави;

порушення абзацу третього пункту 1 глави 3 цього розділу;

невиконання вимог чинного законодавства щодо переміщення природного газу через митний кордон України трубопровідним транспортом відповідно до обраного митного режиму;

накладення в установленому законодавством порядку арешту на обсяги, визначені в номінації/реномінації.

Кожній причині відхилення номінації/реномінації замовника послуг транспортування природного газу, визначеній у цьому пункті, оператор газотранспортної системи присвоює відповідний код.

15. Оператор газотранспортної системи не має права відхиляти номінацію та/або реномінацію замовника послуг транспортування природного газу у зв'язку з тим, що планові обсяги подачі природного газу замовником послуг транспортування природного газу відрізняються від його планового обсягу відборів, крім випадку надання замовником номінацій/реномінацій, поданих для використання потужності з обмеженнями.

{Пункт 15 глави 1 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

16. У випадку відхилення реномінації оператор газотранспортної системи використовує останній підтверджений замовнику послуг транспортування обсяг природного газу (за наявності).

17. У разі відхилення номінації/реномінації оператор газотранспортної системи надає замовнику послуг транспортування природного газу код причини відхилення. Перелік кодів та їх значень, визначених у пункті 14 цієї глави, оператор газотранспортної системи розміщує на власному веб-сайті.

18. При перевірці номінацій/реномінацій оператор газотранспортної системи враховує пріоритет видів розподіленої потужності на замовників на відповідний період (від найбільшого до найменшого пріоритету):

- гарантована потужність;
- переривчаста потужність;
- потужність з обмеженнями.

{Пункт 18 глави 1 розділу XI доповнено новим абзацом четвертим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

Серед потужності одного виду пріоритет надається замовнику, якому розподілена потужність з найбільшим строком: річна, квартальна, місячна, на добу наперед. Потужність одного виду і строку, якщо номінацію на неї з технічних причин задовольнити повністю неможливо, розподіляється пропорційно до заявлених обсягів.

19. Номінація/реномінація, що пройшли процес перевірки, отримують статус підтвердженої номінації.

20. Оператор газотранспортної системи має право змінювати підтверджений обсяг транспортування природного газу (обмежувати та/або припиняти транспортування природного газу) у випадку, коли обсяги відборів замовника послуг транспортування природного газу у точках виходу на міждержавних з'єднаннях перевищують обсяги подач такого замовника у точках входу на міждержавних з'єднаннях на 5 та більше відсотків незалежно від розміру достатнього фінансового забезпечення такого замовника послуг транспортування природного газу.

21. Електронні документи, що надаються оператором газотранспортної системи відповідно до цього розділу, повинні містити його електронний цифровий підпис і на запит замовника послуг транспортування надаються йому у паперовій формі за підписом уповноваженої особи у строк, що не перевищує п'яти робочих днів.

22. Номінації/реномінації на транспортування природного газу з використанням потужностей з обмеженнями надаються виключно на точках входу або виходу, на яких пропонується потужність з обмеженнями.

{Главу 1 розділу XI доповнено новим пунктом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

2. Процедура подання номінації

1. Замовники послуг транспортування природного газу подають номінацію оператору газотранспортної системи на газову добу (D) не пізніше ніж до 13:00 UTC (15:00 за київським часом) години для зимового періоду та 12:00 UTC (15:00 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D-1). Якщо замовник послуг транспортування природного газу надає більше ніж одну номінацію по одній і тій самій точці входу/виходу у визначений цим

пунктом строк, оператор газотранспортної системи розглядає номінацію, яка була одержана останньою.

Оператор газотранспортної системи повинен повідомити замовника послуг транспортування природного газу про підтверджену номінацію транспортування природного газу згідно з номінацією, яка пройшла процес перевірки, до 15:00 UTC (17:00 за київським часом) години для зимового періоду та 14:00 UTC (17:00 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D-1).

2. Номінація може бути надана не раніше ніж за 60 діб до газової доби, до якої така номінація належить. При цьому перевірка відповідності фінансового забезпечення замовника послуг транспортування природного газу вимогам розділу VIII цього Кодексу окремо щодо кожної номінації на газову dobu (D) здійснюється оператором газотранспортної системи під час перевірки номінації та у період часу, визначений пунктом 1 цієї глави, протягом газової доби (D-1).

3. У випадку якщо замовник послуг транспортування природного газу не надасть оператору газотранспортної системи номінацію згідно з положеннями пункту 1 цієї глави, вважається підтвердженою номінація для такого замовника послуг транспортування природного газу з обсягами природного газу, що дорівнює нулю відносно замовленої точки входу/виходу. При цьому відповідна потужність точок входу/виходу на міждержавному з'єднанні, яка не була номінована, може бути надана оператором газотранспортної системи іншим замовникам на період однієї газової доби.

4. У випадку відхилення номінації по точці входу/виходу в повному обсязі обсяг природного газу, узгоджений для замовника послуг транспортування природного газу у відповідній точці, становить нуль.

5. На точках входу/виходу на міждержавному з'єднанні суміжні оператори газотранспортних систем можуть погодити впровадження попереднього циклу прийняття номінацій, який полягає у такому:

- 1) замовники послуг транспортування не зобов'язані подавати номінації;
- 2) замовники послуг транспортування можуть подати номінації операторам газотранспортних систем на газову dobu (D) не пізніше 12:00 UTC години для зимового часу чи 11:00 UTC години для літнього часу у газову dobu (D-1);
- 3) оператор газотранспортної системи надсилає повідомлення про визначені обсяги відповідним замовникам послуг транспортування не пізніше 12.30 UTC години для зимового часу чи 11.30 UTC години для літнього часу у газову dobu (D-1).

6. За відсутності номінації, поданої замовником послуг транспортування, до кінця строку подання номінацій, визначеного відповідно до положень цієї глави, оператор газотранспортної системи застосовує правило номінації за замовчуванням, погоджене з суміжним оператором газотранспортної системи. Правила номінації за замовчуванням, що застосовуються до точок входу/виходу на міждержавному з'єднанні, повинні бути повідомлені замовникам послуг транспортування оператором газотранспортної системи.

Оператор газотранспортної системи на своєму веб-сайті публікує перелік погоджених точок входу/виходу на міждержавному з'єднанні, на яких застосовується попередній цикл прийняття номінацій, та правила номінації за замовчуванням, що застосовуються до таких точок.

3. Процедура надання реномінації

1. Замовники послуг транспортування природного газу мають право змінити заявлені обсяги на точках входу та/або виходу, визначені в підтвердженій оператором газотранспортної системи номінації, шляхом подання реномінації обсягів транспортування природного газу для окремої газової доби.

На точках входу/виходу з/до газосховищ та точках входу/виходу на міждержавних з'єднаннях транспортування природного газу протягом доби здійснюється рівним погодинним графіком.

Змінам не підлягають обсяги, які були (будуть) протранспортовані/розподілені на підставі підтвердженої номінації до початку зміни обсягів транспортування, визначених реномінацією.

Реномінації обсягів транспортування природного газу для газової доби (D) надаються з 16:00 UTC (18:00 за київським часом) години для зимового періоду та з 15:00 UTC (18:00 за київським часом) для літнього періоду газової доби (D-1) до 02:00 UTC (04:00 за київським часом) години для зимового періоду та 01:00 UTC (04:00 за київським часом) для літнього періоду газової доби (D). Реномінація надається не менше ніж за 3 години до початку зміни обсягів транспортування, які були визначені номінацією.

2. Процедура розгляду реномінації обсягів транспортування природного газу для газової доби розпочинається кожно повну годину та триває 2 години.

Оператор газотранспортної системи розглядає останню реномінацію, одержану перед повною годиною.

3. Оператор газотранспортної системи повідомляє замовника послуг транспортування природного газу, який подав реномінацію, про підтвердження або про відхилення реномінації із зазначенням причин відхилення протягом двох годин від початку процедури розгляду реномінації обсягів транспортування природного газу для газової доби.

4. Оператор газотранспортної системи направляє повідомлення про підтверджені реномінації (із зазначенням обсягів) відповідним замовникам послуг транспортування природного газу протягом двох годин з початку розгляду реномінації. Час початку фактичної зміни підтвердженої номінації (у тому числі зміни потоку) природного газу складає дві години з початку розгляду реномінації, за винятком таких випадків:

відстрочення початку відбувається на запит замовника послуг транспортування природного газу;

оператор газотранспортної системи дозволив більш ранній початок.

5. Будь-яка зміна потоку природного газу відбувається на початку відповідної години.

4. Перевірка відповідності номінацій/реномінацій для точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях

1. Оператор газотранспортної системи проводить перевірку поданих номінацій/реномінацій для точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях на предмет відсутності причин відхилення, передбачених пунктом 14 глави 1 цього розділу, та відповідності номінаціям/реномінаціям, що були подані оператору суміжної газотранспортної системи.

2. Процес перевірки номінацій/реномінацій для точок входу або виходу на міждержавних з'єднаннях повинен проходити відповідно до угод про взаємодію, укладених з оператором іншої газотранспортної системи.

3. Якщо процес перевірки номінацій/реномінацій для точок входу/виходу на міждержавних з'єднаннях виявляє невідповідності в обсягах, застосовується «правило меншого». При цьому оператор газотранспортної системи підтверджує номінацію/реномінацію, що визначає обсяг природного газу, встановлений до рівня меншого обсягу природного газу, зазначеного в номінаціях/реномінаціях.

5. Перевірка відповідності номінацій для точок входу від суміжних газовидобувних підприємств (через мережі яких може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств) та точок виходу до суміжних газовидобувних підприємств

1. Оператор газотранспортної системи проводить перевірку поданих номінацій для точок входу від суміжних газовидобувних підприємств (через мережі яких може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств) та

точок виходу до суміжних газовидобувних підприємств на предмет відсутності причин відхилення, передбачених пунктом 14 глави 1 цього розділу.

2. Оператор газотранспортної системи у разі відсутності причин відхилення, передбачених главою 1 цього розділу, до 13:30 UTC (15:30 за київським часом) години для зимового періоду та до 12:30 UTC (15:30 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D-1) направляє суміжному газовидобувному підприємству (а по газовидобувних підприємствах, підключених до/через газорозподільну систему, - відповідному оператору газорозподільної системи) номінації, подані газовидобувними підприємствами, що планують передачу природного газу через систему зазначеного суміжного газовидобувного підприємства (газовидобувного підприємства, безпосередньо підключеного до газорозподільних систем), з метою проведення перевірки технічної можливості та погодження загального обсягу природного газу, що планується для транспортування через точку входу від суміжного газовидобувного підприємства (точку входу з газорозподільної системи).

Номінації, подані газовидобувними підприємствами на точки входу до газотранспортної системи, через які подається газ тільки їх власного видобутку, на перевірку не направляються.

{Пункт 2 глави 5 розділу XI доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

{Пункт 2 глави 5 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

{Пункт 3 глави 5 розділу XI виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

3. Суміжне газовидобувне підприємство/оператор газорозподільної системи (у випадку подачі номінації на віртуальну точку входу з газорозподільної системи) надсилає оператору газотранспортної системи інформацію про погоджені номінації до 14:15 UTC (16:15 за київським часом) години для зимового періоду та 13:15 UTC (16:15 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D-1).

4. Якщо оператор газотранспортної системи не отримує інформацію щодо погодження номінацій згідно з положенням цієї глави, оператор газотранспортної системи підтверджує номінації пропорційно поданим заявкам.

5. Якщо оператор газотранспортної системи не отримує інформацію про погодження обсягу природного газу, що планується до подачі/відбору замовником послуг транспортування через точку входу/виходу від/до суміжного газовидобувного підприємства, він відхиляє подані номінації.

6. Перевірка відповідності номінації для точок входу з установок LNG, для точок входу/виходу з/до газосховищ та для точок входу/виходу з/до митного складу газосховища чи групи газосховищ

{Назва глави 6 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

1. Номінації, подані замовником послуг транспортування природного газу для віртуальних точок входу або точок виходу з/до газосховищ, віртуальних точок входу або точок виходу з/до митного складу газосховищ, віртуальної точки входу з установки LNG, повинні збігатися з відповідними номінаціями, поданими оператору газосховища/оператору установки LNG, включаючи ідентифікацію про те, що номінація/реномінація подається на обсяги газу, які заявляються до транспортування з використанням потужностей з обмеженнями.

{Абзац перший пункту 1 глави 6 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

Оператор газотранспортної системи проводить перевірку поданих номінацій для точок входу з установок LNG та для точок входу/виходу до/з газосховищ на предмет відсутності причин відхилення, передбачених пунктом 14 глави 1 цього розділу.

Оператор газотранспортної системи надсилає оператору газосховищ/оператору установки LNG номінації, подані замовником послуг транспортування природного газу, до 13:30 UTC (15:30 за київським часом) години для зимового періоду та 12:30 UTC (15:30 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D-1) з метою перевірки та погодження поданих номінацій.

2. Оператор газосховища/оператор установки LNG надсилає оператору газотранспортної системи інформацію про погоджені номінації до 14:15 UTC (16:15 за київським часом) години для зимового періоду та 13:15 UTC (16:15 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D-1).

3. Якщо процес перевірки відповідності номінацій для віртуальних точок входу або точок виходу з/до газосховищ, віртуальних точок входу або точок виходу з/до митного складу газосховища чи групи газосховищ, віртуальної точки входу з установки LNG виявляє невідповідності в номінаціях, застосовується «правило меншого». При цьому оператор газотранспортної системи підтверджує номінацію, що визначає обсяг природного газу, встановлений до рівня меншого обсягу природного газу, зазначеного в номінаціях.

{Пункт 3 глави 6 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

4. Якщо оператор газотранспортної системи не отримує інформацію про погодження обсягу природного газу, що планується до подачі/відбору замовником послуг транспортування для точок входу з установок LNG та для точок входу/виходу до/з газосховищ, він відхиляє подані номінації.

7. Перевірка відповідності реномінації для точок входу від суміжних газовидобувних підприємств, віртуальних точок входу з газорозподільних систем, віртуальних точок входу або віртуальних точок виходу до/з газосховищ, віртуальних точок входу або віртуальних точок виходу до/з митного складу газосховищ та для віртуальної точки входу з установки LNG

{Назва глави 7 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

1. У разі подання замовником послуг транспортування природного газу реномінації обсягів природного газу для віртуальних точок входу з газорозподільних систем, для віртуальних точок входу або віртуальних точок виходу з/до газосховищ, для віртуальних точок входу або віртуальних точок виходу з/до митного складу газосховищ, віртуальної точки входу з установки LNG оператор газотранспортної системи надсилає оператору газорозподільної системи, оператору газосховища, оператору установки LNG цю реномінацію протягом 30 хвилин від початку процедури розгляду реномінації.

Реномінації, подані газовидобувними підприємствами, що подають природний газ через систему суміжного газовидобувного підприємства (газовидобувного підприємства, безпосередньо підключеного до газорозподільних систем) та/або через газорозподільні мережі, надсилаються суміжному газовидобувному підприємству, оператору газорозподільної системи протягом 30 хвилин від початку процедури розгляду реномінації.

Реномінації, подані газовидобувними підприємствами на точки входу до газотранспортної системи, через які подається газ тільки їх власного видобутку, на перевірку не направляються.

{Пункт 1 глави 7 розділу XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

2. Суміжне газовидобувне підприємство, через мережі якого подається газ іншого газовидобувного підприємства, оператор газорозподільної системи, оператор газосховища, оператор установки LNG здійснюють перевірку реномінації та надсилають оператору газотранспортної системи інформацію про результати перевірки реномінації протягом 45 хвилин з часу одержання реномінації від оператора газотранспортної системи.

{Пункт 2 глави 7 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

3. Якщо процес перевірки відповідності реномінації для віртуальної точки входу/виходу з/до газосховищ, для віртуальної точки входу/виходу з/до митного складу газосховищ або віртуальної точки входу з установки LNG виявляє невідповідності в реномінаціях, застосовується «правило меншого». При цьому оператор газотранспортної системи підтверджує реномінацію, що визначає обсяг природного газу, встановлений до рівня меншого обсягу природного газу, зазначеного в реномінаціях.

{Пункт 3 глави 7 розділу XI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

4. Процес перевірки відповідності реномінації для точок входу від суміжних газовидобувних підприємств, віртуальних точок входу з газорозподільних систем здійснюється відповідно до глави 5 цього розділу.

5. Якщо оператор газотранспортної системи не отримує інформацію про погодження обсягів природного газу, що планується для подачі/відбору через точки входу/виходу від/до суміжних газовидобувних підприємств, точку входу з газорозподільних систем, точки входу/виходу до/з газосховищ та точку входу з установок LNG, він відхиляє подані реномінації.

{Розділ XI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

ХІІ. ОБМІН ІНФОРМАЦІЄЮ ПРО ПОДАЧІ ТА ВІДБОРИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЗАМОВНИКА ПОСЛУГ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ВИЗНАЧЕННЯ АЛОКАЦІЙ

1. Загальні положення

1. Оператор газотранспортної системи на підставі інформації про виміряний за газову добу обсяг природного газу та всі його подачі та відбори, яка надається оператором газорозподільної системи, суміжним газовидобувним підприємством, газовидобувним підприємством, підключеним безпосередньо до газорозподільної системи, оператором газосховищ, оператором установки LNG та прямим споживачем, надає кожному замовнику послуг транспортування природного газу інформацію про його подачі та відбори в точках входу/виходу до/з газотранспортної системи за відповідну газову добу (D) в порядку, встановленому цим розділом. Інформація про відбори в точках виходу до газорозподільних систем надається в розрізі споживачів замовника послуг транспортування.

2. Якщо інформація про фактичний обсяг споживання природного газу не може бути отримана щодобово (за відсутністю дистанційної передачі даних комерційного вузла обліку), використовується розрахункове (прогнозоване) значення.

3. Алокація природного газу по кожному замовнику послуг транспортування природного газу, поданих (отриманих) ним у точці входу та відібраних (переданих) у точці виходу за певний період, визначається оператором газотранспортної системи та доводиться ним до відома замовника послуг транспортування природного газу у порядку, визначеному цим Кодексом.

4. Відповідальність за своєчасність, повноту і достовірність інформації, що надається відповідно до цього розділу, несе той суб'єкт, на якого покладається обов'язок щодо надання інформації оператору газотранспортної системи відповідно до цього розділу.

Електронні документи (електронні повідомлення), що надаються оператором газотранспортної системи відповідно до цього розділу, повинні містити його електронний цифровий підпис і на запит замовника послуг транспортування надаються йому у паперовій формі за підписом уповноваженої особи у строк, що не перевищує 5 робочих днів.

5. Інформація про обсяги подач та відборів природного газу, попередня та остаточна алокація визначаються в метрах кубічних та інформативно в одиницях енергії (кВт·год).

2. Прогноз відборів/споживання, що не вимірюються щодобово

1. Не пізніше ніж об 11:00 UTC (13:00 за київським часом) годині для зимового періоду або о 10:00 UTC (13:00 за київським часом) годині для літнього періоду газової доби (D-1) оператор газотранспортної системи надає замовнику послуг транспортування природного газу на газову добу (D) прогноз його відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, окремо по кожному з них, у тому числі відборів кожного споживача, постачальником якого є цей замовник послуг транспортування природного газу.

2. У газову добу (D) оператор газотранспортної системи надає замовнику послуг транспортування природного газу щонайменше два оновлення прогнозу відборів, що не вимірюються щодобово.

Перше оновлення надається не пізніше ніж о 13:00 UTC (15:00 за київським часом) годині для зимового періоду або о 12:00 UTC (15:00 за київським часом) годині для літнього періоду газової доби (D).

Друге оновлення надається не пізніше ніж о 17:00 UTC (19:00 за київським часом) годині для зимового періоду або о 16:00 UTC (19:00 за київським часом) годині для літнього періоду газової доби (D).

3. Оператор газотранспортної системи надає замовнику послуг транспортування природного газу прогноз відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, та оновлення такого прогнозу на підставі інформації (прогнозу), наданої оператором газорозподільної системи, стосовно споживачів, які знаходяться в його газорозподільній зоні.

4. Оператор газорозподільної системи здійснює прогнозування відборів/споживання у газорозподільній зоні, в якій він здійснює діяльність з розподілу природного газу.

Оператор газорозподільної системи надає оператору газотранспортної системи інформацію, необхідну для надання замовникам послуг транспортування природного газу згідно з цим Кодексом, у тому числі з метою проведення оператором газотранспортної системи процедури алокації.

5. Розрахунок прогнозів відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, проводиться оператором газорозподільної системи. При цьому такий розрахунок здійснюється на підставі статистики місячних відборів/споживання за попередні три роки та враховує зміни температури навколишнього природного середовища, профілі споживання, дні тижня, сезон відпусток та інші параметри, що впливають на добовий відбір/споживання.

6. Оператор газорозподільної системи надає оператору газотранспортної системи прогнози відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, та оновлення таких прогнозів не пізніше ніж за одну годину до закінчення строку надання такої інформації оператором газотранспортної системи замовникам послуг транспортування природного газу згідно з цією главою.

7. Інформація повинна надаватись оператором газорозподільної системи в електронному вигляді через інформаційну платформу за встановленою оператором газотранспортної системи формою, погодженою Регулятором.

8. Оператор газорозподільної системи щорічно оприлюднює звіт про точність прогнозування відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, до 01 березня року, наступного за звітним.

9. У разі порушення оператором газорозподільної системи обов'язків, передбачених цією главою, оператор газотранспортної системи терміново інформує про це Регулятора.

3. Порядок обміну інформацією про подачі та відбори/споживання, що вимірюються протягом доби

1. Оператор газотранспортної системи надає замовнику послуг транспортування природного газу інформацію про його подачі та відбори/споживання природного газу, що вимірюються протягом доби, щодобово окремо по кожному з його споживачів щонайменше два рази на газову добу.

Перше оновлення надається не пізніше 13:00 UTC (15:00 за київським часом) години для зимового періоду або 12:00 UTC (15:00 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D).

Друге оновлення надається не пізніше 17:00 UTC (19:00 за київським часом) години для зимового періоду або 16:00 UTC (19:00 за київським часом) години для літнього періоду газової доби (D).

2. Оператор газорозподільної системи, суміжне газовидобувне підприємство, газовидобувне підприємство, підключене безпосередньо до газорозподільної системи, оператор газосховищ, оператор установки LNG та прямий споживач надають оператору газотранспортної системи інформацію про подачі та відбори/споживання, що вимірюються протягом доби, не пізніше ніж за одну годину до закінчення строку надання такої інформації оператором газотранспортної системи замовникам послуг транспортування природного газу згідно з пунктом 1 цієї глави. При цьому інформація про добові обсяги подач та відборів/споживання, що вимірюються протягом доби, надається оператору газотранспортної системи не пізніше ніж о 08:00 UTC (10:00 за київським часом) годині для зимового періоду або о 07:00 UTC (10:00 за київським часом) годині для літнього періоду після закінчення газової доби (D). Така інформація повинна надаватись в електронному вигляді через інформаційну платформу за встановленою оператором газотранспортної системи формою, погодженою Регулятором.

4. Порядок обміну інформацією про подачі та відбори/споживання по закінченню газової доби

1. Оператор газорозподільної системи, суміжне газовидобувне підприємство, газовидобувне підприємство, підключене безпосередньо до газорозподільної системи, оператор газосховищ, оператор установки LNG та прямий споживач надають оператору газотранспортної системи інформацію про фактичні обсяги подач або відборів/споживання, що вимірюються протягом доби та щодобово, не пізніше ніж за одну годину до закінчення строку надання такої інформації оператором газотранспортної системи замовникам послуг транспортування природного газу згідно з пунктом 1 глави 5 цього розділу.

Якщо газорозподільна система має місце передачі природного газу в/з іншу(ої) газорозподільну(ої) систему(и), оператори відповідних газорозподільних систем подають оператору газотранспортної системи інформацію про фактичний обсяг приймання-передачі природного газу з однієї газорозподільної зони в іншу у строк, визначений абзацом першим цього пункту, в електронному вигляді через інформаційну платформу за встановленою оператором газотранспортної системи формою, погодженою Регулятором.

2. Оператор газорозподільної системи надає оператору газотранспортної системи інформацію про остаточні прогнозовані обсяги відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, не пізніше ніж за одну годину до закінчення строку надання такої інформації оператором газотранспортної системи замовникам послуг транспортування природного газу згідно з пунктом 1 глави 5 цього розділу в електронному вигляді через інформаційну платформу за встановленою оператором газотранспортної системи формою, погодженою Регулятором.

3. Отримані згідно з пунктами 1 - 2 цієї глави дані про фактичні та розрахункові відбори та подачі використовуються для проведення попередніх алокацій та розрахунку попереднього обсягу добового небалансу замовників послуг транспортування природного газу.

5. Попередня щодобова алокація подач природного газу замовника послуг транспортування природного газу

1. Оператор газотранспортної системи не пізніше ніж о 15:00 UTC (17:00 за київським часом) годині для зимового періоду або о 14:00 UTC (17:00 за київським часом) годині для літнього періоду газової доби (D+1) здійснює попередню алокацію подач природного газу та надає її кожному замовнику послуг транспортування природного газу за газову добу (D).

2. У точках входу з газосховищ оператор газотранспортної системи визначає алокацію обсягів згідно з даними підтверджених номінацій/реномінацій. При цьому обсяги, визначені в алокації, дорівнюють обсягам, визначеним у підтверджених номінаціях/реномінаціях.

3. У точках входу на міждержавних з'єднаннях оператор газотранспортної системи визначає попередню алокацію обсягів подач замовника послуг транспортування згідно з даними підтверджених номінацій/реномінацій. При цьому обсяги, визначені в попередній алокації, дорівнюють обсягам, визначеним у підтверджених номінаціях/реномінаціях (крім випадків, визначених цим пунктом).

У випадку якщо угодою про взаємодію із суміжним оператором газотранспортної системи передбачено інший порядок визначення алокації, визначення попередньої алокації здійснюється відповідно до такої угоди про взаємодію з урахуванням вимог цього абзацу. При цьому оператор газотранспортної системи на своєму веб-сайті публікує перелік точок входу на міждержавному з'єднанні, на яких попередня алокація здійснюється відповідно до угоди про взаємодію, а також положення угоди про взаємодію, які передбачають порядок визначення алокації.

4. Для здійснення оператором газотранспортної системи алокації в точках входу від суміжних газовидобувних підприємств суміжне газовидобувне підприємство надає оператору газотранспортної системи відповідну інформацію про обсяги подач природного газу (у розрізі газовидобувних підприємств, що подають природний газ до газотранспортної системи в цій точці входу) не пізніше ніж за одну годину до закінчення строку надання такої інформації оператором газотранспортної системи, встановленого пунктом 1 цієї глави, в електронному вигляді через інформаційну платформу за встановленою оператором газотранспортної системи формою, погодженою Регулятором.

Якщо інформація про обсяги подачі природного газу у відповідній точці входу не буде надана оператору газотранспортної системи (у строки, визначені цією главою) для проведення алокації, обсяг природного газу, поданий у відповідних точках входу від газовидобувних підприємств, повинен бути визначений у такому порядку:

якщо обсяг по відповідній точці входу перевищує сумарні підтверджені номінації/реномінації газовидобувних підприємств по цій точці, то оператор газотранспортної системи визначає газовидобувним підприємствам, номінації/реномінації яких були підтверджені по цій точці, обсяг їх підтверджених номінацій/реномінацій, а різниця визначається суміжному газовидобувному підприємству, про що оператор газотранспортної системи інформує замовників послуг транспортування природного газу та суміжне газовидобувне підприємство;

якщо фактичний обсяг по відповідній точці входу не перевищує сумарні підтверджені номінації/реномінації газовидобувних підприємств по цій точці, то оператор газотранспортної системи визначає газовидобувним підприємствам, номінації/реномінації яких були підтверджені по цій точці, обсяг пропорційно їх підтвердженим номінаціям/реномінаціям, про що оператор газотранспортної системи інформує газовидобувні підприємства, для яких по цій точці входу були підтверджені номінації/реномінації.

5. Для здійснення оператором газотранспортної системи алокації в точках входу з газорозподільних систем (місце надходження природного газу від газовидобувного підприємства в точці його підключення до газорозподільної системи, через яку, у тому числі, може передаватися природний газ іншого газовидобувного підприємства чи групи газовидобувних підприємств) оператор газорозподільної системи надає оператору газотранспортної системи відповідну інформацію про обсяги подач природного газу у віртуальній точці входу з газорозподільної системи в розрізі газовидобувних підприємств не пізніше ніж за одну годину до закінчення строку надання такої інформації оператором газотранспортної системи, встановленого пунктом 1 цієї глави, в електронному вигляді через інформаційну платформу за встановленою оператором газотранспортної системи формою, погодженою Регулятором.

При цьому газовидобувне підприємство, що безпосередньо підключене до газорозподільної системи, зобов'язане надати відповідному оператору газорозподільної системи інформацію (за формою цього оператора) щодо фактичного обсягу подачі природного газу у віртуальній точці входу з газорозподільної системи у розрізі підключених до/через нього газовидобувних підприємств не пізніше ніж за три години до закінчення строку надання інформації оператором газотранспортної системи, встановленого пунктом 1 цієї глави, в електронному вигляді.

Якщо інформація про обсяг подачі природного газу через місце підключення газовидобувного підприємства до газорозподільної системи буде відрізнятися від даних комерційного вузла обліку, що обліковує природний газ через зазначене місце підключення, для проведення алокації обсяг подачі природного газу через місце підключення газовидобувного підприємства визначається за даними комерційного вузла обліку, а обсяги, подані газовидобувними підприємствами через зазначене місце підключення, повинні бути визначені в такому порядку:

якщо обсяг подачі природного газу за даними комерційного вузла обліку буде перевищувати обсяг, наданий газовидобувним підприємством, то оператор газорозподільної системи визначає газовидобувним підприємствам (крім безпосередньо підключеного) обсяг їх підтверджених номінацій/реномінацій, а різницю визначає газовидобувному підприємству, що безпосередньо підключене до газорозподільної системи, про що оператор газорозподільної системи його інформує;

якщо обсяг подачі природного газу за даними комерційного вузла обліку буде меншим від даних, наданих газовидобувним підприємством, то оператор газорозподільної системи визначає газовидобувним підприємствам обсяг пропорційно їх підтвердженим номінаціям/реномінаціям, про що оператор газорозподільної системи їх інформує.

6. Попередня щодобова алокація відборів замовника послуг транспортування природного газу

1. Оператор газотранспортної системи не пізніше ніж о 15:00 UTC (17:00 за київським часом) годині для зимового періоду або о 14:00 UTC (17:00 за київським часом) годині для літнього періоду газової доби (D+1) здійснює попередню алокацію відборів природного газу та надає її кожному замовнику послуг транспортування природного газу за газову добу (D).

2. У точках виходу до газосховищ оператор газотранспортної системи визначає алокацію обсягів згідно з даними підтверджених номінацій/реномінацій. При цьому обсяги, визначені в алокації, дорівнюють обсягам, визначеним у підтверджених номінаціях/реномінаціях.

3. У точках виходу на міждержавних з'єднаннях оператор газотранспортної системи визначає попередню алокацію обсягів відборів замовника послуг транспортування згідно з даними підтверджених номінацій/реномінацій. При цьому обсяги, визначені в попередній алокації, дорівнюють обсягам, визначеним у підтверджених номінаціях/реномінаціях (крім випадків, визначених цим пунктом).

У випадку якщо угодою про взаємодію із суміжним оператором газотранспортної системи передбачено інший порядок визначення алокації, визначення попередньої алокації здійснюється відповідно до такої угоди про взаємодію з урахуванням вимог цього абзацу. При цьому оператор газотранспортної системи на своєму веб-сайті публікує перелік точок виходу на міждержавному з'єднанні, на яких попередня алокація здійснюється відповідно до угоди про взаємодію, а також положення угоди про взаємодію, які передбачають порядок визначення алокації.

4. Весь обсяг природного газу, відібраний у точці виходу до газорозподільної системи, підлягає розподілу на відповідних замовників послуг транспортування природного газу шляхом визначення алокації.

Оператор газотранспортної системи визначає попередню щодобову алокацію відборів замовника послуг транспортування природного газу на основі інформації, отриманої згідно з цим розділом, та даних Реєстру споживачів постачальника.

У випадку відбору/споживання, що вимірюється щодобово, для проведення попередньої щодобової алокації використовуються фактичні дані відбору/споживання, отримані на кінець

газової доби.

У випадку відбору/споживання, що не вимірюється щодобово, для проведення попередньої щодобової алокації використовуються дані другого оновлення прогнозу відбору/споживання, визначеного згідно з пунктом 2 глави 2 цього розділу.

Якщо обсяг природного газу, переданий до газорозподільної системи (з урахуванням обсягів подачі природного газу газовидобувним підприємством, приєднаним до мереж газорозподільної системи, та перетоку природного газу в суміжну газорозподільну систему), перевищує сумарний обсяг природного газу, що був відібраний споживачами згідно з інформацією про відбори з газорозподільної системи, то вся різниця є відбором відповідного оператора газорозподільної системи.

Якщо обсяг природного газу, переданий до газорозподільної системи (з урахуванням обсягів подачі природного газу газовидобувним підприємством, приєднаним до мереж газорозподільної системи, та перетоку природного газу в суміжну газорозподільну систему), є меншим за сумарний обсяг природного газу, що був відібраний споживачами згідно з інформацією про відбори з газорозподільної системи, то оператор газотранспортної системи пропційно зменшує остаточний розрахунковий обсяг по відборах, що не вимірюються щодобово, з цієї газорозподільної системи.

5. У точках виходу до прямого споживача оператор газотранспортної системи проводить алокацію всього обсягу природного газу на його діючого постачальника на підставі даних Реєстру споживачів постачальника.

6. Якщо газорозподільна система має місце передачі природного газу в іншу газорозподільну систему (тобто через суміжну газорозподільну систему природний газ передається в іншу газорозподільну систему), оператор газорозподільної системи, якому належить чи в експлуатації якого знаходиться комерційний вузол обліку, надає оператору газотранспортної системи інформацію про фактичний обсяг приймання-передачі природного газу з однієї газорозподільної системи в іншу не пізніше ніж за одну годину до закінчення строку надання такої інформації оператором газотранспортної системи, встановленого пунктом 1 цієї глави.

7. Алокація відборів природного газу споживача можлива тільки на замовника послуг транспортування природного газу, що є діючим постачальником такого споживача згідно з даними Реєстру споживачів постачальника, та відноситься на нього оператором газотранспортної системи до моменту припинення постачання природного газу такому споживачу в установленому порядку, крім випадків, передбачених нижче.

У разі несанкціонованого відбору природного газу споживачем весь відповідний обсяг вноситься в алокацію відповідного оператора газорозподільної системи, а по прямому споживачу - оператора газотранспортної системи.

У разі письмової вимоги замовника послуг транспортування природного газу, що є постачальником, або оператора газотранспортної системи до оператора газорозподільної системи про припинення розподілу природного газу споживачу замовника, яка подається в установленому законодавством порядку, алокація фактичного обсягу споживання природного газу таким споживачем після строку, встановленого законодавством на припинення розподілу природного газу такому споживачу, здійснюється на оператора газорозподільної системи.

У разі письмової вимоги замовника послуг транспортування природного газу, що є постачальником, до оператора газотранспортної системи про припинення транспортування природного газу прямому споживачу замовника, яка подається в установленому законодавством порядку, фактичний обсяг споживання природного газу таким прямим споживачем після строку, встановленого законодавством на припинення транспортування природного газу такому прямому споживачу, вноситься до алокації оператора газотранспортної системи.

7. Остаточні алокації щодобових подач та відборів замовника послуг транспортування природного газу

1. Остаточна алокація щодобових подач та відборів замовника послуг транспортування природного газу газового місяця (М) здійснюється оператором газотранспортної системи з урахуванням вимог цієї глави.

2. У точках виходу до газорозподільної системи з метою проведення остаточної алокації щодобових відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, оператор газорозподільної системи до 08 числа газового місяця (М+1) надає оператору газотранспортної системи інформацію про фактичний місячний відбір/споживання природного газу окремо по кожному споживачу, відбір/споживання якого не вимірюється щодобово. У випадку якщо комерційний вузол обліку обладнаний обчислювачем (коректором) з можливістю встановити за результатами місяця фактичне щодобове споживання природного газу, така інформація додатково надається в розрізі газових днів газового місяця (М).

3. У точках виходу до газорозподільної системи оператор газотранспортної системи здійснює остаточну алокацію щодобових відборів замовника послуг транспортування природного газу з урахуванням інформації про прогнозовані та фактичні обсяги споживання по кожному окремому споживачу замовника послуг транспортування природного газу з урахуванням вимог цієї глави.

4. Остаточна алокація відборів/споживання, що вимірюються щодобово, дорівнює обсягам попередніх добових алокацій, крім випадків зміни режимів нарахування споживачу обсягів у порядку, встановленому Кодексом газорозподільних систем. При зміні режимів нарахування споживачу обсягів за період такої зміни коригування добових обсягів споживання здійснюється відповідно до пункту 6 цієї глави.

5. Остаточна алокація відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, за умови здійснення обліку комерційним вузлом обліку, обладнаним обчислювачем (коректором) з можливістю встановити за результатами місяця фактичне щодобове споживання природного газу, а також обсяги остаточних щодобових алокацій по такому споживачу коригуються та дорівнюють фактичному споживанню за відповідну газову добу газового місяця (М) за даними обчислювача (коректора), крім випадків зміни режимів нарахування споживачу обсягів у порядку, встановленому Кодексом газорозподільних систем. При зміні режимів нарахування споживачу обсягів за період такої зміни коригування добових обсягів споживання здійснюється відповідно до пункту 6 цієї глави.

6. У випадку якщо фактичний місячний обсяг відбору/споживання дорівнює сумі попередніх щодобових алокацій за місяць, для відбору/споживання, що не вимірюється щодобово та облік якого здійснюється комерційним вузлом обліку, не обладнаним обчислювачем (коректором), обсяги щодобових остаточних алокацій дорівнюють обсягам, визначеним попередніми щодобовими алокаціями.

У випадку якщо фактичний місячний обсяг відборів/споживання не дорівнює сумі попередніх щодобових алокацій за місяць, для відбору/споживання, що не вимірюється щодобово та облік якого здійснюється комерційним вузлом обліку, не обладнаним обчислювачем (коректором), для визначення щодобових остаточних алокацій відборів приймаються дані скоригованих щодобових алокацій. При цьому попередні щодобові алокації відбору/споживання коригуються на величину Δ (з урахуванням додатної/від'ємної величини), розмір якої визначається за формулою

$$\Delta = VD_{\text{прогноз}} \times (VM_{\text{факт}} / VM_{\text{прогноз}} - 1),$$

де $VD_{\text{прогноз}}$ - попередня щодобова алокація;

$VM_{\text{факт}}$ - фактичний місячний обсяг споживання/відбору;

$VM_{\text{прогноз}}$ - місячна сума попередніх щодобових алокацій.

Якщо місячна сума щодобових алокацій за даними оператора газорозподільної системи дорівнює нулю, розмір коригування остаточних щодобових алокацій визначається за формулою

$$\Delta = VM_{\text{факт}} / n,$$

де n - кількість днів у газовому місяці, у які об'єкт споживача був підключений до газових мереж.

Коригування обсягів добового відбору/споживання не здійснюється щодо днів, протягом яких об'єкт споживача був відключений в установленому порядку від газорозподільної системи.

Коригування обсягів добового відбору/споживання забезпечується оператором газорозподільної системи на інформаційній платформі.

7. Остаточна алокація щодобових подач та відборів природного газу замовника послуг транспортування природного газу по точках входу/виходу до/з газотранспортної системи, крім точки виходу до газорозподільної системи, здійснюється на підставі попередніх щодобових алокацій подач та відборів. При цьому обсяги в остаточній щодобовій алокації дорівнюють обсягам, визначеним у попередній щодобовій алокації.

8. Угода про впровадження оперативного балансового рахунку

1. Оператор газотранспортної системи може укласти угоду про впровадження оперативного балансового рахунку з оператором суміжної газотранспортної системи, оператором газорозподільної системи, суміжним газовидобувним підприємством, оператором установки LNG або оператором газосховища, що мають фізичне з'єднання з газотранспортною системою, для підтримання подачі природного газу на точку входу до газотранспортної системи або відбору з точки виходу з газотранспортної системи. Угода може бути укладена, якщо існують технічні можливості для впровадження такого рахунку.

2. Для точок входу/виходу, стосовно яких укладена угода про впровадження оперативного балансового рахунку, алокацією замовника послуг транспортування природного газу є підтверджена номінація.

3. Список точок, стосовно яких укладена угода про впровадження оперативного балансового рахунку, розміщується на веб-сайті оператора газотранспортної системи.

9. Угода про алокацію

1. Постачальники зі споживачем, комерційний ВОГ якого віднесено до I категорії (річний обсяг споживання становить більше 3 млн куб. м), мають право укласти угоду про алокацію, предметом якої є розподілення обсягів постачання природного газу на одну точку комерційного обліку, якій присвоєно окремий ЕІС-код, в одному розрахунковому періоді між замовниками послуг транспортування (постачальниками), які є сторонами угоди про алокацію.

2. Угоди про алокацію реєструються на інформаційній платформі оператора газотранспортної системи. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний забезпечити на своїй інформаційній платформі можливість здійснення реєстрації угоди про алокацію.

3. З метою реєстрації на інформаційній платформі угоди про алокацію замовник послуг транспортування (постачальник), який є стороною угоди про алокацію, зобов'язаний внести до інформаційної платформи такі дані:

- 1) ЕІС-код споживача та, за наявності, ЕІС-код його точки комерційного обліку;
- 2) період постачання природного газу, на який розповсюджується дія алокаційного алгоритму;
- 3) кількість замовників послуг транспортування (постачальників), які є сторонами угоди про алокацію;
- 4) власний ЕІС-код та ЕІС-коди інших сторін угоди про алокацію;
- 5) дані алокаційного алгоритму: власну частку та частку кожної зі сторін угоди про алокацію у відсотках від загального об'єму/обсягу добового відбору/споживання природного газу споживачем, що буде відноситись до алокації відборів кожного із замовників послуг

транспортування (постачальників) та обліковуватись оператором газотранспортної системи в їх портфолію балансування.

Внесення таких даних скріплюється електронним цифровим підписом уповноваженої особи замовника послуг транспортування (постачальника), авторизованої на інформаційній платформі.

Період постачання не може перевищувати строк чинності договору транспортування природного газу замовника послуг транспортування (постачальника), який є стороною угоди про алокацію.

У випадку якщо угода про алокацію передбачає постачання природного газу споживачу одним із замовників послуг транспортування (постачальників), який є стороною угоди про алокацію, у рамках виконання ним спеціальних обов'язків, які в установленому порядку покладені рішенням Кабінету Міністрів України на підставі [статті 11](#) Закону України «Про ринок природного газу», період постачання має бути кратний газовому місяцю.

Оператор газотранспортної системи здійснює перевірку даних для реєстрації угоди про алокацію з моменту внесення даних усіма замовниками послуг транспортування (постачальниками), які є сторонами угоди про алокацію (крім споживача), на інформаційній платформі оператора газотранспортної системи.

4. Якщо дані, внесені кожним із замовників послуг транспортування (постачальників), який є стороною угоди про алокацію, збігаються, сума часток пропорційного розподілення (алокаційний алгоритм) добового відбору/споживання природного газу споживачем дорівнює 100 відсоткам, а інформаційна платформа не виявляє споживача в Реєстрі іншого(-ших) постачальника(-ків) у періоді постачання природного газу, визначеному в угоді про алокацію, оператор газотранспортної системи реєструє угоду про алокацію на інформаційній платформі, а такий споживач включається до Реєстрів споживачів кожного постачальника, який є стороною угоди про алокацію.

5. Якщо дані, внесені кожним із постачальників, який є стороною угоди про алокацію, не збігаються та/або сума часток пропорційного розподілення (алокаційний алгоритм) добового відбору/споживання природного газу споживачем не дорівнює 100 відсоткам, оператор газотранспортної системи відмовляє в реєстрації на інформаційній платформі угоди про алокацію, про що кожному з учасників, які є замовниками послуг транспортування (постачальниками), надсилається відповідне інформаційне повідомлення через інформаційну платформу у строк не пізніше однієї газової доби з моменту внесення даних усіма замовниками послуг транспортування (постачальниками), які є сторонами угоди про алокацію.

6. Якщо дані, внесені кожним із замовників послуг транспортування (постачальників), який є стороною угоди про алокацію, збігаються, сума часток пропорційного розподілення (алокаційний алгоритм) добового відбору/споживання природного газу споживачем дорівнює 100 відсоткам, але інформаційна платформа виявляє споживача в Реєстрі іншого постачальника у періоді постачання природного газу, визначеному в угоді про алокацію, оператор газотранспортної системи призупиняє реєстрацію угоди про алокацію та застосовуються загальні правила про зміну постачальника, передбачені пунктом 4 глави 5 розділу IV цього Кодексу, з урахуванням того, що обмін інформацією здійснюється щодо всіх сторін угоди про алокацію.

У випадку якщо при реєстрації нової угоди про алокацію інформаційна платформа виявляє, що в ініційований період постачання природного газу споживач вже включений до Реєстрів постачальників, які є сторонами діючої угоди про алокацію, вимоги про вчинення дій щодо підтвердження на інформаційній платформі згоди на перехід споживача до нових постачальників або непогодження на інформаційній платформі переходу споживача до нових постачальників, передбачені пунктом 4 глави 5 розділу IV цього Кодексу, поширюються на кожного діючого постачальника.

При цьому надання згоди на перехід споживача до нових постачальників хоча б однією зі сторін діючої угоди про алокацію є достатньою підставою для здійснення зміни постачальника та дострокового припинення реєстрації діючої угоди про алокацію.

7. Угода про алокацію може бути достроково припинена одним із замовників послуг транспортування (постачальників), який є стороною угоди про алокацію, шляхом надсилання оператору газотранспортної системи через інформаційну платформу повідомлення про припинення участі (відповідно до угоди про алокацію) за умови, що дата припинення угоди про алокацію настане не раніше ніж через п'ять днів (сім днів по споживачу, який належить до підприємств металургійної та хімічної промисловості) після дати ініціювання таких змін на інформаційній платформі.

У такому випадку оператор газотранспортної системи скасовує реєстрацію угоди про алокацію на інформаційній платформі, про що інформує замовників послуг транспортування (постачальників), які є сторонами угоди про алокацію, шляхом надсилання інформаційного повідомлення через інформаційну платформу та вносить відповідні коригування до Реєстрів споживачів постачальників, які є сторонами угоди про алокацію, у частині коригування періоду постачання газу відповідному споживачу.

При цьому такий споживач (відповідна точка комерційного обліку цього споживача, якій присвоєно окремий ЕІС-код) відображається в інформаційній платформі як такий, що не зареєстрований у Реєстрі споживачів жодного постачальника.

8. У випадку припинення оператором газотранспортної системи надання одному із замовників послуг транспортування (постачальників), який є стороною угоди про алокацію, послуг транспортування природного газу в порядку, встановленому цим Кодексом чи договором транспортування природного газу, оператор газотранспортної системи скасовує реєстрацію угоди про алокацію на інформаційній платформі, про що інформує замовників послуг транспортування (постачальників), які є сторонами угоди про алокацію, шляхом надсилання інформаційного повідомлення через інформаційну платформу та вносить відповідні коригування до Реєстрів споживачів постачальників, що є сторонами угоди про алокацію, у частині коригування періоду постачання газу відповідному споживачу.

При цьому, починаючи з доби скасування реєстрації угоди про алокацію, але не раніше ніж через п'ять днів (сім днів по споживачу, який належить до підприємств металургійної та хімічної промисловості) після її скасування, такий споживач (відповідна точка комерційного обліку споживача, якій присвоєно окремий ЕІС-код) відображається в інформаційній платформі як такий, що не зареєстрований у Реєстрі споживачів жодного постачальника.

9. У випадку якщо угода про алокацію передбачає постачання природного газу споживачу одним із замовників послуг транспортування (постачальників), який є стороною угоди про алокацію, у рамках виконання ним спеціальних обов'язків, які в установленому порядку покладені рішенням Кабінету Міністрів України на підставі [статті 11](#) Закону України «Про ринок природного газу», такі сторони угоди про алокацію мають право в період з 8 числа газового місяця (M+1) по 13:00 UTC (15:00 за київським часом) годину для зимового періоду або 12:00 UTC (15:00 за київським часом) годину для літнього періоду до 9 числа газового місяця (M+1) здійснити коригування алокаційного алгоритму за кожен газову добу звітного місяця на інформаційній платформі відповідно до даних фактичного використання споживачем природного газу.

При цьому оператор газотранспортної системи реєструє на інформаційній платформі коригування алокаційного алгоритму, якщо сума часток пропорційного розподілення добового відбору/споживання природного газу споживачем дорівнює 100 відсоткам.

В іншому випадку оператор газотранспортної системи відмовляє в реєстрації відповідних коригувань алокаційного алгоритму.

{Розділ XII доповнено новою главою згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 558 від 12.04.2019}

{Розділ XII в редакції Постанов Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017, № 1437 від 27.12.2017}

XIII. Фізичне балансування

1. Замовник послуг транспортування зобов'язаний подавати та відбирати до/з газотранспортної системи природний газ в обсягах, які виникають на підставі умов укладених договорів постачання природного газу, договору транспортування природного газу, технічної угоди та підтверджених номінацій.

2. Замовники послуг транспортування зобов'язані своєчасно врегульовувати свої небаланси. Оператор газотранспортної системи вчиняє дії з врегулювання добового небалансу виключно з метою підтримання звичайного рівня функціонування газотранспортної системи в разі недотримання замовниками послуг транспортування своїх підтверджених номінацій.

{Пункт 2 розділу XIII із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

3. Якщо існує загроза цілісності газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи вживає таких заходів:

1) купівлю-продаж природного газу за короткостроковими договорами в точці, в якій відбувається передача природного газу, а в разі відсутності такої можливості - за конкурсною процедурою та за ринковими цінами;

2) регулювання обсягу надходження газу в газотранспортну систему (точки входу та/або виходу) у випадках, передбачених Національним планом дій та цим Кодексом;

3) регулювання обсягу природного газу, який знаходиться в газотранспортній системі;

4) регулювання обсягу природного газу, який зберігається у газосховищах, які знаходяться в управлінні оператора газотранспортної системи.

4. Оператор газотранспортної системи має право зарезервувати частину діючої ємності газосховища, потужності закачування та відбору газосховища, що необхідні для виконання ним обов'язків з балансування системи.

5. Оператор газотранспортної системи до 01 вересня поточного року зобов'язаний надати оператору газосховища заявку про ємність газосховища, потужність відбору та потужність закачування газосховища протягом наступного газового року, що є необхідними для резервування оператором газотранспортної системи з метою забезпечення збалансованості газотранспортної системи.

6. Особливі умови, які стосуються використання оператором газотранспортної системи зарезервованої діючої ємності газосховища, потужності закачування та відбору газосховищ, визначаються договором зберігання природного газу.

7. До ємності газосховища, потужності відбору та закачування газосховища, що були зарезервовані оператором газотранспортної системи, не може бути надано доступ іншим суб'єктам без згоди оператора газотранспортної системи.

8. Технічна угода, що укладається між оператором газосховища та оператором газотранспортної системи, визначає засади управління оператором газотранспортної системи оперативним балансовим рахунком та обсяг природного газу, який може бути взаємно обмінений між вказаними операторами з метою вирівнювання різниць між обсягами, визначеними в номінаціях, і обсягами, фактично направленими до/з газотранспортної системи, а також засади вирівнювання сальдо оперативного балансового рахунку.

9. З метою забезпечення безпечності функціонування та цілісності газотранспортної системи, у тому числі балансування газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи управляє потоками природного газу, які закачуються та відбираються до/з газосховища, що є в управлінні оператора газотранспортної системи, а також частиною газосховищ відповідно до пункту 3 цього розділу.

10. Оператор газотранспортної системи для забезпечення власної господарської діяльності (у тому числі для балансування, власних виробничо-технічних потреб, покриття витрат та виробничо-технологічних витрат) придбаває природний газ у власника природного газу (у тому

числі у газовидобувного підприємства, оптового продавця, постачальника) на загальних підставах та ринкових умовах.

11. Оператор газотранспортної системи, здійснюючи балансування газотранспортної системи, бере до уваги очікуваний результат від використання тих чи інших заходів балансування з огляду на забезпечення стабільного рівня функціонування газотранспортної системи, а також час, необхідний для їх впровадження.

12. У разі якщо не вистачає інструментів, зазначених у пункті 2 цього розділу, оператор газотранспортної системи може запровадити обмеження у точках входу та виходу згідно з [розділом XV](#) цього Кодексу.

XIV. Комерційне балансування

1. Загальні умови

1. Замовники послуг транспортування відповідають за збалансованість своїх портфоліо балансування протягом періоду балансування для мінімізації потреб оператора газотранспортної системи у вчиненні дій із врегулювання небалансів, передбачених цим Кодексом. Періодом балансування є газова доба (D).

{Пункт 1 глави 1 розділу XIV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

2. При розрахунку небалансу замовників послуг транспортування оператор газотранспортної системи враховує всі обсяги природного газу у розрізі кожного замовника послуг транспортування, переданого до газотранспортної системи та відібраного з газотранспортної системи.

Подачі та відбори замовника послуг транспортування, на якого в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України відповідно до [статті 11](#) Закону України «Про ринок природного газу» покладено спеціальні обов'язки, в межах виконання ним таких спеціальних обов'язків обліковуються оператором газотранспортної системи в окремому портфоліо балансування.

{Пункт 2 глави 1 розділу XIV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

3. Перевищення обсягів відібраного природного газу з газотранспортної системи над обсягами переданого природного газу є негативним небалансом, а перевищення обсягів переданого природного газу над обсягами відібраного природного газу - позитивним небалансом.

4. Оператор газотранспортної системи надсилає замовнику послуг транспортування відомості для визначення статусу небалансу замовника послуг транспортування. Відомості про статус небалансу надаються замовнику послуг транспортування за допомогою інформаційної системи.

5. Інформація про небаланс замовника послуг транспортування надається оператором газотранспортної системи в метрах кубічних та інформативно в одиницях енергії (кВт·год). При цьому розрахунки здійснюються в метрах кубічних.

{Главу 1 розділу XIV доповнено пунктом 5 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017; в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

2. Торгові сповіщення

1. Передача природного газу, поданого в газотранспортну систему, між двома портфоліо балансування замовників послуг транспортування здійснюється шляхом надання оператору газотранспортної системи торгових сповіщень на відчуження чи набуття природного газу, що були надані оператору газотранспортної системи по відношенню до однієї газової доби.

Замовник послуг транспортування має право надавати торгове сповіщення виключно після набуття/відчуження права власності на такий обсяг (об'єм) природного газу за договором купівлі-продажу природного газу (або іншою цивільно-правовою угодою) іншому замовнику послуг транспортування у відповідну газову добу на віртуальну торгову точку.

{Пункт 1 глави 2 розділу XIV доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

При цьому оператор газотранспортної системи не має права вимагати від замовників послуг транспортування будь-яких підтверджуючих документів набуття/відчуження права власності на такий обсяг (об'єм) природного газу.

{Пункт 1 глави 2 розділу XIV доповнено новим абзацом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

2. Оператор газотранспортної системи забезпечує функціонування інформаційної платформи, на якій здійснюється опрацювання наданих торгових сповіщень.

3. Замовник послуг транспортування природного газу може надавати торгове сповіщення на газову добу незалежно від надання номінації/реномінації на таку газову добу.

Замовник послуг транспортування природного газу може надавати необмежену кількість торгових сповіщень протягом газової доби (D).

Обробка торгових сповіщень оператором газотранспортної системи здійснюється цілодобово не довше тридцяти хвилин, крім випадку якщо замовником послуг транспортування не визначено інший строк набрання чинності торговим сповіщенням, що дає можливість продовжити термін обробки торгового сповіщення до двох годин.

4. Замовник має право змінити або відкликати надане торгове сповіщення до моменту його підтвердження оператором газотранспортної системи.

5. Торгове сповіщення має містити таку інформацію:

газова доба, коли передаватиметься природний газ;

{Пункт 5 глави 2 розділу XIV доповнено новим абзацом другим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1079 від 25.09.2018}

ідентифікацію відповідних портфоліо балансування замовників послуг транспортування природного газу, між якими відбувається передача природного газу, зокрема реквізити замовників, їх EIC-коди;

зазначення чи є це торговим сповіщенням на відчуження чи набуття;

обсяг природного газу, що передається (набувається), виражений у куб. м та одночасно (інформативно) в одиницях енергії (кВт·год).

6. Оператор газотранспортної системи публікує на своєму сайті форму торгових сповіщень.

7. Оператор газотранспортної системи не розглядає торгові сповіщення у таких випадках:

відсутності у замовника послуг транспортування діючого договору транспортування природного газу або неналежних розрахунків за договором транспортування;

при порушенні замовником послуг транспортування вимог щодо змісту торгових сповіщень та/або порядку їх подання, передбаченого Кодексом;

недостатності фінансового забезпечення, визначеного згідно з положеннями глави 2 розділу VIII цього Кодексу.

8. Якщо оператор газотранспортної системи отримує торгові сповіщення на відчуження та на набуття, що збігаються, та якщо обсяги природного газу у сповіщеннях є рівними, то

оператор газотранспортної системи погоджує таку передачу природного газу та відносить такі обсяги природного газу на відповідні портфоліо балансування:

як відбір з газотранспортної системи по відношенню до портфоліо балансування замовника послуг транспортування природного газу, що надає торгове сповіщення на відчуження;

як подачу до газотранспортної системи по відношенню до портфоліо балансування замовника послуг транспортування природного газу, що надає торгове сповіщення на набуття.

Передача природного газу здійснюється на віртуальній торговій точці.

У випадку коли обсяги природного газу в парі торгових сповіщень на відчуження та набуття, що збігаються, не є рівними, оператор газотранспортної системи відхиляє обидва сповіщення.

9. Замовник послуг транспортування природного газу за умови попереднього письмового погодження з оператором газотранспортної системи має право доручити третій особі надавати від його імені торгові сповіщення на підставі відповідного договору доручення.

Положення цієї глави застосовуються під час торгів оператором газотранспортної системи на торговій платформі.

{Глава 2 розділу XIV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

3. Балансуючі дії оператора газотранспортної системи

1. Оператор газотранспортної системи здійснює балануючі дії для:

підтримання тиску в газотранспортній системі з метою виконання вимог цілісності газотранспортної системи та вимог щодо експлуатації газотранспортної системи;

досягнення певної кількості природного газу у газотранспортній системі на кінець доби, що може відрізнятися від кількості, що очікується відповідно до передбачених подач та відборів для такої газової доби, але яка буде сумісна з економічною, ефективною та безпечною експлуатацією газотранспортної системи.

2. Під час здійснення балансуєчих дій оператор газотранспортної системи враховує:

власну оцінку попиту на природний газ за газову добу або протягом газової доби, щодо якої здійснюється(-ються) балансуєча(-і) дія(-ї);

інформацію про номінації, алокації та виміряні потоки природного газу;

тиск природного газу в газотранспортній системі.

3. Оператор газотранспортної системи вчиняє балансуєчі дії шляхом купівлі та продажу короткострокових стандартизованих продуктів та/або використання послуг балансування.

4. Під час вчинення балансуєчих дій оператор газотранспортної системи має дотримуватись таких принципів:

балансиєчі дії мають вчинятись на недискримінаційній основі;

балансиєчі дії мають ураховувати обов'язки оператора газотранспортної системи щодо економічної та ефективної експлуатації газотранспортної системи.

5. З метою здійснення балансуєчих дій оператор газотранспортної системи може в якості контрагента проводити операції на торгових платформах.

6. Оператор газотранспортної системи має право створити та/або використовувати спільну балансуєчу платформу для суміжних зон балансування в рамках співпраці з суміжними операторами газотранспортних систем. Якщо впроваджується спільна балансуєча платформа, її експлуатація здійснюється відповідними операторами газотранспортних систем.

{Глава 3 розділу XIV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

4. Вимоги до торгових платформ

1. Для забезпечення функціонування ліквідного ринку природного газу та можливості торгівлі природного газом між учасниками ринку природного газу, для задоволення їх попиту та пропозицій, у тому числі врегулювання їх небалансів протягом газової доби (D), в Україні можуть створюватися відповідні торгові платформи.

Адміністраторами торгових платформ є оператори торгових платформ.

Порядок участі в торгових операціях на торговій платформі визначається правилами роботи торгової платформи, затвердженими оператором торгової платформи, які мають бути розміщені на його веб-сайті та повинні відповідати вимогам цього Кодексу і законодавству України.

Розрахунки за природний газ, відчужений на торговій платформі, можуть здійснюватися шляхом оплати коштів з рахунку умовного зберігання (ескроу), відкритого учаснику торгів (замовнику послуг транспортування або оператору газотранспортної системи), який придбав такий газ. Рахунок умовного зберігання (ескроу) для розрахунків за природний газ, придбаний на торговій платформі, відкривається в банку, визначеному відповідним оператором торгової платформи.

{Пункт 1 глави 4 розділу XIV доповнено новим абзацом четвертим згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1282 від 30.10.2018}

Для забезпечення належної електронної взаємодії та документообігу між оператором торгової платформи та оператором газотранспортної системи укладається договір про взаємодію.

2. Оператори торгових платформ зобов'язані дотримуватись положень цього Кодексу.

3. Торгова платформа повинна забезпечувати:

достатні можливості протягом газової доби як замовникам послуг транспортування природного газу для торгівлі, так і оператору газотранспортної системи для вчинення належних балансуючих дій шляхом торгівлі відповідними короткостроковими стандартизованими продуктами;

прозорий та недискримінацій доступ до неї;

надання послуг на рівних засадах;

анонімність торгів;

надання детального опису поточних заявок та пропозицій усім учасникам торгів;

надання в установленому порядку інформації про усі торгові операції оператору газотранспортної системи.

Для цілей закупівлі короткострокових стандартизованих продуктів оператор газотранспортної системи може брати участь у торгах на торговій платформі.

4. Торгова платформа повинна забезпечувати можливість ідентифікації угод, які укладені учасниками (хоча б одним із учасників), у разі якщо це передбачено правилами торгової платформи.

Форма узагальненого торгового сповіщення та інструкція щодо способу його передачі розміщуються на сайті оператора газотранспортної системи.

5. За результатами торгів оператор торгової платформи оприлюднює ціну та обсяги купівлі-продажу природного газу для кожної газової доби та інші показники, що можуть використовуватися як орієнтир (індикатор) для укладення правочинів щодо купівлі-продажу природного газу на ринку природного газу.

Оператор торгової платформи зобов'язаний оприлюднювати на власному веб-сайті інформацію про зміни у маржинальній ціні придбання та маржинальній ціні продажу природного газу одразу після кожної торгової угоди.

6. Оператор газотранспортної системи терміново інформує оператора торгової платформи про те, що замовник послуг транспортування втратив право подавати торгові сповіщення відповідно до чинних договорів. У такому випадку право замовника послуг транспортування на участь у торгах на торговій платформі зупиняється, що не перешкоджає оператору торгової платформи вдаватися до інших способів захисту своїх прав відповідно до правил торгової платформи.

7. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний протягом десяти робочих днів з дня отримання звернення до нього від оператора торгової платформи надіслати проект договору про взаємодію оператору торгової платформи.

{Глава 4 розділу XIV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

5. Послуги балансування

1. Оператор газотранспортної системи має право закуповувати послуги балансування, якщо короткострокові стандартизовані продукти не можуть задовольнити потреби у підтримці оптимальної роботи газотранспортної системи або за відсутності ліквідності торгівлі короткостроковими стандартизованими продуктами.

2. Для цілей вчинення балансуючих дій із використанням послуг балансування оператор газотранспортної системи, закуповуючи такі послуги балансування, має враховувати:

як послуги балансування підтримуватимуть роботу газотранспортної системи у межах її операційних лімітів;

швидкість надання послуги балансування у порівнянні зі швидкістю надання будь-якого наявного короткострокового стандартизованого продукту;

очікувану вартість закупівлі та використання послуг балансування у порівнянні із очікуваною вартістю використання будь-якого наявного короткострокового стандартизованого продукту;

вимоги до якості природного газу оператора газотранспортної системи;

наскільки закупівля та використання послуг балансування можуть мати вплив на ліквідність короткострокового оптового ринку природного газу.

3. Послуги балансування мають бути закуплені у ринковий спосіб через прозору та недискримінаційну процедуру публічних закупівель відповідно до чинного законодавства.

Положення договору на послуги балансування не повинні обмежувати оператора газотранспортної системи протягом газової доби здійснювати продаж/купівлю короткострокових стандартизованих продуктів.

Строк надання послуги балансування не має перевищувати одного року, якщо інше не погоджене Регулятором.

4. Оператор газотранспортної системи має аналізувати використання ним послуг балансування та здійснювати оцінку можливості задоволення операційних вимог газотранспортної системи короткостроковими стандартизованими продуктами.

5. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний оприлюднювати на своєму веб-сайті інформацію про закуплені послуги балансування та понесені відповідні витрати за кожний рік отримання таких послуг. Така інформація оприлюднюється протягом двох місяців з дати закінчення року отримання послуг балансування.

6. Послуга балансування надається оператору газотранспортної системи на умовах відповідних договорів про надання послуги балансування.

Оператор газотранспортної системи укладає окремий договір про надання послуги балансування щодо придбання природного газу оператором газотранспортної системи для покриття небалансів, що виникають у межах виконання спеціальних обов'язків, які в

установленому порядку на підставі [статті 11](#) Закону України «Про ринок природного газу» покладені на суб'єктів ринку природного газу.

{Глава 5 розділу XIV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

6. Обсяг добового небалансу та плата за добовий небаланс

1. Оператор газотранспортної системи розраховує обсяг добового небалансу для кожного портфолію балансування замовників послуг транспортування природного газу за кожен газову добу як різницю між алокаціями подач природного газу до газотранспортної системи та алокаціями відбору з газотранспортної системи (з урахуванням підтверджених торгових сповіщень).

2. У випадку якщо сума подач природного газу замовника послуг транспортування за газову добу дорівнює сумі відборів природного газу замовника послуг транспортування за цю газову добу, вважається, що у замовника послуг транспортування природного газу відсутній добовий небаланс за цю газову добу.

У випадку якщо сума подач природного газу замовника послуг транспортування природного газу за газову добу не дорівнює сумі відборів природного газу замовника послуг транспортування природного газу за цю газову добу, вважається, що у замовника послуг транспортування природного газу є добовий небаланс і до нього застосовується плата за добовий небаланс.

3. Оператор газотранспортної системи на підставі попередніх алокацій подач та відборів замовника послуг транспортування природного газу (з урахуванням обсягів природного газу, відчужених чи набутих на віртуальній торговій точці) щодобово не пізніше ніж о 15:00 UTC (17:00 за київським часом) годині для зимового періоду або о 14:00 UTC (17:00 за київським часом) годині для літнього періоду після закінчення газової доби (D) надає кожному замовнику послуг транспортування природного газу інформацію про його попередній добовий небаланс та розрахунок попередньої вартості за добовий небаланс.

4. Плата за добовий небаланс має відображати витрати та враховувати вартість вчинення балансуючих дій оператором газотранспортної системи, а також коригування, визначене відповідно до вимог цієї глави.

5. Плата за добовий небаланс має бути відображена окремо в рахунках оператора газотранспортної системи, що виставляються замовнику послуг транспортування природного газу.

6. Плата за добовий небаланс застосовується таким чином:

якщо обсяг добового небалансу замовника послуг транспортування природного газу за газову добу є позитивним, то вважається, що замовник послуг транспортування природного газу на підставі попередньої згоди, наданої на умовах договору на транспортування природного газу, продав оператору газотранспортної системи природний газ в обсязі добового небалансу і, відповідно, має право на отримання грошових коштів від оператора газотранспортної системи у розмірі плати за добовий небаланс;

якщо добовий небаланс замовника послуг транспортування природного газу за газову добу є негативним, то вважається, що замовник послуг транспортування природного газу на підставі попередньої згоди, наданої на умовах договору на транспортування природного газу, придбав природний газ в оператора газотранспортної системи в обсязі добового небалансу та повинен сплатити оператору газотранспортної системи плату за добовий небаланс.

7. Для розрахунку плати за добовий небаланс для кожного замовника послуг транспортування природного газу оператор газотранспортної системи множить остаточний обсяг добового небалансу на ціну, що застосовується відповідно до пунктів 8 - 12 цієї глави.

8. Для цілей розрахунку плати за добовий небаланс ціна, що застосовується (крім випадку обсягів небалансу, який виник у рамках виконання спеціальних обов'язків, в установленому

порядку покладених Кабінетом Міністрів України на суб'єктів ринку природного газу на підставі [статті 11](#) Закону України «Про ринок природного газу»), визначається як:

маржинальна ціна продажу природного газу, якщо обсяг добового небалансу замовника послуг транспортування природного газу за газову добу є позитивним (тобто коли подачі замовника послуг транспортування природного газу протягом газової доби перевищують його відбори);

маржинальна ціна придбання природного газу, якщо обсяг добового небалансу замовника послуг транспортування природного газу за газову добу є негативним (тобто коли відбори замовника послуг транспортування протягом газової доби перевищують його подачі).

Для цілей розрахунку плати за добовий небаланс замовника послуг транспортування, на якого в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України відповідно до [статті 11](#) Закону України «Про ринок природного газу» покладені спеціальні обов'язки, щодо обсягів небалансу, який виник у межах виконання таких спеціальних обов'язків, використовується ціна продажу/придбання, що дорівнює:

у випадку продажу природного газу власного видобутку - ціні продажу (відповідно до рішення Кабінету Міністрів України);

у випадку постачання природного газу виробникам теплової енергії - ціні постачання (відповідно до рішення Кабінету Міністрів України);

у випадку постачання природного газу побутовим споживачам та релігійним організаціям - ціні придбання (відповідно до рішення Кабінету Міністрів України) у рамках виконання спеціальних обов'язків (якщо такі спеціальні обов'язки покладені на суб'єктів ринку природного газу).

9. Маржинальна ціна продажу та маржинальна ціна придбання природного газу розраховуються для кожної газової доби таким чином:

1) маржинальна ціна продажу є найменшим з таких значень:

найнижча ціна продажу будь-якого короткострокового стандартизованого продукту, стороною якого є оператор газотранспортної системи, що відноситься до газової доби (D);

середньозважена ціна короткострокових стандартизованих продуктів за газову добу (D), зменшена на величину коригування;

2) маржинальна ціна придбання є найбільшим з таких значень:

найвища ціна придбання будь-якого короткострокового стандартизованого продукту, стороною якого є оператор газотранспортної системи, що відноситься до газової доби (D);

середньозважена ціна короткострокових стандартизованих продуктів за газову добу (D), збільшена на величину коригування.

10. З метою визначення маржинальної ціни продажу, маржинальної ціни придбання й середньозваженої ціни оператором газотранспортної системи використовується інформація про операції, що відбуваються на торговій платформі, вибір якої погоджений Регулятором.

11. У випадку непогодження Регулятором відповідно до пункту 10 цієї глави торгової платформи маржинальна ціна продажу та маржинальна ціна придбання розраховуються для кожної газової доби таким чином:

маржинальна ціна продажу визначається шляхом зменшення вартості природного газу, придбаного оператором газотранспортної системи внаслідок отримання послуг балансування за цю газову добу, на величину коригування;

маржинальна ціна придбання визначається шляхом збільшення вартості природного газу, придбаного оператором газотранспортної системи внаслідок отримання послуг балансування за цю газову добу, на величину коригування.

12. У випадку якщо відповідно до пунктів 9 - 11 цієї глави визначення маржинальної ціни продажу та маржинальної ціни придбання природного газу є неможливим, формування ціни

здійснюється наступним чином:

маржинальна ціна продажу визначається відповідно до ціни закупівлі природного газу оператором газотранспортної системи, яка сформувалася протягом газового місяця (М-1), зменшеної на величину коригування;

маржинальна ціна придбання визначається відповідно до ціни закупівлі природного газу оператором газотранспортної системи, яка сформувалася протягом газового місяця (М-1), збільшеної на величину коригування;

ціна закупівлі природного газу оператором газотранспортної системи, яка сформувалася протягом газового місяця (М-1), публікується оператором газотранспортної системи на інформаційній платформі та/або на його веб-сайті.

13. Оператор газотранспортної системи разом з наданням замовникам послуг транспортування інформації про їх добовий небаланс зобов'язаний повідомляти про застосований метод розрахунку маржинальної ціни придбання/продажу.

14. Величина коригування, визначена в пунктах 9, 11 та 12 цієї глави, становить 10 %.

15. Плата за добовий небаланс для замовника послуг транспортування природного газу розраховується без урахування величини коригування, якщо обсяг добового небалансу не перевищує допустиме відхилення. При цьому у випадку визначення маржинальної ціни продажу/придбання відповідно до пункту 9 цієї глави плата за добовий небаланс для замовника послуг транспортування розраховується виходячи із середньозваженої ціни короткострокових стандартизованих продуктів за газову добу (D).

16. У випадку позитивного небалансу допустиме відхилення розраховується щоденно та дорівнює 10 % від обсягів природного газу, поданих на точках виходу (за винятком віртуальної торгової точки) до газотранспортної системи у відповідну газову добу.

У випадку негативного небалансу допустиме відхилення розраховується щоденно та дорівнює 10 % від обсягів природного газу, поданих на точках входу (за винятком віртуальної торгової точки) до газотранспортної системи у відповідну газову добу.

У випадку якщо попередня щодобова алокація відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, відрізняється від остаточної щодобової алокації відборів/споживання, що не вимірюються щодобово, розмір допустимого відхилення збільшується на різницю між попередньою та остаточною алокацією.

У випадку якщо попередня щодобова алокація відбору оператором газорозподільної системи з метою покриття своїх потреб та виробничо-технологічних витрат відрізняється від остаточної щодобової алокації такого відбору, розмір допустимого відхилення збільшується на різницю між попередньою та остаточною щодобовою алокацією про обсяги відбору природного газу оператором газорозподільної системи для потреб та виробничо-технологічних витрат, але не більше 15 % від попередньої щодобової алокації відбору природного газу оператором газорозподільної системи з метою покриття своїх потреб та виробничо-технологічних витрат за відповідну газову добу.

17. На підставі остаточних алокацій подач та відборів замовника послуг транспортування природного газу оператор газотранспортної системи здійснює розрахунок остаточного обсягу добового небалансу замовника послуг транспортування природного газу за кожну газову добу звітного місяця та визначає його остаточну плату за добовий небаланс за кожну газову добу і сумарно за звітний місяць.

18. Оператор газотранспортної системи до 12 числа газового місяця, наступного за звітним, надає замовнику послуг транспортування природного газу в електронному вигляді через інформаційну платформу інформацію про остаточні щодобові подачі та відбори (у розрізі споживачів замовника послуг транспортування природного газу), обсяги та вартість щодобових небалансів у звітному газовому місяці.

19. У випадку якщо загальна вартість щодобових негативних небалансів протягом звітного газового місяця перевищує загальну вартість щодобових позитивних небалансів протягом звітного газового місяця, оператор газотранспортної системи до 14 числа газового місяця,

наступного за звітним, надсилає замовнику послуг транспортування природного газу рахунок на оплату за добовий небаланс (розмір визначається як різниця між загальною вартістю щодобових негативних небалансів протягом звітного газового місяця та загальною вартістю щодобових позитивних небалансів протягом звітного газового місяця). Замовник послуг транспортування природного газу має оплатити рахунок на оплату за добовий небаланс у строк до 20 числа місяця, наступного за звітним.

20. У випадку якщо загальна вартість щодобових позитивних небалансів протягом звітного газового місяця перевищує загальну вартість щодобових негативних небалансів протягом звітного газового місяця, оператор газотранспортної системи до 14 числа газового місяця, наступного за звітним, повідомляє замовника послуг транспортування природного газу про розмір грошових коштів, які підлягають виплаті замовнику (розмір визначається як різниця між загальною вартістю щодобових позитивних небалансів протягом звітного газового місяця та загальною вартістю щодобових негативних небалансів протягом звітного газового місяця). Виплата грошових коштів здійснюється на рахунок замовника послуг транспортування природного газу у строк до 20 числа місяця, наступного за звітним.

За письмовою заявою замовника послуг транспортування природного газу оператор газотранспортної системи може здійснити зарахування плати за добовий небаланс на користь замовника послуг транспортування природного газу в якості попередньої оплати за добовий небаланс наступних періодів.

21. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний вести окремий облік доходів та витрат, пов'язаних з вчиненням балансуєчих дій.

22. Особливості визначення обсягу добового небалансу замовників послуг транспортування, які є учасниками балансуєчої групи, і балансуєчої групи загалом, розрахунку плати за добовий небаланс балансуєчої групи та порядку її здійснення визначаються главою 7 цього розділу.

{Главу 6 розділу XIV доповнено новим пунктом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 558 від 12.04.2019}

{Глава 6 розділу XIV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

7. Балансуєча група

1. Декілька замовників послуг транспортування мають право об'єднатися в балансуєчу групу і визначити одного замовника послуг транспортування між собою як сторону, відповідальну за сплату/отримання плати за добовий небаланс усіх учасників балансуєчої групи перед оператором газотранспортної системи (далі - сторона, відповідальна за добовий небаланс групи).

Замовник послуг транспортування по одному портфолію балансування може бути учасником тільки однієї балансуєчої групи, а період його участі в балансуєчій групі не може становити менше одного газового місяця та починається з 01 числа газового місяця.

Замовник послуг транспортування, на якого в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України відповідно до статті 11 Закону України «Про ринок природного газу» покладено спеціальні обов'язки, по окремому портфолію балансування, створеному в межах виконання ним таких спеціальних обов'язків, має право об'єднатися в балансуєчу групу виключно із замовниками послуг транспортування, на яких в установленому порядку рішенням Кабінету Міністрів України відповідно до статті 11 Закону України «Про ринок природного газу» покладено спеціальні обов'язки, по окремому портфолію балансування, створеному в межах виконання ними таких спеціальних обов'язків.

Умови договору про утворення балансуєчої групи поширюються на всі подачі та відбори природного газу до/з газотранспортної системи, що становлять портфолію балансування замовника послуг транспортування, який є учасником балансуєчої групи.

2. Для створення балансуєчої групи замовник послуг транспортування, який є стороною, відповідальною за добовий небаланс групи, звертається до оператора газотранспортної системи з заявою щодо створення балансуєчої групи відповідно до встановленої форми, оприлюдненої на веб-сайті оператора газотранспортної системи, не пізніше ніж за десять робочих днів до початку газового місяця, в якому балансуєча група повинна бути утворена.

Разом із заявою такий замовник послуг транспортування надає один примірник укладеного договору про утворення балансуєчої групи. Договір має бути підписаний усіма учасниками балансуєчої групи.

Предметом договору про утворення балансуєчої групи є визначення сторони, відповідальної за добовий небаланс групи.

Договір про утворення балансуєчої групи повинен містити такі умови, що є істотними та обов'язковими для цього виду договору:

1) місце і дату укладення договору, а також найменування замовників послуг транспортування та їх ЕІС-коди як суб'єктів ринку природного газу;

2) предмет договору;

3) найменування та ЕІС-код сторони, відповідальної за добовий небаланс групи;

4) положення про те, що сторона, відповідальна за добовий небаланс групи, уповноважена у відносинах з оператором газотранспортної системи в частині плати за добовий небаланс діяти як комісіонер інших учасників балансуєчої групи, які є його комітентами;

5) безвідкличне та безумовне доручення учасників балансуєчої групи стороні, відповідальній за добовий небаланс групи, здійснювати від свого імені за результатами кожної газової доби операції з продажу оператору газотранспортної системи обсягу позитивного добового небалансу групи або операції з купівлі в оператора газотранспортної системи обсягу позитивного добового небалансу групи із застосуванням маржинальної ціни придбання/продажу, яка визначається відповідно до положень розділу XIV цього Кодексу;

6) отримання плати за добовий небаланс від оператора газотранспортної системи від свого імені та в інтересах учасників балансуєчої групи;

7) безвідкличне та безумовне доручення учасників балансуєчої групи на ім'я оператора газотранспортної системи здійснювати стягнення/виплату плати за добовий небаланс усіх учасників балансуєчої групи з/на користь сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, в інтересах учасників балансуєчої групи;

8) безвідкличне та безумовне доручення учасників балансуєчої групи стороні, відповідальній за добовий небаланс групи, отримувати плату за добовий небаланс від оператора газотранспортної системи від свого імені та в інтересах учасників балансуєчої групи;

9) безвідкличне та безумовне зобов'язання сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, здійснювати плату за добовий небаланс від свого імені та в інтересах учасників балансуєчої групи оператору газотранспортної системи;

10) строк, на який утворюється балансуєча група, що не може бути меншим за 1 газовий місяць та не може перевищувати найменший з усіх строків дії договорів транспортування природного газу замовників послуг, що є учасниками балансуєчої групи;

11) умови припинення договору про утворення балансуєчої групи та розпуску балансуєчої групи;

12) солідарну відповідальність учасників балансуєчої групи перед оператором газотранспортної системи за недотримання умов такого договору, у тому числі за невиконання стороною, відповідальною за добовий небаланс групи, зобов'язань щодо сплати оператору газотранспортної системи плати за добовий небаланс усіх учасників балансуєчої групи;

13) відповідальність сторін договору про утворення балансуєчої групи за недотримання умов такого договору.

Балансуюча група вважається утвореною з моменту її реєстрації на інформаційній платформі оператора газотранспортної системи та починає діяти з 01 числа місяця, наступного за місяцем реєстрації групи на інформаційній платформі.

3. З метою реєстрації на інформаційній платформі створення балансууючої групи замовники послуг транспортування зобов'язані не пізніше ніж за п'ять робочих днів до початку газового місяця, в якому балансууюча група повинна бути утворена, внести такі дані:

- 1) власний ЕІС-код та ЕІС-коди інших учасників;
- 2) кількість учасників балансууючої групи;
- 3) ЕІС-код сторони, відповідальної за добовий небаланс групи;

4) строк, на який утворюється балансууюча група, що не може бути меншим за 1 газовий місяць та не може перевищувати найменший з усіх строків дії договорів транспортування природного газу замовників послуг, що є учасниками балансууючої групи.

Внесення таких даних скріплюється електронним цифровим підписом уповноваженої особи замовника послуг транспортування, авторизованого на інформаційній платформі.

4. Оператор газотранспортної системи здійснює перевірку даних для реєстрації на інформаційній платформі створення балансууючої групи з моменту внесення даних усіма учасниками балансууючої групи.

Якщо дані, внесені кожним учасником балансууючої групи, у частині кількості учасників балансууючої групи, ЕІС-коду сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, та строку, на який утворюється балансууюча група, збігаються, а оператором газотранспортної системи одержано примірник договору про створення балансууючої групи, підписаний усіма її учасниками, оператор газотранспортної системи здійснює реєстрацію балансууючої групи на інформаційній платформі.

5. Оператор газотранспортної системи відмовляє в реєстрації балансууючої групи у випадку: неподання заяви про створення балансууючої групи;

неподання примірника договору про утворення балансууючої групи;

невідповідності даних, внесених до інформаційної платформи кожним із замовників послуг транспортування, який є стороною договору про утворення балансууючої групи, змісту наданого договору про утворення балансууючої групи;

порушення хоча б одним із учасників балансууючої групи умов договору транспортування природного газу;

відсутності в договорі про утворення балансууючої групи умов, що є істотними та обов'язковими відповідно до пункту 2 цієї глави.

6. Прийняття до балансууючої групи нового учасника здійснюється шляхом розпуску діючої балансууючої групи та утворення нової балансууючої групи.

7. Якщо замовник послуг транспортування має намір вийти з балансууючої групи, він не пізніше ніж до 25 числа газового місяця подає оператору газотранспортної системи через інформаційну платформу повідомлення про вихід з балансууючої групи.

Вихід з балансууючої групи хоча б одного учасника є підставою для розпуску балансууючої групи та скасування її реєстрації оператором газотранспортної системи на інформаційній платформі. У такому випадку сторона, відповідальна за добовий небаланс групи, має виконати зобов'язання щодо сплати оператору газотранспортної системи плати за добовий небаланс усіх учасників балансууючої групи.

8. Балансууюча група розпускається по закінченню строку, на який вона утворювалася.

Оператор газотранспортної системи має право скасувати реєстрацію балансууючої групи на інформаційній платформі у разі невиконання стороною, відповідальною за добовий небаланс

групи, зобов'язань щодо сплати оператору газотранспортної системи плати за добовий небаланс усіх учасників балансуючої групи.

Балансуюча група розпускається в першу добу наступного газового місяця.

Днем розпуску балансуючої групи є день скасування оператором газотранспортної системи її реєстрації на інформаційній платформі.

9. Сторона, відповідальна за добовий небаланс групи, надає оператору газотранспортної системи фінансове забезпечення за всіх учасників балансуючої групи.

Оператор газотранспортної системи здійснює перевірку достатності поданого стороною, відповідальною за добовий небаланс групи, фінансового забезпечення виключно в порядку, визначеному пунктом 1 глави 2 розділу VIII цього Кодексу.

Учасник балансуючої групи, який не є стороною, відповідальною за добовий небаланс групи, звільняється від зобов'язання надавати оператору газотранспортної системи фінансове забезпечення до того моменту, поки він є учасником балансуючої групи. Такий учасник балансуючої групи може діяти виключно в межах розміру достатнього фінансового забезпечення сторони, відповідальної за добовий небаланс групи.

У разі недостатності фінансового забезпечення сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, вважається, що у всіх учасників балансуючої групи відсутнє фінансове забезпечення, а оператором газотранспортної системи до всіх учасників балансуючої групи застосовуються заходи в частині зупинення надання послуг транспортування, передбачені цим Кодексом, які є наслідком недостатності фінансового забезпечення.

10. Оператор газотранспортної системи до 12 числа газового місяця, наступного за розрахунковим, надає замовникам послуг транспортування, які є учасниками балансуючої групи, в електронному вигляді через інформаційну платформу інформацію про обсяги добових небалансів кожного учасника балансуючої групи в розрахунковому газовому місяці, обсяги добових небалансів балансуючої групи в розрахунковому газовому місяці, плату за добовий небаланс балансуючої групи в розрахунковому газовому місяці.

11. Надання учасникам балансуючої групи інформації про їх остаточні щодобові подачі та відбори, обсяги добових небалансів протягом розрахункового газового місяця здійснюється в порядку, визначеному главою 6 цього розділу. Інформація про обсяги добових небалансів балансуючої групи доводиться оператором газотранспортної системи до відома замовників послуг транспортування, які є учасниками балансуючої групи, у тому самому порядку, як і для добових небалансів замовників послуг транспортування, визначеному главою 6 цього розділу.

12. Розрахунок обсягу добового небалансу здійснюється оператором газотранспортної системи відповідно до глави 6 цього розділу для кожного учасника балансуючої групи окремо та для балансуючої групи в цілому.

Загальний обсяг добового небалансу балансуючої групи є різницею між сумою обсягів добового позитивного небалансу учасників балансуючої групи та сумою обсягів добового негативного небалансу учасників балансуючої групи.

13. Для розрахунку плати за добовий небаланс балансуючої групи оператор газотранспортної системи множить загальний обсяг добового небалансу балансуючої групи на ціну, що застосовується відповідно до глави 6 цього розділу.

14. У випадку якщо для балансуючої групи в цілому загальна вартість добових негативних небалансів протягом розрахункового газового місяця перевищує загальну вартість добових позитивних небалансів протягом розрахункового газового місяця, оператор газотранспортної системи до 14 числа газового місяця, наступного за розрахунковим, через інформаційну платформу або на адресу електронної пошти сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, зазначену в договорі транспортування, надсилає стороні, відповідальній за добовий небаланс групи, рахунок на оплату за добовий небаланс групи та односторонній акт передачі газу оператором газотранспортної системи на користь сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, в електронному вигляді з використанням електронного цифрового підпису уповноваженої особи.

Оператор газотранспортної системи додатково надсилає вказані документи в паперовому вигляді на поштову адресу сторони, відповідальної за добовий небаланс групи.

Сторона, відповідальна за добовий небаланс групи, зобов'язана оплатити рахунок на оплату за добовий небаланс у строк до 20 числа місяця, наступного за розрахунковим.

Невиконання стороною, відповідальною за добовий небаланс групи, зобов'язань щодо сплати оператору газотранспортної системи плати за добовий небаланс усіх учасників балансуєної групи не позбавляє оператора газотранспортної системи права стягнути грошові кошти з будь-якого учасника балансуєної групи, виходячи з умов про солідарну відповідальність учасників балансуєної групи перед оператором газотранспортної системи.

15. У випадку якщо для балансуєної групи в цілому загальна вартість добових позитивних небалансів протягом розрахункового газового місяця перевищує загальну вартість добових негативних небалансів протягом розрахункового газового місяця, оператор газотранспортної системи до 14 числа газового місяця, наступного за розрахунковим, через інформаційну платформу або на адресу електронної пошти сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, зазначену в договорі транспортування, надсилає стороні, відповідальній за добовий небаланс групи, повідомлення про розмір грошових коштів, які підлягають виплаті стороні, відповідальній за добовий небаланс групи, та односторонній акт приймання газу оператором газотранспортної системи від сторони, відповідальної за добовий небаланс, в електронному вигляді з використанням електронного цифрового підпису уповноваженої особи. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний здійснити оплату рахунка на оплату за добовий небаланс у строк до 20 числа місяця, наступного за розрахунковим.

Оператор газотранспортної системи додатково надсилає вказані документи в паперовому вигляді на поштову адресу сторони, відповідальної за добовий небаланс групи.

Виплата грошових коштів оператором газотранспортної системи на рахунок сторони, відповідальної за добовий небаланс групи, здійснюється у строк до 20 числа місяця, наступного за розрахунковим.

16. Розрахунок плати за нейтральність балансування здійснюється оператором газотранспортної системи відповідно до положень глави 8 цього розділу окремо для кожного учасника балансуєної групи.

{Розділ XIV доповнено новою главою 7 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 558 від 12.04.2019}

8. Нейтральність балансування

1. Оператор газотранспортної системи не повинен отримувати фінансову вигоду або зазнавати фінансових втрат внаслідок сплати та отримання плати за добовий небаланс, витрат за вчинення балансуєючих дій, пов'язаних зі своєю діяльністю з балансування.

2. З метою забезпечення принципів нейтральності балансування, які визначені у пункті 1 цієї глави, оператор газотранспортної системи щоквартально здійснює оплату замовнику послуг транспортування природного газу або щоквартально стягує кошти із замовника послуг транспортування природного газу у порядку, визначеному цією главою.

{Пункт 2 глави 8 розділу XIV із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 558 від 12.04.2019}

3. Загальний розмір коштів, які підлягають оплаті оператором газотранспортної системи замовникам або оплаті замовниками оператору газотранспортної системи, визначається як різниця між коштами, які були отримані оператором газотранспортної системи або підлягають оплаті оператору газотранспортної системи (у тому числі у випадках розгляду спору у суді), та коштами, які були оплачені оператором газотранспортної системи або підлягають виплаті внаслідок здійснення оператором газотранспортної системи балансуєючих дій протягом газового року. При цьому враховуються інші витрати та доходи оператора газотранспортної системи у порядку, встановленому цією главою.

4. Оператор газотранспортної системи при розрахунку нейтральної плати враховує:

будь-які витрати та доходи, що виникли в результаті плати за добовий небаланс;

будь-які витрати та доходи від діяльності, пов'язаної з вчиненням балансуючих дій (за винятком тих витрат, стосовно яких Регулятор повідомив про необґрунтованість їх понесення), а саме витрати, пов'язані з операціями купівлі-продажу короткострокових стандартизованих продуктів для цілей балансуючих дій, а також витрати, пов'язані з виконанням договору про надання послуг балансування;

інші операційні витрати та доходи - відсотки банку на суми отриманого від замовників транспортних послуг фінансового забезпечення у формі грошових коштів.

5. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний до 14 числа місяця, наступного за звітним, публікувати на своєму веб-сайті інформацію за попередній місяць про витрати та доходи, пов'язані із балансуванням, інформувати через інформаційну платформу замовників транспортних послуг про попередню плату за нейтральність балансування.

6. Нейтральність балансування забезпечується шляхом застосування виключно до замовників послуг транспортування природного газу плати за нейтральність балансування, яка стягується з замовників послуг транспортування природного газу або виплачується їм пропорційно обсягам транспортування цього замовника протягом звітного кварталу.

Плата за нейтральність балансування (НП) розраховується окремо для кожного замовника послуг транспортування природного газу за формулою

$$\text{НП} = \text{СПН} \times \text{ОВГ},$$

де СПН - ставка плати за нейтральність балансування за звітний квартал, грн/тис. м³;

ОВГ - обсяг транспортування природного газу замовника протягом звітного кварталу, тис. м³.

7. Ставка плати за нейтральність балансування (СПН) визначається за формулою

$$\text{СПН} = \frac{\text{ВТ} - \text{ДХ}}{\text{СОТ}},$$

де ВТ - витрати оператора газотранспортної системи згідно з пунктом 4 цієї глави за звітний квартал;

ДХ - доходи оператора газотранспортної системи згідно з пунктом 4 цієї глави за звітний квартал;

СОТ - сумарні обсяги транспортування замовників протягом звітного кварталу, тис. м³.

Ставка плати за нейтральність балансування може бути:

позитивного значення (більше нуля) - у такому випадку плата за нейтральність балансування стягується з замовника послуг транспортування природного газу на користь оператора газотранспортної системи;

від'ємного значення (менше нуля) - у такому випадку плата за нейтральність балансування оплачується замовнику послуг транспортування природного газу.

8. Оператор газотранспортної системи щоквартально до 12 числа місяця, наступного за звітним кварталом, здійснює публікацію розрахунку та величини ставки плати за нейтральність балансування, яка сформувалась за минулий квартал.

У випадку якщо ставка нейтральної плати більше нуля, оператор газотранспортної системи до 14 числа місяця, наступного за звітним кварталом, надає замовникам послуг транспортування природного газу рахунок на оплату плати за нейтральність балансування за минулий квартал, у якому надається розрахунок такої плати. Замовник послуг транспортування природного газу зобов'язаний до 20 числа місяця, наступного за звітним кварталом, здійснити оплату нейтральної плати.

У випадку якщо ставка плати за нейтральність балансування менше нуля, оператор газотранспортної системи до 20 числа місяця, наступного за звітним кварталом, здійснює оплату грошових коштів на рахунок замовника послуг транспортування природного газу у розмірі плати за нейтральність балансування, про що повідомляє замовника послуг через інформаційну платформу.

9. Розрахунок плати за нейтральність балансування здійснюється з 01 січня 2020 року.

{Главу 8 розділу XIV доповнено новим пунктом згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 558 від 12.04.2019}

{Глава розділу XIV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

XV. Правила регулювання перевантажень

1. Загальні умови

1. Оператор газотранспортної системи вживає всіх необхідних заходів для забезпечення надання максимального обсягу потужності в точках входу/виходу для потреб замовників послуг транспортування.

2. Замовник послуг транспортування, якому була розподілена потужність на річний, квартальний та/або місячний періоди, має право передати право користування обсягом договірної потужності іншому замовнику послуг транспортування в порядку, визначеному у главі 9 розділу IX цього Кодексу.

{Глава 1 розділу XV в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

{Главу 2 розділу XV виключено на підставі Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

2. Управління фізичними перевантаженнями газотранспортної системи

1. Фізичні перевантаження можуть виникнути в газотранспортній системі у зв'язку з:

обмеженою потужністю газотранспортної системи або технологічних об'єктів газотранспортної системи;

обмеженою можливістю зберігання оператором газотранспортної системи природного газу в газотранспортній системі, а також в газосховищах;

технологічними обмеженнями потужності відбору та закачування природного газу з/в газосховища (газосховищ), якими користується оператор газотранспортної системи;

необхідністю утримувати мінімальні тиски у точках виходу з газотранспортної системи;

необхідністю утримувати стабільні параметри якості природного газу в газотранспортній системі;

проведенням робіт у газотранспортній системі або в суміжних системах;

виникненням аварії або надзвичайної ситуації;

діями або бездіяльністю замовника послуг транспортування, їх постачальників або споживачів, які не відповідають положенням Кодексу або договору транспортування;

незбалансованістю величин поставок і відборів природного газу;

необхідністю дотримання ефективних режимів транспортування газу.

2. Дії оператора газотранспортної системи, які дозволяють уникнути можливості виникнення перевантажень:

на етапі розгляду заяв про розподіл потужності оператор газотранспортної системи аналізує можливості виконання нових договорів таким чином, щоб вони не спричинили зниження рівня безпеки транспортування, а також обсягу природного газу, який подається до вже існуючих замовників послуг транспортування;

у разі якщо існують технічні можливості надання газотранспортних послуг оператор газотранспортної системи надає вільну гарантовану потужність згідно з положеннями Кодексу;

у разі відсутності можливості надання послуг транспортування природного газу на безперервних засадах оператор газотранспортної системи визначає та пропонує транспортні послуги на переривистих засадах;

на вимогу заінтересованого суб'єкта підготовлює інформацію про необхідний обсяг дій щодо реконструкції газотранспортної системи з метою збільшення її потужності, за підготовку якої оператор газотранспортної системи стягує плату відповідно до витрат на їх підготовку;

з метою запобігання виникненню перевантажень оператор газотранспортної системи співпрацює з операторами суміжних систем;

планує та виконує модернізацію газотранспортної системи;

укладає договори транспортування природного газу, які включають положення, що стосуються процедури врегулювання перевантаженнями у разі невикористання розподіленої потужності;

експлуатує газотранспортну систему, а також управляє в спосіб, що зменшує ймовірність виникнення перевантажень;

планує роботи в газотранспортній системі таким чином, щоб не створювати обмежень, а якщо встановлення обмежень у зв'язку з роботами, що провадяться, є необхідним, докладає усіх зусиль, щоб наслідки були мінімальними;

розробляє і впроваджує план локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій;

стягує із замовника послуг транспортування додаткову оплату за перевищення потужності відповідно до договору транспортування.

3. Якщо після використання заходів, визначених у цьому розділі, оператор газотранспортної системи не має змоги збалансувати обсяги надходжень і відбору природного газу, він може обмежити замовника послуг транспортування, який спричинить ситуацію недобору або надлишку природного газу в газотранспортній системі, у такому:

1) прийнятті природного газу для транспортування в точках входу (у ситуації надлишку природного газу в газотранспортній системі);

2) одержанні природного газу з газотранспортної системи у точках виходу (у ситуації недобору (зменшення) природного газу в газотранспортній системі).

4. Оператор газотранспортної системи, запроваджуючи обмеження, передає замовнику послуг транспортування інформацію про термін початку обмежень, очікуваний час їх тривалості, а також про максимальні обсяги для транспортування або відбору природного газу за годину та за добу в/з газотранспортної системи в цій точці.

5. Запроваджені оператором газотранспортної системи обмеження виконуються замовником послуг транспортування на підставі інформації, переданої оператором газотранспортної системи, шляхом обмеження надходжень або відбору природного газу до/з газотранспортної системи.

6. Витрати, пов'язані з обмеженням (припиненням) обсягу природного газу, що транспортується, а також відновленням транспортування договірних обсягів природного газу, несе замовник послуг транспортування.

7. Період обмеження, запроваджений до замовника послуг транспортування, не впливає на одержану оператором газотранспортної системи плату за транспортні послуги.

XVI. Правила обміну інформацією, пов'язаною з виконанням угод, балансуванням та управлінням перевантаженнями

1. Загальні умови

1. Система обміну інформацією (COI) служить для обміну відомостями, пов'язаними з наданням газотранспортних послуг, між оператором газотранспортної системи та замовниками послуг транспортування.

2. Електронний обмін інформацією, пов'язаною з виконанням угод про взаємодію, технічних угод та договорів транспортування, повинен бути заснований на стандарті електронного обміну документів (EDI) у версії, розробленій для газової промисловості під назвою «EDIG@S» (описаний в документі Edig@s Message Implementation Guidelines, доступ до якого надається на сторінці <http://www.edigas.org>). У якості проміжного рішення для обміну даними можуть бути використані формати xls, xlsx. Також сторони можуть узгодити такі протоколи комунікацій: e-mail, або FTP, або AS4, або REST/SOAP webservice. Протокол AS4 може бути застосований для комунікації у разі наявності технічних можливостей в обох сторін для обміну інформацією у загальноєвропейському стандарті Edig@s.

{Пункт 2 глави 1 розділу XVI в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017; із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 558 від 12.04.2019}

3. Детальні вимоги до формату файлів зазначаються на веб-сайті оператора газотранспортної системи. Відповідальною за форму та інформаційний зміст документів є сторона, яка формує та/або надсилає документ.

4. Обмін файлами відбувається з використанням електронної пошти або Інтернету.

5. Оператор газотранспортної системи, оператор газорозподільної системи, оператор газосховища, оператор установки LNG, а також замовник послуг транспортування забезпечують збереження та цілісність файлів, які пересилаються.

2. Відомості, які розміщуються та надсилаються оператором газотранспортної системи

1. Оператор газотранспортної системи розміщує на веб-сайті відомості, визначені положеннями [Закону України](#) "Про ринок природного газу", зокрема:

перелік послуг, що надаються таким оператором, інформацію про тарифи та інші умови надання таких послуг, включаючи технічні умови для отримання доступу та приєднання до газотранспортної системи;

методологію визначення тарифів на послуги з транспортування природного газу для точок входу і точок виходу та методологію визначення плати за приєднання до газотранспортної системи;

кількісні показники обсягів технічної потужності, потужності, право користування якою було надано замовникам згідно з чинними договорами транспортування, та вільної потужності газотранспортної системи у розрізі точок входу та точок виходу;

дані про плановані та фактичні обсяги природного газу, що переміщуються газотранспортною системою, в обсязі, що знаходиться у розпорядженні такого оператора.

2. Оператор газотранспортної системи розміщує на веб-сайті схему газотранспортної системи разом з переліком точок входу і виходу.

3. Оператор газотранспортної системи повідомляє замовників послуг транспортування про всі події, які можуть мати вплив на надання послуг транспортування природного газу, а також на роботу суміжних систем, у тому числі про зміни термінів робіт, а також про терміни незапланованих раніше робіт, шляхом розміщення інформації на своєму веб-сайті та за допомогою системи обміну інформацією COI.

4. Оператор газотранспортної системи надає відомості, які стосуються номінацій та реномінацій, одержаних від замовників послуг транспортування, з метою підтвердження можливості їх виконання в системі відповідно до положень цього Кодексу.

5. Оператор газотранспортної системи надсилає замовнику послуг транспортування електронною поштою до 15.00 години UTC (17:00 за київським часом) для зимового періоду та до 14:00 години UTC (17:00 за київським часом) для літнього періоду наступної газової доби такі розрахункові дані, які стосуються газової доби транспортування:

1) відомості про різницю між добовими обсягами природного газу в підтверджених номінаціях та обсягами природного газу, завантаженого та одержаного в окремих точках входу і виходу;

2) розрахунковий добовий небаланс.

Рівень відомостей, що направляються, буде відповідати рівню відомостей, якими володіє оператор газотранспортної системи.

6. Оператор газотранспортної системи надсилає замовнику послуг транспортування електронною поштою до 10 числа наступного місяця такі дані:

добові обсяги завантаженого та одержаного природного газу в окремих точках входу і виходу;

сукупні обсяги природного газу, які містяться в підтверджених номінаціях для точок входу і виходу, протягом газового місяця;

сукупні обсяги природного газу, завантаженого та одержаного у точках входу і виходу, протягом газового місяця;

місячний небаланс.

7. Оператор газотранспортної системи надсилає оператору газорозподільної системи, прямому споживачу в строк до 08:00 години UTC (10:00 за київським часом) для зимового періоду та до 07:00 години UTC (10:00 за київським часом) для літнього періоду наступної газової доби інформацію про щоденні обсяги природного газу, виміряні для точок виходу.

{Пункт 7 глави 2 розділу XVI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

8. Оператор газотранспортної системи надсилає оператору газосховищ повідомлення про оплату замовником послуг транспортування плати за зміну умов (обмежень) потужності з обмеженнями протягом одного дня з дати зарахування такої повної оплати на рахунок оператора газотранспортної системи.

{Главу 2 розділу XVI доповнено новим пунктом 8 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 580 від 22.04.2019}

8. Відомості передаються у форматах, визначених оператором газотранспортної системи.

3. Відомості, які передають оператору газотранспортної системи оператори суміжних систем, газовидобувні підприємства, прямі споживачі, замовники послуг транспортування

1. Оператор газорозподільної системи передає оператору газотранспортної системи: відомості про результати технічної перевірки відповідності номінації та реномінації;

відомості про обсяги природного газу, призначені для окремих замовників послуг транспортування;

інформацію про виникнення перебоїв у системі оператора газорозподільної системи, які можуть вплинути на умови відбору природного газу в точках виходу з газотранспортної системи, із зазначенням причин виникнення перебоїв, очікуваного часу їх тривалості, зменшення потужності в точках приєднання до системи оператора газотранспортної системи, значення параметрів, які не виконують договірних умов, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

ЕІС-коди, що були присвоєні споживачам, підключеним до газорозподільної системи відповідного оператора, та відповідні ЕІС-коди їхніх точок комерційного обліку (за необхідності).

Такі дані надсилаються оператору газотранспортної системи в електронній формі у вигляді файлів у форматі та за формою і інформаційним змістом документів, визначеним оператором газотранспортної системи.

Оператор газорозподільної системи повідомляє диспетчерські служби оператора газотранспортної системи про аварії в газорозподільній системі, які мають або можуть мати вплив на функціонування газотранспортної системи, протягом однієї години від їх виникнення.

2. Оператор газосховища передає оператору газотранспортної системи:

відомості, які стосуються відповідності номінації або реномінації на точках входу/виходу, пов'язаних з газосховищами;

відомості про обсяги природного газу, призначені для окремих замовників послуг транспортування, відповідно до положень цього Кодексу;

дані, які стосуються обсягу природного газу, одержаного та завантаженого за попередню добу, а також стан діючої місткості газосховищ за попередню газову добу до 10:00 години кожної доби;

відомості про виникнення перебоїв у роботі газосховищ, які можуть вплинути на умови співпраці цих установок з газотранспортною системою, що містять інформацію про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, зменшення потужності в точках приєднання до системи оператора газотранспортної системи, значення параметрів, що не відповідають договірним умовам, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

відомості про заплановані роботи в газосховищах, які можуть вплинути на умови співпраці газосховищ з газотранспортною системою, з метою погодження з оператором газотранспортної системи можливого терміну та часу тривалості робіт.

3. Оператор установки LNG передає оператору газотранспортної системи:

відомості, які стосуються результатів проведеної перевірки відповідності номінації або реномінації на точках входу від оператора установки LNG;

відомості про виникнення перебоїв у роботі газових мереж оператора установки LNG, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, що містять інформацію про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, зменшення потужності в точках приєднання газотранспортної системи, значення параметрів, що не відповідають договірним умовам, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

відомості про заплановані роботи в газових мережах оператора установки LNG, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, з метою погодження з оператором газотранспортної системи можливого терміну та часу тривалості робіт.

4. Газовидобувне підприємство передає оператору газотранспортної системи:

відомості, які стосуються результатів проведеної перевірки відповідності номінації або реномінації на точках входу від газовидобувного підприємства (ця норма застосовується виключно для суміжного газовидобувного підприємства);

{Абзац другий пункту 4 глави 3 розділу XVI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

відомості про виникнення перебоїв у роботі газових мереж газовидобувного підприємства, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, що містять інформацію про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, зменшення потужності в точках підключення газотранспортної системи, значення параметрів, що не відповідають договірним умовам, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

{Абзац третій пункту 4 глави 3 розділу XVI із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 615 від 28.04.2017}

відомості про заплановані роботи в газових мережах газовидобувного підприємства, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, з метою погодження з оператором газотранспортної системи можливого терміну та часу тривалості робіт.

5. Прямий споживач передає оператору газотранспортної системи відомості:

що стосуються результатів проведеної перевірки відповідності номінації або реномінації на точках виходу до прямого споживача;

про обсяги природного газу, призначені для окремих замовників послуг транспортування, відповідно до положень цього Кодексу;

про виникнення перебоїв у роботі газових мереж прямого споживача, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, що містять інформацію про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, зменшення потужності в точках приєднання газотранспортної системи, значення параметрів, що не відповідають договірним умовам, підтвердження змінених номінацій, які виникають через появу перебоїв;

про заплановані роботи в газових мережах прямого споживача, які можуть вплинути на умови співпраці з газотранспортною системою, з метою погодження з оператором газотранспортної системи можливого терміну та часу тривалості робіт.

6. Замовник послуг транспортування передає оператору газотранспортної системи:

інформацію про планові (замовлені) обсяги транспортування природного газу відповідно до положень глави 2 розділу VIII цього Кодексу;

номінації та реномінації обсягів транспортування природного газу відповідно до положень цього Кодексу;

відомості щодо перебоїв на стороні споживача та/або постачальників замовника послуг транспортування, які можуть вплинути на умови роботи газотранспортної системи, у тому числі про причину виникнення перебоїв, очікуваний час їх тривалості, значення параметрів, які не відповідають договірним умовам, надання відповідних реномінацій на обсяги, які змінюються через появу перебоїв;

для точок входу та точок виходу до/з газотранспортної системи у підключеннях до газотранспортних систем сусідніх країн (міждержавних з'єднань) щочетверга не пізніше 10:00 години ранку прогноз стосовно щоденних обсягів природного газу, що буде подано для транспортування кожної газової доби наступного тижня, строком з понеділка по неділю.

XVII. Правила поведінки на випадок виникнення збоїв у роботі газотранспортної системи та порушення безпеки постачання природного газу

1. Загальні умови

1. У разі виникнення аварії або надзвичайної ситуації, яка викликає загрозу безпеці функціонування газотранспортної системи, оператор газотранспортної системи негайно вживає заходів, які мають на меті усунення аварійної ситуації, а також поновлення належної роботи

газотransпортної системи відповідно до Національного плану дій, Плану локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій (далі - ПЛАС), розробленого відповідно до вимог [Закону України](#) "Про об'єкти підвищеної небезпеки", [Кодексу цивільного захисту України](#) та чинного законодавства.

2. У разі виникнення кризової ситуації або якщо існує загроза безпеці населення, небезпека руйнування газотransпортної системи, газосховища чи загроза цілісності газотransпортної системи оператор газотransпортної системи вживає заходів, передбачених у правилах про безпеку постачання природного газу та Національному плані дій.

3. Оператор газотransпортної системи негайно має повідомити замовників послуг транспортування, прямих споживачів, операторів газорозподільних систем, оператора LNG про виникнення аварії, надзвичайної ситуації або кризової ситуації, яка може впливати на роботу їх пристроїв, установок або мереж, зокрема про очікуваний час тривалості та період обмежень у транспортуванні природного газу.

4. У разі виникнення аварії або надзвичайної ситуації оператор газотransпортної системи має право не приймати у точках входу для транспортування природний газ або не транспортувати природний газ у точки виходу, якщо це може спричинити загрозу безпеці функціонування газотransпортної системи, здоров'ю або життю людей, природному середовищу або шкоду майну.

5. У разі виникнення аварії або надзвичайної ситуації в газовій мережі прямого споживача, газовидобувного підприємства, оператора газорозподільної системи, оператора газосховища, оператора LNG, яка може спричинити обмеження в доставці або одержанні природного газу, сторона договору транспортування природного газу, яка перша отримає таку інформацію, зобов'язана негайно повідомити іншу сторону про цей факт. Замовник послуг транспортування зобов'язаний негайно повідомити оператора газотransпортної системи про очікуваний час тривалості та обсяг обмежень.

6. В аварійній або кризовій ситуації замовник послуг транспортування зобов'язаний співпрацювати з оператором газотransпортної системи.

7. Реагування на надзвичайні ситуації та ліквідація їх наслідків здійснюються оператором газотransпортної системи відповідно до вимог [розділу VI](#) Кодексу цивільного захисту України.

XVIII. Параметри технічної та вільної потужності в газотransпортній системі та їх публічність

1. Порядок розрахунку величини технічної та вільної потужності в газотransпортній системі

1. Величина технічної (пропускної) потужності в певній точці виходу/входу газотransпортної системи визначається як максимально можливе перетікання об'єму природного газу за стандартних умов у цій точці з урахуванням одночасності роботи газоспоживаючого обладнання, цілісності системи та вимог щодо її експлуатації. Величина технічної потужності відображає максимальний обсяг потужності в певній точці виходу/входу газотransпортної системи, право користування якою оператор газотransпортної системи може надати замовникам послуг транспортування та/або іншим суб'єктам ринку природного газу, об'єкти яких підключені до газотransпортної системи, з гарантією реалізації такого права.

2. Визначення технічної (пропускної) потужності газотransпортної системи в певній точці виходу/входу здійснюється на підставі чинної проектної документації шляхом гідравлічного розрахунку газопроводу, що виконується, у порядку, визначеному "Общесоюзными нормами технологического проектирования. Магистральные трубопроводы" (ОНТП 51-1-85), затвердженими наказом Міністерства газової промисловості СРСР від 29 жовтня 1985 року № 255.

3. Величина вільної потужності для забезпечення нових приєднань (резервної потужності) у певній точці виходу/входу газотransпортної системи визначається як різниця між технічною потужністю в цій точці виходу/входу та величиною потужності, яка замовлена по цій точці технічними умовами та договорами на приєднання. Величина вільної потужності для

забезпечення нових приєднань (резервної потужності) є частиною технічної потужності, право користування якою ще не закріплено технічними умовами і договорами на приєднання.

4. Величина вільної потужності для забезпечення транспортування природного газу, належного замовнику послуги транспортування через певну точку входу/виходу газотранспортної системи, визначається як різниця між технічною (пропускною) потужністю в цій точці входу/виходу та законтракованими об'ємами (обсягами) природного газу всіма замовниками послуги транспортування. Величина вільної потужності для забезпечення транспортування природного газу газотранспортної системи є частиною технічної потужності, право користування якою ще не закріплено технічними умовами і договорами транспортування природного газу та не використовується в повному обсязі замовниками послуг транспортування.

2. Порядок опублікування параметрів потужності в газотранспортній системі

1. Оператори газотранспортної системи зобов'язані на власному веб-сайті в мережі Інтернет оприлюднювати інформацію про величини технічної та вільної потужності, у тому числі вільної потужності для забезпечення нових приєднань (величини резервної потужності).

2. Інформація має містити величини технічної та вільної (резервної) потужності в розрізі календарних місяців, включаючи дані попередніх трьох років, та на регулярній основі оновлюватися щомісяця. Дані щодо газорозподільної станції мають містити диспетчерську назву газорозподільної станції з прив'язкою до населеного пункту.

3. Зазначена інформація не є вихідними даними для проектування газових мереж, а також для проведення взаєморозрахунків та може використовуватися виключно для попереднього оцінювання перспектив та ризиків.

4. Замовники приєднання та замовники послуги транспортування чи інші суб'єкти ринку природного газу, об'єкти яких підключені до газотранспортної системи, мають право звернутися до оператора газотранспортної системи з метою роз'яснення інформації, розміщеної на веб-сайті оператора газотранспортної системи.

5. За зверненням вищезазначених замовників чи суб'єктів ринку природного газу оператор газотранспортної системи зобов'язаний протягом 5 (п'яти) робочих днів надати інформацію щодо величин технічної та/або вільної потужності в певній фізичній точці входу/виходу газотранспортної системи, визначеній замовником (суб'єктом ринку природного газу). При цьому інформація щодо величин потужності на газорозподільній станції надається на безоплатній основі, інформація щодо величин потужності в іншій фізичній точці виходу/входу газотранспортної системи надається протягом зазначеного терміну після сплати послуги оператора газотранспортної системи з гідравлічного розрахунку в зазначеній фізичній точці входу/виходу.

XIX. Порядок проведення аукціонів розподілу потужності на міждержавних з'єднаннях

1. Загальні умови

1. Процедура розподілу потужностей в рамках аукціону застосовується у випадках, передбачених пунктом 9 глави 5 розділу IX цього Кодексу.

У випадку відсутності вільної потужності у фізичних точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях аукціони не проводяться.

2. Аукціон розподілу потужності проводиться на визначених оператором газотранспортної системи аукціонних платформах, про що оператор газотранспортної системи повідомляє на власному веб-сайті.

Організація проведення аукціонів на аукціонній платформі здійснюється в рамках договірних відносин між оператором газотранспортної системи і адміністратором аукціонної платформи.

Оператор газотранспортної системи на власному веб-сайті публікує інструкції з роботи аукціонних платформ українською та англійською мовами.

3. Право на участь в аукціоні має будь-який замовник послуг транспортування, який дотримується вимог цього розділу та не має простроченої заборгованості перед оператором газотранспортної системи за раніше надані послуги.

4. Для отримання статусу учасника аукціону замовник послуг транспортування зобов'язаний:

1) здійснити безкоштовну реєстрацію на аукціонній платформі відповідно до інструкції роботи аукціонної платформи;

2) надати оператору газотранспортної системи аукціонний внесок або аукціонне зобов'язання не пізніше ніж за один робочий день до початку аукціону розподілу потужності.

Надання банківської гарантії, виданої банком, щодо якого Національний банк України прийняв рішення про віднесення до категорії проблемного або неплатоспроможного, не є належним аукціонним зобов'язанням.

Строк дії аукціонного зобов'язання повинен закінчуватись не раніше ніж через 7 робочих днів після закінчення аукціону.

Учасник аукціону самостійно визначає необхідний розмір аукціонного внеску або аукціонного зобов'язання.

Якщо під час проведення аукціону добуток ставки (заявленого обсягу потужності під час аукціону) на період користування цією потужністю та аукціонної надбавки у відповідному раунді перевищує розмір аукціонного внеску або аукціонного зобов'язання учасника аукціону, оператор газотранспортної системи або адміністратор платформи повідомляє про це учасника аукціону та у разі невжиття учасником аукціону заходів із зменшення ставки (заявленого обсягу потужності під час аукціону) відмовляє в прийнятті ставки.

5. Учасникам аукціону пропонується доступ до потужності у фізичних точках входу або виходу на міждержавних з'єднаннях.

У випадку, якщо між операторами газотранспортних систем України та сусідньої держави укладено угоду, в якій передбачено надання одночасного доступу до міждержавних з'єднань цих операторів, учасникам аукціону пропонується потужності на вході в газотранспортну систему оператора газотранспортної системи, об'єднані з потужністю на виході від оператора суміжної газотранспортної системи, або потужності на виході з газотранспортної системи оператора газотранспортної системи, об'єднані з потужністю на вході від оператора суміжної газотранспортної системи.

6. Обсяг вільної потужності, яка реалізується за допомогою аукціону, визначається оператором газотранспортної системи відповідно до положень цього розділу.

Повідомлення про проведення аукціону, обсяг вільної потужності, яка реалізується за допомогою аукціону, та розміри великого і малого цінових кроків публікуються на веб-сайті оператора газотранспортної системи в мережі Інтернет та на веб-сайті аукціонної платформи в мережі Інтернет до 17 лютого для річної потужності, до 10 травня для квартальної потужності на наступний рік, за 5 днів до проведення аукціону для місячної і квартальної потужності на поточний рік.

7. Оператор газотранспортної системи забезпечує:

інформаційну підтримку всім учасникам аукціону щодо роботи з аукціонною платформою;

складання та оприлюднення графіків проведення аукціонів відповідно до вимог цього кодексу;

визначення розмірів малого і великого цінових кроків;

конфіденційність інформації про учасників аукціону та їх аукціонні внески або аукціонні зобов'язання;

здійснення розподілу потужності за результатами аукціону.

8. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний забезпечити відповідність проведення аукціонів положенням цього розділу.

9. Аукціони відбуваються з 08:00 UTC (10:00 за київським часом) до 17:00 UTC (19:00 за київським часом) для зимового часу або з 07:00 UTC (10:00 за київським часом) до 16:00 UTC (19:00 за київським часом) для літнього часу.

10. Алгоритм проведення аукціону визначений главою 3 цього розділу.

11. Учасники аукціону мають право брати участь у одному або декількох аукціонах по кожній фізичній точці, по яких проводяться аукціони розподілу потужності.

12. Узагальнені результати аукціону публікуються оператором газотранспортної системи не пізніше наступного робочого дня після закриття аукціону на своєму веб-сайті.

13. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний в строк до 3 робочих днів після оголошення результатів аукціону на веб-сайті оператора газотранспортної системи повернути в повному обсязі аукціонний внесок учаснику аукціону, якому за результатами аукціону не були розподілені потужності.

14. Доступ до потужностей, розподілених у рамках аукціону, отримують учасники аукціону виключно за результатами проведеного аукціону, передбаченого цим розділом, та відповідно до процедури розподілу потужностей, визначених у розділі IX цього Кодексу.

15. Учасник аукціону, який за результатами аукціону отримав доступ до розподілу потужності, зобов'язаний у строк до 2 робочих днів після оголошення результатів аукціону здійснити оплату аукціонної премії грошовими коштами.

Розмір аукціонної премії визначається як добуток обсягу потужності (до якої за результатами аукціону надано доступ) на період користування цією потужністю та аукціонної надбавки.

Оплата аукціонної премії може здійснюватись учасником аукціону за рахунок аукціонного внеску, який було надано оператору газотранспортної системи перед початком аукціону.

У випадку порушення строків оплати аукціонної премії її розмір стягується в односторонньому порядку оператором газотранспортної системи за рахунок аукціонного внеску або аукціонного зобов'язання.

Після здійснення оплати аукціонної премії оператор газотранспортної системи в строк до 2 робочих днів повертає учаснику аукціону, який за результатами аукціону отримав доступ до розподілу потужності, залишок його аукціонного внеску.

16. У випадку відмови учасника аукціону, який за результатами аукціону отримав доступ до розподілу потужності, від розподілу потужності аукціонна премія не повертається.

На цей обсяг потужностей може бути проведено додатковий аукціон, про що оператор газотранспортної системи повідомляє на власному веб-сайті.

17. Оператор газотранспортної системи зобов'язаний використовувати аукціонну премію виключно як джерело для компенсації витрат на оплату послуг адміністратора аукціонної платформи та/або фінансування плану розвитку газотранспортної системи.

18. Мовою проведення аукціонів, листування та діловодства є українська або англійська.

2. Визначення обсягів потужностей, які пропонуються на аукціоні

1. Обсяг вільної потужності, яка реалізується за допомогою аукціону, визначається оператором газотранспортної системи.

2. Оператор газотранспортної системи пропонує на аукціоні розподілу потужності на річні періоди вільну потужність на найближчі 15 років.

Вільна потужність, що пропонується на аукціоні розподілу потужності на річні періоди (P), дорівнює:

$$P = A - B - C + D,$$

- де A - технічна потужність фізичних точок входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;
- B - частина обсягу технічної потужності фізичних точок входу або виходу на міждержавних з'єднаннях, яка має бути доступною для квартальних періодів протягом газового року згідно з пунктом 4 глави 2 розділу IX цього Кодексу;
- C - розподілена (договірна) потужність у попередні періоди;
- D - додаткова потужність, яку було отримано за рахунок процедури, визначеної главою 2 розділу XV цього Кодексу.

3. Вільна потужність, що пропонується на аукціоні розподілу потужності на квартальні періоди (K), розраховується як:

$$K = A - C + D,$$

- де A - технічна потужність фізичних точок входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;
- C - розподілена (договірна) потужність у попередні періоди;
- D - додаткова потужність, яку було отримано за рахунок процедури, визначеної главою 2 розділу XV цього Кодексу.

4. Доступ до потужностей, які пропонуються на аукціоні на місячні періоди (M), має дорівнювати:

$$M = A - C + D,$$

- де A - технічна потужність фізичних точок входу або виходу на міждержавних з'єднаннях;
- C - розподілена (договірна) потужність у попередні періоди;
- D - додаткова потужність, яку було отримано за рахунок процедури, визначеної главою 2 розділу XV цього Кодексу.

3. Алгоритм проведення аукціону

1. Під час проведення аукціонів на річні, квартальні і місячні періоди учасники подають ставки на розподіл потужності в кожному раунді аукціону.

2. Перший раунд аукціону починається зі стартової ціни аукціону і триває протягом 3 годин. Наступні раунди тривають протягом 1 години. Перерва між раундами триває 1 годину.

3. Ставка приймається до розгляду, якщо вона надається учасником аукціону і відповідає положенням цього розділу.

4. Ставка учасника аукціону має містити:

ідентифікаційні дані учасника аукціону (дані, які присвоюються учаснику аукціону адміністратором платформи при реєстрації);

точку входу/виходу та напрямок, що стосується поданої ставки;

обсяг потужності, яку учасник аукціону хоче отримати відповідно до вимог цього розділу, але не більше ніж обсяг потужності, яка пропонується до розподілу на аукціоні.

5. Учасник аукціону зобов'язаний взяти участь в першому раунді аукціону.

6. Ставки можуть вільно подаватися, змінюватися та відкликатися під час раунду аукціону за умови, що всі заявки відповідають вимогам пунктів 7, 8 цієї глави. Після закриття відповідного раунду аукціону зміни або скасування ставок не приймаються і ставки є обов'язковими для виконання учасниками аукціону.

7. Ставка учасника аукціону на розподіл потужностей в будь-якому раунді аукціону з великим або малим ціновим кроком не повинна перевищувати ставку в попередньому раунді аукціону, крім випадків, передбачених пунктами 14, 15 цієї глави.

8. Розміри великого цінового кроку і малого цінового кроку публікуються разом з оголошенням про проведення аукціону. Малий ціновий крок має бути кратним великому ціновому кроку.

9. Якщо в першому раунді аукціону сумарний обсяг потужностей, поданих учасниками аукціону, менший або дорівнює потужностям, які пропонуються на аукціоні, аукціон закривається.

10. Якщо в першому або наступному раунді аукціону сума ставок учасників аукціону перевищує обсяги потужності, які пропонуються на аукціоні, проводиться наступний раунд аукціону з ціною, яка дорівнює сумі ціни попереднього раунду і великого цінового кроку.

11. Якщо в другому або наступному раунді аукціону сума ставок учасників аукціону дорівнює обсягам потужностей, які пропонуються на аукціоні, аукціон закривається.

12. Якщо в раунді з великим ціновим кроком сума ставок учасників аукціону менша від обсягів потужностей, які пропонуються на аукціоні, проводиться наступний раунд аукціону з переходом на малий ціновий крок. Ціна в цьому раунді визначається як сума малого цінового кроку та ціни в раунді, який передував раунду, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок. Наступні раунди аукціону з малим ціновим кроком проводяться, поки сума ставок учасників аукціону на потужності буде меншою або дорівнюватиме потужностям, які пропонуються на аукціоні, або у випадках, передбачених пунктом 16 цієї глави.

13. Якщо учасник аукціону брав участь у раунді аукціону, який передував раунду, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок, то цей учасник аукціону має право брати участь в раундах аукціону з малим ціновим кроком.

14. Обсяг потужностей, визначених у ставці учасника аукціону в першому раунді аукціону з малим ціновим кроком, повинен дорівнювати або бути меншим за обсяг, визначений в ставці в раунді, який передував раунду, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок.

15. Обсяг потужностей, визначених у ставці учасника аукціону, в будь-якому раунді аукціонів з малим ціновим кроком повинен дорівнювати або бути більшим за обсяг, визначений в ставці цього учасника аукціону, в раунді, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок.

16. Якщо в останньому раунді з малим ціновим кроком, який передуює переходу до раунду аукціону з великим ціновим кроком, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок, сумарний обсяг ставок перевищує запропоновані на аукціоні потужності, то аукціон закривається. У цьому випадку остаточними є ставка і ціна в останньому раунді аукціону з великим ціновим кроком, в якому відбувся перехід на малий ціновий крок.

17. Після кожного раунду аукціонів сума всіх ставок учасників аукціону публікується протягом години на аукціонній платформі.

18. Ціна, оголошена для останнього раунду аукціону, є ціною аукціону, крім випадків, передбачених пунктом 16 цієї глави.

19. Якщо аукціон не завершився в запланований період часу (згідно з календарем аукціону), він продовжується наступного робочого дня з початковою ціною на рівні останньої ціни аукціону та відповідного цінового кроку.

20. Якщо аукціон не завершився до початку наступного аукціону з розподілу потужностей на аналогічний період (згідно з календарем аукціону), то перший аукціон закривається, а

потужність не розподіляється. Зазначена потужність розподіляється на наступному відповідному аукціоні.

{Кодекс доповнено новим розділом XIX згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 304 від 10.03.2016}

**Заступник директора
Департаменту із регулювання
відносин у нафтогазовій сфері**

Т. Рябуха

Додаток 1
до Кодексу газотранспортної
системи
(пункт 2 глави 3 розділу IV)

Оформлюється на бланку користувача платформи (за наявності)

ПОВІДОМЛЕННЯ
на створення (видалення або коригування) облікового запису
уповноважених осіб користувача інформаційної платформи

1. Користувач інформаційної платформи:

Повне найменування згідно з установчими документами/ прізвище, ім'я, по батькові енергопостачальника	
Місцезнаходження/місце проживання та поштова адреса, тел./факс, e-mail	
ЕІС-код	
Керівник	

Мета заяви:

<input type="checkbox"/>	створення облікового запису уповноважених осіб
<input type="checkbox"/>	коригування облікового запису уповноважених осіб
<input type="checkbox"/>	видалення облікового запису уповноважених осіб

2. Уповноважені особи:

Прізвище, ім'я, по батькові	
Телефон (служб./моб./факс)	
E-mail (для обміну даними з інформаційною платформою)	

3. Цим повідомленням підтверджую, що визначені в ньому уповноважені особи, що мають право доступу до інформаційної платформи від імені користувача платформи, ознайомлені з вимогами Кодексу газотранспортної системи та інструкціями оператора газотранспортної системи щодо взаємодії з інформаційною платформою та зобов'язуються їх дотримуватися, у тому числі дотримуватись заходів безпеки щодо доступу до платформи та інтерфейсу користувача платформи сторонніми особами.

Примітки: 1. До повідомлення додаються письмові довіреності, видані користувачем інформаційної

платформи на кожну уповноважену особу, що має право доступу до інформаційної платформи від імені користувача платформи.

2. Довіреності на уповноважених осіб не можуть містити будь-яких застережень.

3. Усі поля цього повідомлення повинні бути заповнені.

(дата)

(підпис)

{Кодекс доповнено Додатком I згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

Додаток 2
до Кодексу газотранспортної
системи
(пункт 2 глави 3 розділу V)

УЗАГАЛЬНЕНИЙ ТЕХНІЧНИЙ СТАН **об'єктів газових мереж Оператора газотранспортної системи**

{Кодекс доповнено Додатком 2 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

Додаток 3
до Кодексу газотранспортної
системи
(пункт 7 глави 3 розділу V)

ПЛАН **розвитку газотранспортної системи**

{Кодекс доповнено Додатком 3 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

Додаток 4
до Кодексу газотранспортної
системи
(пункт 8 глави 3 розділу V)

ПЛАН **розвитку газотранспортної системи**

{Кодекс доповнено Додатком 4 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

Додаток 5
до Кодексу газотранспортної
системи
(пункт 9 глави 3 розділу V)

ПЛАН **розвитку газотранспортної системи**

{Кодекс доповнено Додатком 5 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}

Додаток 6
до Кодексу газотранспортної
системи
(глава 6 розділу V)

ЗВІТНА ІНФОРМАЦІЯ **щодо виконання заходів першого планованого року Плану розвитку** **газотранспортної системи**

{Кодекс доповнено Додатком 6 згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1437 від 27.12.2017}