

до Порядку контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов

МЕТОДИКА

визначення сум додатково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу

1. Положення цієї Методики застосовуються членами комісії з перевірки під час проведення планових або позапланових перевірок суб'єктів господарювання, що провадять господарську діяльність із зберігання (закачування, відбору) природного газу (далі – Оператор газосховища, ліцензіат), та при формуванні проєктів рішень НКРЕКП за результатами перевірок дотримання суб'єктами господарювання вимог законодавства та ліцензійних умов провадження господарської діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу.

2. Під час проведення перевірки перевіряється достовірність інформації, що зазначена ліцензіатом у відповідних формах звітності, а також дотримання ліцензіатом встановлених НКРЕКП структур тарифів (планованої річної тарифної виручки) на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу та виконання заходів інвестиційних програм на перший рік затвердженого десятирічного плану розвитку (далі – інвестиційна програма, ІП).

3. Звітний рік – період провадження ліцензіатом господарської діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу, який перевіряється та дорівнює календарному року.

4. Джерелами інформації під час проведення планових або позапланових перевірок є:

1) при перевірці питання щодо дотримання структури тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу:

структури тарифів, що встановлені відповідними постановами НКРЕКП;

дані форм звітності, що подаються суб'єктами господарювання, які провадять господарську діяльність із зберігання (закачування, відбору)

природного газу відповідно до форм звітності, затверджених постановами НКРЕКП;

дані установчих, фінансових, бухгалтерських (первинних) документів, статистичної, фінансової та податкової звітності, господарських договорів, розпорядчих та інших документів об'єкта контролю, пов'язаних із провадженням фінансово-господарської діяльності, веденням бухгалтерського обліку, складенням фінансової звітності (далі – документи об'єкта контролю);

2) при перевірці питання щодо виконання заходів інвестиційних програм: джерела фінансування планів розвитку (інвестиційних програм), затверджені відповідними постановами НКРЕКП;

звітна інформація ліцензіатів щодо виконання заходів інвестиційних програм відповідно до положень Кодексу газосховищ, затвердженого постановою НКРЕКП від 30 вересня 2015 року № 2495 (далі – Кодекс газосховищ);

звітна інформація ліцензіатів, що надається на виконання відповідних рішень НКРЕКП з питань забезпечення безпеки зберігання (закачування, відбору) природного газу під час дії воєнного стану в Україні;

первинні документи, що підтверджують фактичне фінансування та виконання заходів інвестиційних програм відповідно до положень пункту 2 глави 7 розділу V Кодексу газосховищ.

Надання документів членам комісії з перевірки забезпечується уповноваженою особою ліцензіатів у строки, що зазначені у запиті на інформацію та відповідно до переліку питань перевірки дотримання ліцензіатами вимог законодавства та ліцензійних умов.

5. В акті перевірки або додатках до нього відображається інформація, зокрема щодо:

тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу в підземних сховищах газу – у грн за 1000 м³ на добу з точністю до двох знаків після коми, без податку на додану вартість;

елементів витрат планованої річної тарифної виручки структури тарифу – у тис. грн з точністю до одного знака після коми, без податку на додану вартість;

фактичних вартісних показників – у тис. грн з точністю до двох знаків після коми, без податку на додану вартість (у частині виконання інвестиційної програми – у тис. грн без десяткових знаків, без податку на додану вартість);

кількісних показників – в од. або в км з точністю до одного знака після коми;

середнього за рік робочого обсягу зберігання природного газу – у млн м³ на рік з точністю до двох знаків після коми;

річної потужності закачування природного газу в ПСГ – у млн м³ на рік з точністю до двох знаків після коми;

річної потужності відбору природного газу із ПСГ – у млн м³ на рік з точністю до двох знаків після коми;

показників у відсотковому значенні – у % з точністю до двох знаків після коми;

показників у відносних одиницях – у в. о. з точністю до чотирьох знаків після коми.

6. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових та позапланових перевірок в акті перевірки, зокрема, фіксуються такі показники:

- 1) фактична річна потужність закачування природного газу в ПСГ;
- 2) фактичний середній за рік робочий обсяг зберігання природного газу;
- 3) фактична річна потужність відбору природного газу із ПСГ;

4) фактична сума нарахованого доходу, за підсумками звітного року, що перевіряється, відповідно до фактичних нарахувань ліцензіатом за укладеними договорами, актами, іншими первинними або розрахунковими документами, які підтверджують надання послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу відповідно до даних форми звітності № 76-НКРЕКП-газ-моніторинг (квартальна) «Звіт про застосування тарифів на послуги зберігання (закачування, відбір) природного газу», затвердженої постановою НКРЕКП від 07 липня 2016 року № 1234 (далі – форма № 76-НКРЕКП-газ-моніторинг (квартальна));

5) додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичного обсягу наданих послуг порівняно з планованим, врахованим у встановленій структурі тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу.

Такий дохід визначається на підставі фактичних обсягів наданих послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу з урахуванням коефіцієнтів, які враховують період замовлення послуг, що застосовуються до тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, за формулою

$$\text{ДД(НД)}_t = D_t^{\Phi} - \text{ТВ}_t^{\Pi} \text{ (тис. грн)}, \quad (1)$$

де D_t^{Φ} – фактична сума нарахованого доходу (виручки), за підсумками звітного року від реалізації послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу у звітному році t , що визначена на підставі фактичних обсягів наданих послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу з урахуванням коефіцієнтів, які враховують період замовлення послуг, що застосовуються до тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу;

ТВ_t^{Π} – планована зважена річна тарифна виручка у звітному році t , передбачена структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, скоригована на фактичні обсяги наданих послуг, тис. грн.

Величина $TB_t^п$ визначається за формулою

$$TB_t^п = ППС_t^п + П_t^п + KI_t^п + KTB_t^п \text{ (тис. грн)}, \quad (2)$$

де $ППС_t^п$ – зважена повна планована собівартість надання послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ у звітному році t , передбачена структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, скоригована на фактичні обсяги наданих послуг, тис. грн;

$П_t^п$ – зважений планований прибуток оператора газосховищ у звітному році t , передбачений структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, скоригований на фактичні обсяги наданих послуг, тис. грн;

$KI_t^п$ – зважені капітальні інвестиції оператора газосховищ у звітному році t , передбачені структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, скориговані на фактичні обсяги наданих послуг, тис. грн;

$KTB_t^п$ – коригування планованої тарифної виручки оператора газосховищ у звітному році t , передбачене структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, тис. грн.

Зважена повна планована собівартість надання послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу, скоригована на фактичні обсяги наданих послуг, розраховується за формулою

$$ППС_t^п = B_t^{зб} + B_t^{зак\ відб} \text{ (тис. грн)}, \quad (3)$$

де $B_t^{зб}$ – плановані витрати оператора газосховищ на зберігання природного газу у звітному році t , передбачені структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, які визначаються згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, затвердженої постановою НКРЕКП від 13 червня 2016 року № 1131 (далі – Методика), тис. грн;

$B_t^{зак\ відб}$ – зважені плановані витрати оператора газосховищ на закачування та відбір природного газу у звітному році t , передбачені структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, скориговані на фактичні обсяги наданих послуг.

Для тарифів, розрахованих відповідно до положень Методики у редакції, чинній до 01 квітня 2025 року включно, показник $B_t^{зак\ відб}$ розраховується за формулою

$$B_t^{зак\ відб} = B_t^{зак} \times \frac{W_{зак}^ф}{W_{зак}^п} + B_t^{відб} \times \frac{W_{відб}^ф}{W_{відб}^п} + \frac{V_{ВТВ}^ф \times Ц_{ВТВ}^п}{1000} \text{ (тис. грн)}, \quad (4)$$

де $B_t^{\text{зак}}$ – плановані витрати оператора газосховищ на закачування природного газу у звітному році t , передбачені структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, які визначаються згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики у редакції, чинній до 01 квітня 2025 року включно, без урахування витрат, пов'язаних з використанням природного газу на виробничо-технологічні витрати, нормативні та питомі втрати та власні потреби, тис. грн;

$B_t^{\text{відб}}$ – плановані витрати оператора газосховищ на відбір природного газу у звітному році t , передбачені структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, які визначаються згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики у редакції, чинній до 01 квітня 2025 року включно, без урахування витрат, пов'язаних з використанням природного газу на виробничо-технологічні витрати, нормативні та питомі втрати та власні потреби, тис. грн;

$W_{\text{зак}}^{\text{п}}$ – планована річна потужність закачування природного газу в ПСГ на планований період, передбачена структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, млн м^3 на рік;

$W_{\text{відб}}^{\text{п}}$ – планована річна потужність відбору природного газу із ПСГ на планований період, передбачена структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, млн м^3 на рік;

$W_{\text{зак}}^{\text{ф}}$ – фактична потужність закачування природного газу в ПСГ, млн м^3 на рік;

$W_{\text{відб}}^{\text{ф}}$ – фактична потужність відбору природного газу з ПСГ, млн м^3 на рік;

$V_{\text{ВТВ}}^{\text{ф}}$ – фактичні обсяги газу на виробничо-технологічні витрати, нормовані та питомі втрати (далі – ВТВ), та власні потреби у звітному році t , тис. м^3 , але не більше величини відповідно до абзацу сьомого підпункту 2 пункту 8 цієї Методики;

$\Pi_{\text{ВТВ}}^{\text{п}}$ – планована ціна природного газу, врахована при визначенні вартості газу на виробничо-технологічні витрати, нормовані та питомі втрати, та власні потреби у звітному році t , передбаченої встановленою структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, грн/тис. м^3 .

Для тарифів, розрахованих відповідно до положень Методики у редакції, чинній після 01 квітня 2025 року, показник $B_t^{\text{зак, відб}}$ розраховується за формулою

$$B_t^{\text{зак, відб}} = (B_t^{\text{зак}} + B_t^{\text{відб}}) \times \frac{W_{\text{зак}}^{\text{ф}} + W_{\text{відб}}^{\text{ф}}}{W_{\text{зак}}^{\text{п}} + W_{\text{відб}}^{\text{п}}} + \frac{V_{\text{ВТВ}}^{\text{ф}} \times \Pi_{\text{ВТВ}}^{\text{п}}}{1000} + \text{ВОП}_t^{\text{п}} + \text{ЄСВ}_t^{\text{п}} + A_t^{\text{п}} \text{ (тис. грн)}, \quad (5)$$

де $B_t^{\text{зак}}$ – плановані витрати оператора газосховищ на закачування природного газу у звітному році t , передбачені структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, які визначаються згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики у редакції, чинній після 01 квітня 2025 року, без урахування витрат, пов'язаних з використанням природного газу на виробничо-технологічні витрати, нормативні та питомі втрати та власні потреби, витрат на оплату праці, єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування та адміністративних витрат, тис. грн;

$B_t^{\text{відб}}$ – плановані витрати оператора газосховищ на відбір природного газу у звітному році t , передбачені структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, які визначаються згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики у редакції, чинній після 01 квітня 2025 року, без урахування витрат, пов'язаних з використанням природного газу на виробничо-технологічні витрати, нормативні та питомі втрати та власні потреби, витрат на оплату праці, єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування та адміністративних витрат, тис. грн;

$W_{\text{зак}}^{\text{п}}$ – планована річна потужність закачування природного газу в ПСГ на планований період, передбачена структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, млн м^3 на рік;

$W_{\text{відб}}^{\text{п}}$ – планована річна потужність відбору природного газу із ПСГ на планований період, передбачена структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, млн м^3 на рік;

$W_{\text{зак}}^{\text{ф}}$ – фактична потужність закачування природного газу в ПСГ, млн м^3 на рік;

$W_{\text{відб}}^{\text{ф}}$ – фактична потужність відбору природного газу з ПСГ, млн м^3 на рік;

$V_{\text{ВТВ}}^{\text{ф}}$ – фактичні обсяги газу на виробничо-технологічні витрати, нормовані та питомі втрати (далі – ВТВ) та власні потреби у звітному році t , тис. м^3 , але не більше величини відповідно до абзацу сьомого підпункту 2 пункту 8 цієї Методики;

$\text{Ц}_{\text{ВТВ}}^{\text{п}}$ – планована ціна природного газу, врахована при визначенні вартості газу на виробничо-технологічні витрати, нормовані та питомі втрати та власні потреби у звітному році t , передбаченої встановленою структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, грн/тис. м^3 ;

$\text{ВОП}_t^{\text{п}}$ – сума планованих витрат на оплату праці, передбачена структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, розподілена на закачування та на відбір природного газу у звітному році t , яка

визначається згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики у редакції, чинній після 01 квітня 2025 року, тис. грн;

$\text{ЄСВ}_t^{\text{п}}$ – сума планованого єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, передбачена структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, розподілена на закачування та на відбір природного газу у звітному році t , яка визначається згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики у редакції, чинній після 01 квітня 2025 року, тис. грн;

$A_t^{\text{п}}$ – сума планованих адміністративних витрат, передбачена структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, розподілена на закачування та на відбір природного газу у звітному році t , яка визначається згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики у редакції, чинній після 01 квітня 2025 року, тис. грн.

Зважений планований прибуток оператора газосховища, врахований у встановленій структурі тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, скоригований на фактичні обсяги наданих послуг, розраховується за формулою

$$\Pi_t^{\text{п}} = \Pi_t^{\text{ст}} \times \frac{\text{ППС}_t^{\text{п}}}{\text{ППС}_t^{\text{ст}}} \text{ (тис. грн)}, \quad (6)$$

де $\Pi_t^{\text{ст}}$ – планований прибуток оператора газосховищ у звітному році t , передбачений встановленою структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, тис. грн;

$\text{ППС}_t^{\text{ст}}$ – повна планована собівартість надання послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу у звітному році t , передбачена встановленою структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, тис. грн.

Зважені капітальні інвестиції оператора газосховища, враховані у встановленій структурі тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, скориговані на фактичні обсяги наданих послуг, розраховується за формулою

$$\text{КІ}_t^{\text{п}} = \text{КІ}_t^{\text{ст}} \times \frac{\text{ППС}_t^{\text{п}}}{\text{ППС}_t^{\text{ст}}} \text{ (тис. грн)}, \quad (7)$$

де $\text{КІ}_t^{\text{ст}}$ – плановані капітальні інвестиції оператора газосховищ у звітному році t , передбачені встановленою структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, тис. грн.

У випадку дії протягом звітного року декількох структур тарифів величина $\text{ТВ}_t^{\text{п}}$ визначається як середньозважене значення за формулою

$$\text{ТВ}_t^{\text{п}} = \sum_{i=1}^n (\text{ППС}_i^{\text{п}} + \Pi_i^{\text{п}} + \text{КІ}_i^{\text{п}} + \text{КТВ}_i^{\text{п}}) \text{ (тис. грн)}, \quad (8)$$

де $\text{ППС}_i^{\text{п}}$ – зважена повна планована собівартість надання послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , скоригована на фактичні обсяги наданих послуг, тис. грн;

$\text{П}_i^{\text{п}}$ – зважений планований прибуток оператора газосховищ структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , скоригований на фактичні обсяги наданих послуг, тис. грн;

$\text{КІ}_i^{\text{п}}$ – зважені капітальні інвестиції оператора газосховищ структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , скориговані на фактичні обсяги наданих послуг, тис. грн;

$\text{КТВ}_i^{\text{п}}$ – коригування планованої тарифної виручки оператора газосховищ структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , що розраховується за формулою 14, тис. грн;

n – кількість структур тарифу Оператора ПСГ, що застосовувались впродовж звітного року t .

У випадку дії протягом звітного року декількох структур тарифів зважена повна планована собівартість надання послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , скоригована на фактичні обсяги наданих послуг, визначається за формулою

$$\text{ППС}_i^{\text{п}} = \frac{B_i^{\text{зб}} \times k_i}{365} + B_i^{\text{зак}} \quad (\text{тис. грн}), \quad (9)$$

де $B_i^{\text{зб}}$ – плановані витрати оператора газосховищ на зберігання природного газу структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , які визначаються згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики, тис. грн;

k_i – кількість днів, протягом яких застосовувалась структура тарифу i ;

$B_i^{\text{зак}}$ – зважені плановані витрати оператора газосховищ на закачування та відбір природного газу, структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , скориговані на фактичні обсяги наданих послуг.

Для тарифів, розрахованих відповідно до положень Методики у редакції, чинній до 01 квітня 2025 року включно, показник $B_i^{\text{зак}}$ розраховується за формулою

$$B_i^{\text{зак}} = B_i^{\text{зак}} \times \frac{W_{\text{зак}_i}^{\text{ф}}}{W_{\text{зак}_i}^{\text{п}}} + B_i^{\text{відб}} \times \frac{W_{\text{відб}_i}^{\text{ф}}}{W_{\text{відб}_i}^{\text{п}}} + \frac{V_{\text{ВТВ}_i}^{\text{ф}} \times \text{КТВ}_{\text{ВТВ}_i}^{\text{п}}}{1000} \quad (\text{тис. грн}), \quad (10)$$

де $B_i^{\text{зак}}$ – плановані витрати оператора газосховищ на закачування природного газу структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , які визначаються згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг

зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики у редакції, чинній до 01 квітня 2025 року включно, без урахування витрат, пов'язаних з використанням природного газу на виробничо-технологічні витрати, нормативні та питомі втрати та власні потреби, витрат на оплату праці, єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування та адміністративних витрат, тис. грн;

$B_i^{\text{відб}}$ – плановані витрати оператора газосховищ на відбір природного газу структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , які визначаються згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики у редакції, чинній до 01 квітня 2025 року включно, без урахування витрат, пов'язаних з використанням природного газу на виробничо-технологічні витрати, нормативні та питомі втрати та власні потреби, витрат на оплату праці, єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування та адміністративних витрат, тис. грн;

$W_{\text{зак}i}^{\text{п}}$ – планована річна потужність закачування природного газу в ПСГ на планований період структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , млн м^3 на рік;

$W_{\text{відб}i}^{\text{п}}$ – планована річна потужність відбору природного газу з ПСГ на планований період структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , млн м^3 на рік;

$W_{\text{зак}i}^{\text{ф}}$ – фактична потужність закачування природного газу в ПСГ за період застосування структури тарифу i у звітному році t , млн м^3 на рік;

$W_{\text{відб}i}^{\text{ф}}$ – фактична потужність відбору природного газу в ПСГ за період застосування структури тарифу i в звітному році t , млн м^3 на рік;

$V_{\text{ВТВ}i}^{\text{ф}}$ – фактичні обсяги газу на виробничо-технологічні витрати, нормовані та питомі втрати, та власні потреби за період застосування структури тарифу i у звітному році t , тис. м^3 , але не більше величини відповідно до абзацу сьомого підпункту 2 пункту 8 цієї Методики;

$C_{\text{ВТВ}i}^{\text{п}}$ – планована ціна природного газу, врахована при визначенні вартості газу на виробничо-технологічні витрати, нормовані та питомі втрати та власні потреби, передбаченої встановленою структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу i у звітному році t , грн/тис. м^3 .

Для тарифів, розрахованих відповідно до положень Методики у редакції, чинній після 01 квітня 2025 року, показник $B_i^{\text{зак відб}}$ розраховується за формулою

$$B_i^{\text{зак}} = (B_i^{\text{зак}} + B_i^{\text{відб}}) \times \frac{W_{\text{зак}i}^{\phi} + W_{\text{відб}i}^{\phi}}{W_{\text{зак}i}^{\text{п}} + W_{\text{відб}i}^{\text{п}}} + \frac{V_{\text{ВТВ}i}^{\phi} \times \Pi_{\text{ВТВ}i}^{\text{п}}}{1000} + \frac{\text{ВОП}_i^{\text{п}} \times k_i}{365} + \frac{\text{ЄСВ}_i^{\text{п}} \times k_i}{365} + \frac{A_i^{\text{п}} \times k_i}{365} \text{ (тис. грн), (11)}$$

де $B_i^{\text{зак}}$ – плановані витрати оператора газосховищ на закачування природного газу структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , які визначаються згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики у редакції, чинній після 01 квітня 2025 року, без урахування витрат, пов'язаних з використанням природного газу на виробничо-технологічні витрати, нормативні та питомі втрати та власні потреби, витрат на оплату праці, єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування та адміністративних витрат, тис. грн;

$B_i^{\text{відб}}$ – плановані витрати оператора газосховищ на відбір природного газу структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , які визначаються згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики у редакції, чинній після 01 квітня 2025 року, без урахування витрат, пов'язаних з використанням природного газу на виробничо-технологічні витрати, нормативні та питомі втрати та власні потреби, витрат на оплату праці, єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування та адміністративних витрат, тис. грн;

$W_{\text{зак}i}^{\text{п}}$ – планована річна потужність закачування природного газу в ПСГ на планований період структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , млн м^3 на рік;

$W_{\text{відб}i}^{\text{п}}$ – планована річна потужність відбору природного газу з ПСГ на планований період структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , млн м^3 на рік;

$W_{\text{зак}i}^{\phi}$ – фактична потужність закачування природного газу в ПСГ за період застосування структури тарифу i у звітному році t , млн м^3 на рік;

$W_{\text{відб}i}^{\phi}$ – фактична потужність відбору природного газу в ПСГ за період застосування структури тарифу i у звітному році t , млн м^3 на рік;

$V_{\text{ВТВ}i}^{\phi}$ – фактичні обсяги газу на виробничо-технологічні витрати, нормовані та питомі втрати та власні потреби за період застосування структури тарифу i у звітному році t , тис. м^3 , але не більше величини відповідно до абзацу сьомого підпункту 2 пункту 8 цієї Методики;

$\Pi_{\text{ВТВ}i}^{\text{п}}$ – планована ціна природного газу, врахована при визначенні вартості газу на виробничо-технологічні витрати, нормовані та питомі втрати, та власні

потреби, передбаченої встановленою структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу i у звітному році t , грн/тис. м³;

$ВТВ_i^п$ – планована вартість газу на виробничо-технологічні витрати, нормовані та питомі втрати та власні потреби, передбачена встановленою структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу i у звітному році t , тис. грн;

$ВОП_i^п$ – сума планованих витрат на оплату праці, передбачена структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу i , розподілена на закачування та на відбір природного газу у звітному році t , яка визначається згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики у редакції, чинній після 01 квітня 2025 року, тис. грн;

$ЄСВ_i^п$ – сума планованого єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, передбачена структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу i , розподілена на закачування та на відбір природного газу у звітному році t , яка визначається згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики у редакції, чинній після 01 квітня 2025 року, тис. грн;

$A_i^п$ – сума планованих адміністративних витрат, передбачена структурою тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу i , розподілена на закачування та на відбір природного газу у звітному році t , яка визначається згідно з розподілом витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до Методики у редакції, чинній після 01 квітня 2025 року, тис. грн.

У випадку дії протягом звітного року декількох структур тарифів зважений планований прибуток оператора газосховищ структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , скоригований на фактичні обсяги наданих послуг, розраховується за формулою

$$\Pi_i^п = \Pi_i^{ст} \times \frac{\Pi ПС_i^п}{\Pi ПС_i^{ст}}, \text{ (тис. грн)} \quad (12)$$

де $\Pi ПС_i^п$ – зважена повна планована собівартість надання послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , яка розраховується за формулою 9;

$\Pi_i^{ст}$ – планований прибуток оператора газосховищ, передбачений структурою тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , тис. грн;

$\Pi ПС_i^{ст}$ – повна планована собівартість надання послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу, передбачена структурою тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , тис. грн.

У випадку дії протягом звітного року декількох структур тарифів зважені капітальні інвестиції оператора газосховищ структури тарифу i , що

застосовувалась у звітному році t , скориговані на фактичні обсяги наданих послуг, розраховуються за формулою

$$KI_i^p = KI \times \frac{ППС_i^p}{ППС_t^{ст}} \text{ (тис. грн)}, \quad (13)$$

де $ППС_i^p$ – зважена повна планована собівартість надання послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , яка розраховується за формулою 9;

$KI_i^{ст}$ – плановані капітальні інвестиції оператора газосховищ, передбачені структурою тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , тис. грн;

$ППС_t^{ст}$ – повна планована собівартість надання послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу, передбачена структурою тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , тис. грн.

У випадку дії протягом звітнього року декількох структур тарифів коригування планованої тарифної виручки оператора газосховищ структури тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , розраховується за формулою

$$КТВ_i^p = \frac{КТВ_i^{ст} \cdot k_i}{365} \text{ (тис. грн)}, \quad (14)$$

де $КТВ_i^{ст}$ – коригування планованої тарифної виручки оператора газосховищ, передбачене структурою тарифу i , що застосовувалась у звітному році t , тис. грн;

k_i – кількість днів, протягом яких застосовувалась структура тарифу i ;

6) помісячна інформація щодо фактичної вартості газу на виробничо-технологічні витрати, нормовані та питомі втрати та власні потреби та помісячна інформація щодо фактичних обсягів виробничо-технологічних витрат, нормованих та питомих втрат природного газу (далі – ВТВ) та обсягів природного газу на власні потреби, що виникли при здійсненні господарської діяльності зберігання (закачування, відбору) природного газу;

7) фактична сума витрат відповідно до даних форм № 76-НКРЕКП, а також згідно з даними перевірки первинної документації за всіма статтями витрат, встановленої структури тарифу, підтверджені даними бухгалтерського та податкового обліку;

сума недофінансування (економія) або сума перевитрат за елементами витрат планованої зваженої структури тарифів у звітному році;

8) суми коштів джерел фінансування, затверджених відповідними постановами НКРЕКП, та фактично нарахованих джерел фінансування інвестиційних програм;

9) суми коштів фактичного та планованого обсягу фінансування, а також фактичного виконання заходів ІІ (з урахуванням перехідних заходів) у

вартісному вимірі відповідно до звітної інформації за формою, наведеною в додатку 8 до Кодексу газосховищ, що підтверджено документами відповідно до пункту 2 глави 7 розділу V Кодексу газосховищ за результатами звітного періоду станом на 20 січня року, наступного за звітним;

10) обсяги планованих, фактично профінансованих та фактично виконаних заходів (з урахуванням перехідних заходів) у кількісному вимірі.

Показники та інформація, зазначені у підпункті 8 цього пункту та в цьому підпункті, відображаються в акті перевірки за формою, наведеною в додатку до цієї Методики;

11) економія коштів при фактичному виконанні заходів ІП у розрізі джерел фінансування ІП, що визначається як сума складових за формулою

$$E = E_{\geq 100\% \text{ вик}} + E_{\text{вик} < 100\%} \text{ (тис. грн)}, \quad (15)$$

де $E_{\geq 100\% \text{ вик}}$ – економія коштів при фактичному 100 % виконанні заходів ІП у кількісному вимірі, що визначається за формулою

$$E_{\geq 100\% \text{ вик}} = \sum^n \text{Обс}_{\text{пл}} * (\text{Ц}_{\text{од.пл}} - \text{Ц}_{\text{од.факт}}) \text{ (тис. грн)}, \quad (16)$$

де n – кількість заходів інвестиційної програми, за якими отримано економію в грошовому вимірі та які виконані на 100 % (та більше) від планованих обсягів у кількісному вимірі;

$\text{Обс}_{\text{пл}}$ – планований обсяг у кількісному вимірі за заходом ІП;

$\text{Ц}_{\text{од.пл}}$ – планована ціна одиниці заходу ІП;

$\text{Ц}_{\text{од.факт}}$ – фактична ціна одиниці заходу ІП.

У разі перевищення фактичних обсягів над планованими розрахунок економії здійснюється виходячи із планованих показників ($\text{Обс}_{\text{пл}}$);

$E_{\text{вик} < 100\%}$ – економія коштів за заходами ІП, за якими фактична ціна одиниці менша ніж планована ціна одиниці, та які фактично виконані частково в обсягах менше планованих обсягів у кількісному вимірі, що визначається за формулою

$$E_{\text{вик} < 100\%} = \sum^m \text{Обс}_{\text{факт}} * (\text{Ц}_{\text{од.пл}} - \text{Ц}_{\text{од.факт}}) \text{ (тис. грн)}, \quad (17)$$

де m – кількість заходів ІП, за якими фактична ціна одиниці менша ніж планована ціна одиниці та які виконані в обсягах, що менше планованих обсягів у кількісному вимірі;

$\text{Обс}_{\text{факт}}$ – фактично виконаний обсяг у кількісному вимірі за заходом ІП;

12) сума перевищення фактичної вартості заходів ІП понад планованою вартістю в розрізі за джерелами фінансування, що визначається як сума складових за формулою

$$П = П_{5\%} + П_{\text{понад } 5\%} + П_{\text{перех}} \text{ (тис. грн)}, \quad (18)$$

де $P_{5\%}$ – сума перевищення вартості заходів ІП, крім перехідних заходів ІП, до 5 % включно, яка може бути покрита економією (у разі її наявності), та визначається за формулою

$$P_{5\%} = \sum_{k=1}^k \text{Обс}_{\text{факт}} * (\text{Ц}_{\text{од.факт}} - \text{Ц}_{\text{од.пл}}) + \sum_{t=1}^t \text{Обс}_{\text{факт}} * (\text{Ц}_{\text{од.пл}} * 5\%) \text{ (тис. грн)}, \quad (19)$$

де k – кількість заходів ІП, за якими допущено перевищення вартості до 5 % включно та фактичний обсяг виконання не перевищує планований;

t – кількість заходів ІП, за якими допущено перевищення вартості понад 5 % та фактичний обсяг виконання не перевищує планований;

$P_{\text{понад } 5\%}$ – сума перевищення вартості заходів ІП, крім перехідних заходів ІП, понад 5 %, у розрізі за джерелами фінансування, яка визначається за формулою

$$P_{\text{понад } 5\%} = \sum_{p=1}^p \text{Обс}_{\text{факт}} * (\text{Ц}_{\text{од.факт}} - \text{Ц}_{\text{од.пл}} * 1,05) + \sum_{q=1}^q \text{Обс}_{\text{пл}} * (\text{Ц}_{\text{од.факт}} - \text{Ц}_{\text{од.пл}} * 1,05) \text{ (тис. грн)}, \quad (20)$$

де p – кількість заходів ІП, за якими допущено перевищення вартості понад 5 % та недовиконання в кількісному вимірі;

q – кількість заходів ІП, за якими допущено перевищення вартості понад 5 % та перевищення фактичних обсягів над планованими в кількісному вимірі;

$P_{\text{перех}}$ – сума перевищення вартості перехідних заходів ІП, яка може бути покрита економією (у разі її наявності), та визначається за формулою

$$P_{\text{перех}} = \sum_{w=1}^w (\text{Ц}_{\text{од.факт}} - \text{Ц}_{\text{од.пл}}) \text{ (тис. грн)}, \quad (21)$$

де w – кількість перехідних заходів ІП, за якими допущено перевищення вартості.

У разі перевищення фактичних обсягів над планованими розрахунок суми перевищення здійснюється виходячи із планованих показників ($\text{Обс}_{\text{пл}}$);

13) суми коштів невиконання заходів ІП (невиконаних повністю або частково у кількісному вимірі) у розрізі за заходами та джерелами фінансування ІП, що визначається за формулою

$$\Phi_{\text{невик}} = \sum_{r=1}^r \text{Ц}_{\text{од.пл}} * (\text{Обс}_{\text{пл}} - \text{Обс}_{\text{факт}}) \text{ (тис. грн)}, \quad (22)$$

де r – кількість заходів ІП, невиконаних повністю або частково в кількісному вимірі.

У разі якщо захід частково чи повністю профінансовано, але не виконано (частково чи повністю) у кількісному вимірі та/або фактичний обсяг фінансування не дорівнює фактичному обсягу виконання у вартісному вимірі, сума коштів довиконання такого заходу визначається за формулою

$$\Phi_{\text{довик}} = \sum_{s=1}^s \text{Ц}_{\text{од.пл}} * (\text{Обс}_{\text{пл}} - \text{Обс}_{\text{факт}}) \text{ (тис. грн)}, \quad (23)$$

де s – кількість заходів ІП, невиконаних повністю або частково у кількісному вимірі та які частково чи повністю профінансовано та/або за якими

фактичний обсяг фінансування не дорівнює фактичному обсягу виконання у вартісному вимірі за заходом ІІ;

14) суми коштів фінансування заходів, не передбачених ІІ, а також заходів ІІ, за якими фактично виконаний обсяг у кількісному вимірі перевищує планований показник, у розрізі за заходами та джерелами фінансування, що визначається за формулою

$$\Phi_{\text{незатвердж}} = \sum_v \text{Ц}_{\text{од.факт}} * (\text{Обс}_{\text{факт}} - \text{Обс}_{\text{пл}}) \text{ (тис. грн)}, \quad (24)$$

де v – кількість заходів, не передбачених ІІ, та заходів ІІ, за якими фактично виконаний обсяг у кількісному вимірі перевищує планований показник. При цьому для заходів, що не були передбачені ІІ, для цілей розрахунку планований обсяг ($\text{Обс}_{\text{пл}}$) приймається рівним 0.

Пункт не поширюється на перехідні заходи ІІ;

15) суми коштів, використаних на виконання заходів ІІ в умовах недостатності коштів (понад нараховані джерела фінансування ІІ), а також суми коштів, використаних на перевищення вартості заходів ІІ, що не покриті економією в розрізі джерел фінансування, та/або із відображенням інформації щодо джерел надходження зазначених коштів;

16) суми коштів фінансування за заходами ІІ у разі здійснення такого фінансування до моменту затвердження відповідного плану розвитку, крім фінансування заходів, пов'язаних з настанням форс-мажорних обставин (обставин непереборної сили), засвідчених сертифікатом, виданим Торгово-промисловою палатою України або уповноваженими нею регіональними торгово-промисловими палатами;

17) суми використаних коштів, визначених як плановані тарифні джерела фінансування відповідних інвестиційних програм на виконання відповідних рішень НКРЕКП з питань забезпечення безпеки зберігання (закачування, відбору) природного газу під час дії воєнного стану в Україні;

18) суми використаних коштів планованого прибутку, залучених коштів (гуманітарна, фінансова допомога, кредити, гранти), бюджетних коштів, коштів, передбачених мобілізаційним завданням (замовленням), коштів, отриманих від здійснення діяльності, пов'язаної та не пов'язаної зі зберіганням (закачуванням, відбором) природного газу та інших не заборонених законодавством коштів на виконання відповідних рішень НКРЕКП з питань забезпечення безпеки зберігання (закачування, відбору) природного газу під час дії воєнного стану в Україні;

19) фактична сума частини чистого прибутку (дивідендів) у частині здійснення ліцензованої діяльності із зберігання (закачування, відбору)

природного газу на державну частку акцій, нараховану за підсумками попереднього року та сплачену до Державного бюджету України у звітному році відповідно до платіжних доручень, наданих ліцензіатом;

20) сума сплаченого податку на прибуток у звітному році в частині здійснення ліцензованої діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу, що обраховується як добуток між сумою сплаченого податку на прибуток у звітному році відповідно до платіжних доручень та співвідношенням між фактичним прибутком від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу та загальним прибутком Оператора газосховищ (відповідно до затверджених НКРЕКП форм звітності);

21) дохід, отриманий у звітному році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які знаходяться на балансі ліцензіата та належать до діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу;

22) дохід, отриманий у звітному році, як додаткова плата (компенсація) за недотримання параметрів якості природного газу;

23) фактична сума витрат, понесених у звітному році, як додаткова плата (компенсація) за недотримання ним вимог щодо параметрів якості природного газу.

7. Загальна сума невикористаних коштів планованих джерел ІП за звітний рік визначається як сума складових за формулою

$$H_{IP} = \Phi_{\text{невик}} + \Phi_{\text{незатвердж}} + \Phi_d - \Phi + E_{\text{заг}} \text{ (тис. грн)}, \quad (25)$$

де $\Phi_{\text{невик}}$ – суми коштів невиконання заходів ІП;

$\Phi_{\text{незатвердж}}$ – суми коштів фінансування заходів, не передбачених ІП та профінансованих за рахунок коштів затверджених джерел фінансування ІП;

Φ_d – суми коштів фінансування заходами ІП до моменту затвердження відповідного плану розвитку, крім форс-мажорних обставин (обставин непереборної сили), засвідчених Торгово-промисловою палатою України та підтверджених відповідним сертифікатом;

Φ – суми коштів, визначених як плановані тарифні джерела фінансування відповідних ІП, використаних на виконання відповідних рішень НКРЕКП з питань забезпечення безпеки зберігання (закачування, відбору) природного газу під час дії воєнного стану в Україні;

$E_{\text{заг}}$ – суми коштів загальної економії, яка визначається шляхом зменшення економії при фактичному виконанні заходів ІП у кількісному вимірі на суму перевищення вартості заходів ІП до 5 % включно та на суму перевищення вартості перехідних заходів ІП (у межах покриття економією), та розраховується за формулою

$$E_{\text{заг}} = (E - П_{5\%} - П_{\text{перех}}) > 0 \text{ (тис. грн)}, \quad (26).$$

8. Загальна сума додатково отриманого доходу або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:

1) додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичного обсягу наданих послуг порівняно з планованим, врахованим у встановленій структурі тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу;

2) сума недофінансування статей витрат планованої зваженої структури тарифу у звітному році, окрім:

невикористаних коштів планованих джерел інвестиційної програми за звітний рік;

за умови рівності або збільшення фактичних обсягів закачування/відбору природного газу до планованих – суми недофінансування (економії) витрат, пов'язаних з використанням природного газу на ВТВ, за рахунок зменшення фактичних обсягів ВТВ порівняно з врахованими при визначенні та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, у разі направлення за рішенням Регулятора такої економії коштів у звітному або наступному за звітним роках для фінансування заходів забезпечення безпеки постачання, зокрема, для фінансування закупівлі буферного газу довгострокового зберігання та/або для фінансування заходів, передбачених розділами I та II інвестиційної програми, та/або з підвищення рівня середньомісячної заробітної плати працівників, безпосередньо задіяних при провадженні діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу;

суми недофінансування витрат на оплату праці у разі зменшення оператором газосховища таких витрат за рахунок оптимізації штату працівників, безпосередньо задіяних при здійсненні діяльності зі зберігання (закачування, відбору) природного газу (за умови дотримання норм технічної безпеки надання послуг зберігання (заказування, відбору) природного газу), у випадку направлення такої економії коштів для фінансування заходів з підвищення рівня середньомісячної заробітної плати працівників, безпосередньо задіяних при здійсненні діяльності зі зберігання (закачування, відбору) природного газу, у році, наступному за звітним роком.

Загальна сума додатково отриманого доходу має бути збільшена на суму невикористаних коштів планованих джерел інвестиційної програми за звітний рік, визначену відповідно до пункту 7 цієї Методики.

Загальна сума недоотриманого доходу має бути зменшена на суму невикористаних коштів планованих джерел інвестиційної програми за звітний рік, визначену відповідно до пункту 7 цієї Методики.

Додатково понесені витрати (їх сума), пов'язані із використанням природного газу на ВТВ, у разі збільшення фактичних обсягів ВТВ порівняно з врахованими при визначенні та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, за умови збільшення фактичних обсягів закачування/відбору від планованих, можуть вважатися обґрунтованими витратами у разі наявності підтверджувальних документів, ураховуючи технологічні особливості роботи агрегатів і механізмів, залишків природного газу у сховищах.

9. Позитивна різниця між доходом, нарахованим Оператором газосховищ, як додаткова плата (компенсація) за недотримання параметрів якості природного газу та витратами, понесеними Оператором газосховищ, як додаткова плата (компенсація) за недотримання ним вимог щодо параметрів якості природного газу, за вирахуванням податків, визначених законодавством України, у звітному році спрямовується на фінансування заходів, передбачених розділами I та II інвестиційної програми впродовж трьох років, наступних за звітним, але не менше 65 % зазначеної різниці враховується впродовж двох років, наступних за звітним.

10. Розмір об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності, окрім суми невикористаних коштів планованих джерел інвестиційної програми за звітний рік, визначається як сума таких чинників:

1) різниця між фактично сплаченим та передбаченим затвердженою структурою тарифу податком на прибуток у звітному році в частині здійснення ліцензованої діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу;

2) різниця між фактично сплаченою у звітному році сумою частини чистого прибутку (дивідендів) у частині здійснення ліцензованої діяльності зі зберігання (закачування, відбору) природного газу на державну частку акцій за підсумками попереднього року, що передуює звітному року, та передбаченим затвердженою структурою тарифу чистим прибутком;

3) фактичні витрати, понесені у звітному році, пов'язані з обслуговуванням кредитів, залучених у банківських установах (погашення основної суми запозичення, сплата відсотків за користування кредитом), з включенням відповідних заходів до інвестиційної програми ліцензіата;

4) фактичні суми понесених витрат на оплату податків та зборів, передбачених законодавством України, за відсутності компенсації цих витрат тарифами на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу;

5) фактичні витрати, понесені ліцензіатом у звітному році, відповідно до постанов НКРЕКП від 17 березня 2022 року № 345 «Щодо врахування при проведенні перевірок сум видатків ліцензіатів НКРЕКП, здійснених під час запровадження воєнного стану в Україні» та № 348 «Про врегулювання окремих питань забезпечення безпеки розподілу, транспортування та зберігання природного газу у період дії воєнного стану в Україні» та за умови відсутності компенсації цих витрат з інших джерел.

11. При формуванні проєктів рішень НКРЕКП за результатами перевірок дотримання суб'єктами господарювання вимог законодавства та ліцензійних умов провадження господарської діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу такі проєкти рішень НКРЕКП мають містити інформацію щодо спрямування суми додатково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності у звітному році.

Підсумкова сума додатково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності у звітному році визначається як різниця між сумою, розрахованою відповідно до пункту 8 цієї Методики, та розміром об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності, зазначених у пункті 10 цієї Методики.

Позитивна сума (додатково отриманий дохід) може бути визначена НКРЕКП джерелом фінансування інвестиційної програми на рік, у якому здійснено перевірку, або на наступний рік, за умови виконання не менше 90 % заходів ІІІ станом на 20 січня року, наступного за звітним, та/або інших заходів, визначених за рішенням Регулятора, крім заходів ІІІ, не виконаних у зв'язку з настанням форс мажорних обставин (обставин непереборної сили), засвідчених сертифікатом, виданим Торгово-промисловою палатою України або уповноваженими нею регіональними торгово-промисловими палатами.

В іншому випадку така сума (без врахування фінансування заходів інвестиційної програми Оператора газосховищ, які були здійснені за рахунок інших джерел, не заборонених законодавством (крім виконання рішень НКРЕКП)), може бути врахована як коригування в сторону зменшення при розгляді питання щодо коригування планованої річної тарифної виручки при наступному перегляді тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу.

Від'ємна сума (недоотриманий дохід) може бути врахована як коригування в сторону збільшення при розгляді питання щодо коригування планованої річної тарифної виручки при наступному перегляді тарифу на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу.

Додаток
до Методики визначення сум додатково отриманого або
недоотриманого доходу від здійснення діяльності із зберігання
(закачування, відбору) природного газу

І. Звітна інформація щодо виконання заходів першого планованого року Плану розвитку газосховищ на 20__ – 20__ роки
оператора газосховищ _____

(найменування)

(інвестиційної програми на 20__ рік)

№ з/п	Назва заходу	Інвентарний номер	Назва робіт	Од. виміру	Заплановано в кількісному виразі, одиниці	Фактично профінансовано в кількісному виразі, одиниці	Фактично профінансовано в кількісному виразі, одиниці	Вихідні дані (факт виконано - план), одиниці	Плановий обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	Фактичний обсяг фінансування, тис. грн (без ПДВ)	Фактичний обсяг виконання, тис. грн (без ПДВ)	Вихідні дані (факт виконано - план) тис. грн (без ПДВ)	Планова вартість 1 одиниці	Фактична вартість 1 одиниці	Джерело фінансування	Контрагент	Договір (дата, номер)	Платіжні документи (№, дата)	Перший документ №, дата (Кв-т, акт, накладні тощо)	Посилання на електронний мажоритетний запис (акція с)	Документи, що засвідчують введення об'єкта в експлуатацію, установлення на баланс	Закрито акти, тис. грн (без ПДВ)	Не закрито акти, тис. грн (без ПДВ)	Профінансовано заходів, неперераховує ПД, тис. грн (без ПДВ)	Освітлення
																									фізичного, здійсненого до затвердження ПР, тис. грн (без ПДВ), крім форс-мажорних обставин
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26

I. Підземні сховища

[illegible]

II. Інше (експлуатація газосховищ)

[illegible]

III. Модернізація та закупівля транспортних засобів, спеціальних машин та механізмів

[illegible]

IV. Придбання приладів діагностики і обстеження та інших приладів

[illegible]

V. Впровадження та розвиток інформаційних технологій

[illegible]

VI. Будівлі виробничого та адміністративного призначення

[illegible]

VII. Інше (розшифрувати)

[illegible]