

ДОКУМЕНТИ



НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРІ ЕНЕРГЕТИКИ

ПОСТАНОВА
28.11.2013 Київ № 1499

Зареєстровано в Міністерстві юстиції України
06.12.2013
за № 2071/24603

Про затвердження Порядку формування тарифів на транспортування природного газу розподільними трубопроводами на основі багаторічного стимулюючого регулювання

Відповідно до Закону України «Про природні монополії», Указів Президента України від 23 листопада 2011 року № 1059 «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики» та від 12 березня 2013 року № 128 «Про Національний план дій на 2013 рік щодо впровадження Програми економічних реформ на 2010 - 2014 роки «Заможне суспільство, конкурентоспроможна економіка, ефективна держава» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, **ПОСТАНОВЛЯЄ:**

1. Затвердити Порядок формування тарифів на транспортування природного газу розподільними трубопроводами на основі багаторічного стимулюючого регулювання (додається).

2. Управлінню цінової та тарифної політики нафтогазового комплексу подати цю постанову на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України в установленому законодавством порядку.

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

Голова Комісії С.Тітенко

ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова НКРЕ
28.11.2013 № 1499

Зареєстровано в Міністерстві юстиції України
06.12.2013
за № 2071/24603

ПОРЯДОК
формування тарифів на транспортування природного газу розподільними трубопроводами на основі багаторічного стимулюючого регулювання

I. Загальні положення

1.1. Цей Порядок розроблено відповідно до Законів України «Про природні монополії», «Про засади функціонування ринку природного газу» та Указу Президента України від 23 листопада 2011 року № 1059 «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики».

1.2. Дія цього Порядку поширюється на суб'єктів господарювання, що здійснюють діяльність з розподілу природного, нафтового газу і газу (метану) вугільних родовищ трубопроводами (далі — ліцензіати).

1.3. Цей Порядок установлює механізм формування тарифів на транспортування природного газу розподільними трубопроводами (далі — розподіл) на основі параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії для цілей стимулюючого регулювання та забезпечення:

- отримання необхідного доходу;
- дотримання регуляторної бази активів;
- отримання прибутку на регуляторну базу активів;
- дотримання регуляторної норми доходу.

1.4. У цьому Порядку терміни вживаються в таких значеннях:

амортизація — систематичний розподіл вартості регуляторної бази активів протягом строку їх корисного використання (експлуатації) для здійснення діяльності з розподілу природного газу;

базовий рік — рік, що передує першому року регуляторного періоду;

базові рівні витрат — значення витрат, що приймаються за основу для розрахунків на перший рік регуляторного періоду;

виробничо-технологічні витрати та нормовані втрати газу — витрати та втрати природного газу, пов'язані з технологічним процесом розподілу природного газу, обсяг яких встановлюється з урахуванням розмірів, визначених Кабінетом Міністрів України або іншим органом, визначеним законодавством України;

довгострокові параметри регулювання — параметри регулювання необхідного доходу ліцензіата, що мають довгостроковий період дії і залишаються незмінними протягом регуляторного періоду;

загальний показник ефективності — цільове галузеве завдання щодо щорічного скорочення операційних контрольованих витрат у відсотках;

індивідуальний показник ефективності ліцензіата — цільове індивідуальне завдання щодо щорічної зміни операційних контрольованих витрат у відсотках, визначене на підставі порівняльного аналізу;

коригування тарифу — зміна раніше встановленого тарифу у відповідному році шляхом коригування його складових без зміни довгострокових параметрів регулювання;

необхідний дохід — дохід, що визначається на підставі параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії, згідно з цим Порядком та має забезпечувати здійснення діяльності з розподілу природного газу у кожному році регуляторного періоду;

операційні витрати — витрати, пов'язані з операційною діяльністю (розподілом природного газу) ліцензіата;

операційні контрольовані витрати — операційні витрати, розмір яких залежить від управлінських рішень ліцензіата, примірний перелік яких наведено в додатку 1 до цього Порядку;

операційні неkontrolьовані витрати — операційні витрати, на які ліцензіат не має безпосереднього впливу (податки, збори, обов'язкові платежі, розмір яких установлюється відповідно до законодавства України), примірний перелік яких наведено в додатку 2 до цього Порядку;

перегляд тарифів — встановлення тарифів на наступний регуляторний період з урахуванням зміни довгострокових параметрів регулювання;

прогнози значення (рівень) — значення величини (витрат, обсягів тощо), що враховуються НКРЕ при розрахунку тарифів на наступний рік до його початку;

регуляторний період — період часу між двома послідовними переглядами тарифів та змінами параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії, який становить 5 років, за винятком першого регуляторного періоду (перехідний період), який триватиме 3 роки;

тариф на транспортування природного газу розподільними трубопроводами (далі — тариф) — виражена у грошовій формі вартість реалізації замовнику послуги із транспортування розподільними трубопроводами газорозподільним підприємством 1000 кубічних метрів природного газу;

цільові показники якості послуг — завдання щодо поступового підвищення надійності послуг з транспортування природного газу розподільними трубопроводами.

Терміни «регуляторна база активів» та «регуляторна норма доходу» вживаються у значеннях, наведених у Законі України «Про природні монополії».

1.5. Початок першого регуляторного періоду відповідає даті запровадження НКРЕ стимулюючого регулювання.

1.6. Розрахунок прогнозованого необхідного доходу від здійснення діяльності з розподілу природного газу здійснюється щорічно до початку кожного року регуляторного періоду на цей та всі наступні роки цього регуляторного періоду з урахуванням:

- 1) встановлених НКРЕ параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії та є незмінними протягом цього регуляторного періоду;
- регуляторної норми доходу для регуляторної бази активів, яка визначена на дату переходу до стимулюючого регулювання;
- регуляторної норми доходу для частини регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання;
- загального показника ефективності для контрольованих операційних витрат; індивідуальних показників ефективності для контрольованих операційних витрат;
- цільових показників якості послуг;
- коефіцієнта поправки на зміну кількості умовних одиниць обладнання;

параметра коригування необхідного доходу за недотримання цільових показників якості послуг;

параметра коригування необхідного доходу за недотримання цільових показників ефективності для обсягів виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу;

2) прогнозованих значень параметрів розрахунку необхідного доходу відповідно до прогнозу соціально-економічного розвитку України, основних макроекономічних показників економічного і соціального розвитку України та основних напрямів бюджетної політики:

- індексу споживчих цін;
- індексу цін виробників промислової продукції;
- індексу зростання номінальної середньомісячної заробітної плати.

У разі відсутності зазначених прогнозованих значень на дату встановлення тарифів до розрахунку приймаються їх фактичні значення за останні 12 місяців;

3) інвестиційної програми ліцензіата, схваленої відповідно до порядку формування інвестиційних програм газопостачальних, газорозподільних, газотранспортних та газозберігаючих підприємств, що затверджується Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики (далі — порядок формування інвестиційних програм).

1.7. Протягом регуляторного періоду щороку за фактичними даними попереднього року проводиться коригування необхідного доходу на поточний рік, яке враховує:

- відповідність фактичної якості послуг ліцензіата індивідуальним цільовим показникам якості послуг;
- фактичні значення індексу споживчих цін, індексу цін виробників промислової продукції, індексу зростання номінальної середньомісячної заробітної плати; зміни в законодавстві в частині розміру ставок податків, зборів, обов'язкових платежів;
- зміну обсягів розподілу природного газу;
- зміну кількості умовних одиниць обладнання;
- зобов'язання щодо витрат, пов'язаних із приєднанням тощо.

II. Розрахунок тарифу у разі застосування стимулюючого регулювання

2.1. Тариф (Т_г) на рік t розраховується за формулою

$$T_t = \frac{ND_t}{V_t} \quad (\text{грн за } 1000 \text{ м}^3), \quad (1)$$

- де ND_t — необхідний дохід на рік t, тис. грн;
 - V_t — прогнозний обсяг розподілу природного газу на рік t, млн м³.
- 2.2. Прогнозний обсяг розподілу природного газу визначається без врахування обсягів виробничо-технологічних витрат, нормованих втрат природного газу та обсягів газу на власні потреби.

III. Визначення необхідного доходу від здійснення діяльності з розподілу природного газу

3.1. Прогнозований необхідний дохід від здійснення діяльності з розподілу природного газу на рік t розраховується за формулою

$$ND_t^n = OKB_t^n + OHB_t^n + VTB_t^n + A_t^n + \Pi_t^n + \Pi\Pi_t^n \quad (\text{тис. грн}), \quad (2)$$

де OKB_t^n — прогнозовані операційні контрольовані витрати з розподілу природного газу на рік t, тис. грн;

OHB_t^n — прогнозовані операційні неkontrolьовані витрати з розподілу природного газу на рік t, тис. грн;

VTB_t^n — прогнозовані витрати ліцензіата, пов'язані із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат, нормованих втрат природного газу на рік t, тис. грн;

A_t^n — прогнозована амортизація на рік t, тис. грн;

Π_t^n — прогнозований прибуток на регуляторну базу активів на рік t після оподаткування, тис. грн;

$\Pi\Pi_t^n$ — прогнозований податок на прибуток на рік t, тис. грн.

3.2. Прогнозовані операційні контрольовані витрати з розподілу природного газу розраховуються перед початком регуляторного періоду на кожний рік регуляторного періоду за формулою

$$OKB_t^n = ((OKB_{t-1}^n - \Phi OP_{t-1}^n) \times \frac{\Pi CB_t^n}{100} + \Phi OP_t^n) \times (1 - \frac{\Pi E_t + \Pi E_{\text{до}}}{100}) \quad (\text{тис. грн}), \quad (3)$$

де OKB_{t-1}^n — прогнозовані операційні контрольовані витрати у році t-1, тис. грн;

ΦOP_{t-1}^n — прогнозований фонд оплати праці у році t-1, що визначається відповідно до пункту 3.6 цього розділу, тис. грн;

ΦOP_t^n — прогнозований фонд оплати праці у році t, що визначається відповідно до пункту 3.6 цього розділу, тис. грн;

ΠCB_t^n — прогнозований індекс цін виробників промислової продукції для року t, %;

ΠE_t — встановлений НКРЕ загальний показник ефективності для операційних контрольованих витрат, %;

$\Pi E_{\text{до}}$ — встановлений НКРЕ індивідуальний показник ефективності для контрольованих операційних витрат окремого ліцензіата, %.

3.3. Базові рівні операційних контрольованих витрат для першого регуляторного періоду (OKB₀) установлюються на рівні відповідних витрат, затверджених структурною тарифів на базовий рік.

Економія операційних контрольованих витрат протягом регуляторного періоду залишається у розпорядженні ліцензіата.

3.4. Базові рівні контрольованих операційних витрат на другий та наступні регуляторні періоди встановлюються з урахуванням частини економії контрольованих операційних витрат попереднього регуляторного періоду за формулою

$$OKB_0 = OKB_{\text{осн}}^n - \frac{\max(EOKB, 0)}{2} \quad (\text{тис. грн}), \quad (4)$$

де $OKB_{\text{осн}}^n$ — прогнозовані операційні контрольовані витрати в останньому році попереднього регуляторного періоду, тис. грн;

$EOKB$ — економія операційних контрольованих витрат за попередній регуляторний період (за винятком останнього року), що розраховується за формулою

$$EOKB = \frac{1}{k-1} \times \sum_{i=1}^{k-1} (OKB_i^n - OKB_i^{\text{ф}}) \quad (\text{тис. грн}), \quad (5)$$

де OKB_i^n — прогнозовані операційні контрольовані витрати у році t, тис. грн;

$OKB_i^{\text{ф}}$ — фактичні операційні контрольовані витрати у році t, тис. грн;

k — кількість років у попередньому періоді регулювання.

3.5. Визначення фонду оплати праці (далі — ФОП) для ліцензіатів з розподілу природного газу (далі — ліцензіат) передбачає зростання середньої (середньозваженої) заробітної плати з розрахунку на одного штатного працівника ліцензіатів на рівні:

для ліцензіатів, на території діяльності яких рівень середньої заробітної плати в розрахунку на одного штатного працівника, зайнятого в промисловості, менший від рівня середньої заробітної плати в розрахунку на одного штатного працівника, зайнятого в промисловості України, — зростання середньої заробітної плати в розрахунку на одного штатного працівника, зайнятого в промисловості України;

для ліцензіатів, на території діяльності яких рівень середньої заробітної плати в розрахунку на одного штатного працівника, зайнятого в промисловості, більший від рівня середньої заробітної плати в розрахунку на одного штатного працівника, зайнятого в промисловості України, — зростання середньої заробітної плати в розрахунку на одного штатного працівника, зайнятого в промисловості на території діяльності цього ліцензіата.

3.6. Визначення прогнозованого ФОП для року t здійснюється за формулою

$$\Phi OP_t^n = \Phi OP_{t-1}^n \times \frac{I \Pi \Pi_t^n}{100} \quad (\text{тис. грн}), \quad (6)$$

де ΦOP_t^n — прогнозований фонд оплати праці на рік t, тис. грн;

ΦOP_{t-1}^n — прогнозований фонд оплати праці на рік t-1, тис. грн;

$I \Pi \Pi_t^n$ — прогнозований індекс зростання номінальної середньомісячної заробітної плати в Україні для року t, %.

3.7. Визначення уточненого ФОП для року t здійснюється за формулою

$$\Phi OP_t^y = \Phi OP_{t-1}^y \times k_t \quad (\text{тис. грн}), \quad (7)$$

де k_t — коефіцієнт коригування ФОП, відносні одиниці, який визначається за формулами

$$\text{якщо } \frac{3 \Pi_{t-1}^{\text{пром}}}{3 \Pi_{t-1}^{\text{пром}}} \leq \frac{3 \Pi_{t-1}^{\text{сп.г}}}{3 \Pi_{t-1}^{\text{сп.г}}}, \text{ то } k_t = \frac{3 \Pi_{t-1}^{\text{сп.г}}}{3 \Pi_{t-1}^{\text{сп.г}}}, \quad (8)$$

$$\text{якщо } \frac{3 \Pi_{t-1}^{\text{пром}}}{3 \Pi_{t-1}^{\text{пром}}} > \frac{3 \Pi_{t-1}^{\text{сп.г}}}{3 \Pi_{t-1}^{\text{сп.г}}}, \text{ то } k_t = \frac{3 \Pi_{t-1}^{\text{сп.г}}}{3 \Pi_{t-1}^{\text{сп.г}}}, \quad (9)$$

$3 \Pi_{t-1}^{\text{пром}}$ — фактична середньомісячна заробітна плата в розрахунку на одного штатного працівника, зайнятого в промисловості на території діяльності ліцензіата, у році t, грн;

$3 \Pi_{t-1}^{\text{сп.г}}$ — фактична середньомісячна заробітна плата в розрахунку на одного штатного працівника, зайнятого в промисловості на території діяльності ліцензіата, у році t-1, грн;

$3 \Pi_{t-1}^{\text{сп.г}}$ — фактична середньомісячна заробітна плата в розрахунку на одного штатного працівника, зайнятого в промисловості України, у році t, грн;

$3 \Pi_{t-1}^{\text{сп.г}}$ — фактична середньомісячна заробітна плата в розрахунку на одного штатного працівника, зайнятого в промисловості України, у році t-1, грн.

3.8. До складу операційних неkontrolьованих витрат мають бути включені тільки ті операційні неkontrolьовані витрати, що безпосередньо пов'язані зі здійсненням ліцензованої діяльності з розподілу природного газу.

3.9. Прогнозовані операційні неkontrolьовані витрати з розподілу природного газу на рік t (OHB_t^n) визначаються за формулою

$$OHB_t^n = (OHB_{t-1}^n - \Phi OP_{t-1}^n \times H^{\Phi OP}) \times \frac{I \Pi \Pi_t^n}{100} + \Phi OP_t^n \times H^{\Phi OP} \quad (\text{тис. грн}), \quad (10)$$

де $H^{\Phi OP}$ — фактичний рівень єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування за останній звітний рік, що передує року t, відн. од.;

$I \Pi \Pi_t^n$ — прогнозований індекс споживчих цін для року t, %.

3.10. За базові рівні неkontrolьованих операційних витрат для першого регуляторного періоду (OHB^0) приймаються витрати, затверджені структурною тарифів на базовий рік.

3.11. $H^{\Phi OP}$ переглядається в разі зміни законодавчо встановленого рівня єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування.

3.12. При збільшенні (зменшенні) рівня операційних неkontrolьованих витрат більше ніж на 5% базовий рівень операційних неkontrolьованих витрат переглядається.

Підставою для перегляду базового рівня операційних неkontrolьованих витрат є зміни у законодавстві в частині розміру ставок податків, зборів, обов'язкових платежів.

3.13. Прогнозовані витрати ліцензіата, пов'язані із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат

та нормованих втрат природного газу (VTB_t^n), визначаються перед початком регуляторного періоду на рік t за формулою

$$VTB_t^n = V_{VTB}^n \times \Pi_{VTB} / 1000 \quad (\text{тис. грн}), \quad (11)$$

де V_{VTB}^n — прогнозовані обсяги виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу на рік t, 1000 м³, визначаються за формулою

$$V_{VTB}^n = V_{VTB,t-1}^n \times \left(1 - \frac{\Pi E_{\text{з}}^{VTB} + \Pi E_{\text{до}}^{VTB}}{100} \right) \quad (1000 \text{ м}^3), \quad (12)$$

де Π_{VTB} — ціна природного газу, що використовується на виробничо-технологічні витрати та нормовані втрати у році t, грн за 1000 м³;

$\Pi E_{\text{з}}^{VTB}$ — встановлений НКРЕ загальний показник ефективності для обсягів виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу, %;

$\Pi E_{\text{до}}^{VTB}$ — встановлений НКРЕ індивідуальний показник ефективності для обсягів виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу окремого ліцензіата, %.

Прогнозовані обсяги виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу визначаються перед початком регуляторного періоду як базові рівні обсягів виробничо-технологічних витрат та нормативних втрат природного газу (V_{VTB}^0) та не змінюються протягом регуляторного періоду.

За базові рівні обсягів виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу (V_{VTB}^0) для першого регуляторного періоду приймаються витрати, затверджені структурною тарифів на базовий рік.

3.14. Ціна природного газу для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу у році t визначається за формулою

$$\Pi_{VTB,t} = \Pi_{\text{гр.пром.},t} * K_{\text{нп.г}} + T_{\text{мал.г}} \quad (\text{грн за } 1000 \text{ м}^3), \quad (13)$$

де $\Pi_{\text{гр.пром.},t}$ — граничний рівень ціни на природний газ для промислових споживачів та інших суб'єктів господарювання у році t, затверджений НКРЕ, грн за 1000 м³;

$K_{\text{нп.г}}$ — коефіцієнт, що враховує ставку збору у вигляді цільової надбавки до діючого тарифу на природний газ для споживачів усіх форм власності, який справляється на обсяги природного газу, що постачаються для промислових та інших суб'єктів господарювання, у році t, установлений відповідно до Податкового кодексу України, відносні одиниці;

$T_{\text{мал.г}}$ — тариф на транспортування природного газу магістральними трубопроводами відповідно до території ліцензованої діяльності, грн за 1000 м³.

3.15. Амортизація у році t регуляторного періоду визначається відповідно до порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів, що здійснюють розподіл природного газу, що затверджується НКРЕ, окремо на активи, що створені на дату переходу до стимулюючого регулювання, та активи, створені після переходу на стимулююче регулювання, активи, що були отримані ліцензіатами на безоплатній основі, та активи, що були створені за рахунок отримання плати за приєднання об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газових мереж газорозподільного підприємства, за формулою

$$A_t = A^{\text{см}} + A_t^{\text{нов}} + A_t^{\text{до}} + A_t^{\text{пр}} \quad (\text{тис. грн}), \quad (14)$$

де $A^{\text{см}}$ — річна амортизація на активи, що створені на дату переходу до стимулюючого регулювання, тис. грн;

$A_t^{\text{нов}}$ — амортизація у році t на активи, що створені після переходу на стимулююче регулювання, відповідно до інвестиційної програми, схваленої відповідно до порядку формування інвестиційних програм, тис. грн;

$A_t^{\text{до}}$ — амортизація на активи, що були отримані ліцензіатами на безоплатній основі після переходу до стимулюючого регулювання, крім активів (будівлі адміністративного призначення, транспортні засоби, меблі, інвентар, програмне забезпечення та інші активи) відповідно до порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів, що здійснюють розподіл природного газу, що затверджується НКРЕ, тис. грн;

$A_t^{\text{пр}}$ — амортизація на активи, що були створені за рахунок отримання плати від приєднання об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газових мереж газорозподільного підприємства, тис. грн.

3.16. При визначенні суми амортизації у році t у відповідних складових враховується прогнозована сума амортизації активів, що будуть створені у році t в рамках реалізації інвестиційної програми, схваленої відповідно до порядку формування інвестиційних програм, у тому числі за рахунок отримання плати за приєднання об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газових мереж газорозподільного підприємства, або будуть отримані ліцензіатами на безоплатній основі.

3.17. Прогнозована амортизація на рік t розраховується як сума фактичної амортизації за I, II та III квартали та прогнозованої амортизації на IV квартал у році t-1.

ДОКУМЕНТИ

3.18. Прогнозована амортизація на активи, які створені після переходу на стимулююче регулювання, у першому році першого періоду регулювання дорівнює 0.

3.19. Зазначена амортизація нараховується, починаючи з кварталу, наступного після кварталу, в якому планується введення відповідного активу в експлуатацію.

3.20. Розрахунок прибутку на регуляторну базу активів (Π_t) здійснюється таким чином:

1) для першого регуляторного періоду прибуток у році t визначається за формулою

$$\Pi_t = RBA^0 \times RND^0 + \frac{(RBA_{nt}^{нов} + RBA_{kt}^{нов})}{2} \times RND^{нов} \quad (\text{тис. грн}), \quad (15)$$

де

RBA^0 — регуляторна база активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, тис. грн;

RND^0 — встановлена НКРЕ регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці;

$RBA_{nt}^{нов}$ — регуляторна база активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання на початок року t , тис. грн;

$RBA_{kt}^{нов}$ — регуляторна база активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання на кінець року t , тис. грн;

$RND^{нов}$ — встановлена НКРЕ регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці;

2) після першого регуляторного періоду прибуток у році t визначається за формулою

$$\Pi_t = \frac{(RBA_{nt}^{см} + RBA_{kt}^{см})}{2} \times RND^0 + \frac{(RBA_{nt}^{нов} + RBA_{kt}^{нов})}{2} \times RND^{нов} \quad (\text{тис. грн}), \quad (16)$$

де

$RBA_{nt}^{см}$ — регуляторна база активів, яка створена до переходу до стимулюючого регулювання на початок року t другого та наступних періодів регулювання, тис. грн;

$RBA_{kt}^{см}$ — регуляторна база активів, яка створена до переходу до стимулюючого регулювання на кінець року t другого та наступних періодів регулювання, тис. грн.

3.21. На початок другого регуляторного періоду регуляторна база активів, яка створена до переходу до стимулюючого регулювання, дорівнює регуляторній базі активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання ($RBA_{kt}^{см} = RBA^0$).

3.22. Регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання (RBA^0), та регуляторна база активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання, визначаються відповідно до порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів, що здійснюють розподіл природного газу, що затверджується НКРЕ.

3.23. Регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, може бути одноразово уточнена при коригуванні необхідного доходу на суму вартості активів, які були створені на дату переходу до стимулюючого регулювання, відповідно до інвестиційної програми, схваленої відповідно до порядку формування інвестиційних програм, у році, який передував року впровадження стимулюючого регулювання, але на дату переходу до стимулюючого регулювання були відсутні дані щодо їх фактичної вартості.

3.24. На початок першого року першого періоду регулювання регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання ($RBA_{kt}^{нов}$), дорівнює 0.

3.25. Регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, на початок кожного наступного року регуляторного періоду встановлюється на рівні регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, на кінець попереднього року ($RBA_{kt}^{нов} = RBA_{kt-1}^{нов}$).

3.26. Регуляторна база активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання, на кінець року t визначається за формулою

$$RBA_{kt}^{нов} = RBA_{kt-1}^{нов} - BA_t^{нов} - A_t^{нов} - A_t^{см} + I_t \quad (\text{тис. грн}), \quad (17)$$

де

$RBA_{kt}^{нов}$ — регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання на початок року t періоду регулювання, тис. грн;

$BA_t^{нов}$ — вартість вибуття активів із регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, у році t , тис. грн;

I_t — вартість активів у році t відповідно до інвестиційної програми, схваленої відповідно до порядку формування інвестиційних програм, за вирахуванням активів, створених за рахунок приєднання об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газових мереж газорозподільного підприємства, тис. грн без ПДВ.

3.27. Після першого регуляторного періоду $RBA_{kt}^{нов}$ та $RBA_{kt}^{см}$ визначаються за формулами

$$RBA_{kt}^{нов} = RBA_{kt-1}^{нов} - BA_t^{нов} - A_t^{нов} + I_t \quad (\text{тис. грн}), \quad (18)$$

$$RBA_{kt}^{см} = RBA_{kt-1}^{см} - A_t^{см} \quad (\text{тис. грн}), \quad (19)$$

3.28. Податок на прибуток у році t розраховується за формулою

$$\Pi\Pi_t = \Pi_t \times \frac{НП\Pi_t}{(1 - НП\Pi_t)} \quad (\text{тис. грн}), \quad (20)$$

де

$НП\Pi_t$ — ставка податку на прибуток підприємств у році t , відносні одиниці.

3.29. Прогнозовані амортизація, прибуток на регуляторну базу активів та податок на прибуток розраховуються відповідно до пунктів 3.15 – 3.28 цього розділу з урахуванням прогнозних значень амортизації, суми інвестицій, індексу споживчих цін тощо.

При цьому:

прогнозована амортизація на активи регуляторної бази активів, що були отримані ліцензіатами на безоплатній основі після переходу до стимулюючого регулювання, у році t розраховується на активи, отримані до року $t-1$ включно; прогнозована амортизація на активи регуляторної бази активів, що були сформовані за рахунок отримання плати від приєднання об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газових мереж газорозподільного підприємства, у році t розраховується на активи, сформовані до року $t-1$ включно.

IV. Коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з розподілу природного газу

4.1. Коригування необхідного доходу від здійснення діяльності з розподілу природного газу ($НД_{t-1}^{кор}$) здійснюється щороку на підставі фактичних даних за попередній рік за формулою

$$НД_{t-1}^{кор} = НД_{t-1}^n - ВНД_{t-1} \quad (\text{тис. грн}), \quad (21)$$

де

$ВНД_{t-1}$ — відхилення уточненого необхідного доходу на рік регулювання $t-1$ від прогнозованого необхідного доходу на рік $t-1$, що визначається за формулою

$$ВНД_{t-1} = НД_{t-1}^n - НД_{t-1}^y \quad (\text{тис. грн}). \quad (22)$$

4.2. Уточнений необхідний дохід від здійснення діяльності з розподілу природного газу на рік $t-1$ розраховується за формулою

$НД_{t-1}^y = OKB_{t-1}^y + OHB_{t-1}^y + ВТВ_{t-1}^y + A_{t-1}^y + \Pi_{t-1}^y + \Pi\Pi_{t-1}^y + KЯ_{t-1} + KO_{t-1} + КПР_{t-1} + КП_{t-1}$ (тис. грн), (23)

де

$ВТВ_{t-1}^y$ — уточнені витрати ліцензіата, пов'язані із закупівлею природного газу, що використовуються для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу на рік $t-1$, що визначаються за формулою

$$ВТВ_{t-1}^y = V_{ВТВ,t-1}^y \times \Pi_{ВТВ,t-1}^y / 1000 \quad (\text{тис. грн}), \quad (24)$$

де

$V_{ВТВ,t-1}^n$ — прогнозовані обсяги виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу на рік $t-1$, 1000 м³;

$\Pi_{ВТВ,t-1}^y$ — фактична ціна природного газу, що використовується на виробничо-технологічні витрати, нормовані втрати у році $t-1$, грн за 1000 м³;

OKB_{t-1}^y — уточнені операційні контрольовані витрати з розподілу природного газу на рік $t-1$, що визначаються за формулою

$$OKB_{t-1}^y = ((OKB_{t-2}^y - \Phi ОП_{t-2}^y) \times \frac{\Pi_{ВБ,t-1}^y}{100} + \Phi ОП_{t-1}^y) \times (1 - \frac{\Pi_{Е_2} + \Pi_{Е_{инд}}}{100}) \times (1 + K\Lambda \times \frac{\Lambda_{t-1}}{A_{t-1}}) \quad (\text{тис.грн}), \quad (25)$$

де

OKB_{t-2}^y — прогнозовані операційні контрольовані витрати, уточнені для років другого та наступних регуляторних періодів з урахуванням базового рівня операційних контрольованих витрат (для першого періоду регулювання $OKB_{t-2}^y = OKB_0^y$), що розраховується за формулою (4) з уточненням економії $EOKB^y$ за формулою

$$EOKB^y = \frac{1}{k} \times \sum_{i=1}^k (OKB_i^n - OKB_i^y) \quad (\text{тис. грн}), \quad (26)$$

де

$\Phi ОП_{t-2}^y$ — уточнений фонд оплати праці у році $t-2$, що визначається відповідно до пункту 3.7 розділу III цього Порядку, тис. грн;

$\Phi ОП_{t-1}^y$ — уточнений фонд оплати праці у році $t-1$, що визначається відповідно до пункту 3.7 розділу III цього Порядку, тис. грн;

$\Pi_{ВБ,t-1}^y$ — фактичний індекс цін виробників промислової продукції року $t-1$, %;

$K\Lambda$ — встановлений НКРЕ коефіцієнт поправки на зміну кількості активів, що входять до складу регуляторної бази активів ($0 < K\Lambda < 1$), відносні одиниці;

ΔA_{t-1} — зміна кількості активів в умовних одиницях за рік $t-1$;

A_{t-1} — кількість активів в умовних одиницях на початок року $t-1$.
Класифікацію активів (газового обладнання), що знаходяться в експлуатації ліцензіата, в умовних одиницях наведено в додатку 3 до цього Порядку;

$OHNB_{t-1}^y$ — уточнені операційні неkontrolьовані витрати з розподілу природного газу на рік $t-1$, що визначаються за формулою

$$OHNB_{t-1}^y = OHNB_{t-1}^y - \Phi ОП_{t-1}^y \times H_{t-1}^{\Phi ОП,y} + \Phi ОП_{t-1}^y \times H_{t-1}^{\Phi ОП,y} \quad (\text{тис. грн}), \quad (27)$$

де

$OHNB_{t-1}^y$ — фактичний рівень операційних неkontrolьованих витрат у році $t-1$, тис. грн;

$\Phi ОП_{t-1}^y$ — фактичний фонд оплати праці у році $t-1$, тис. грн;

$H_{t-1}^{\Phi ОП,y}$ — фактичний рівень єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування у році $t-1$, відносні одиниці;

A_{t-1}^y — фактична амортизація у році $t-1$, розрахована відповідно до пунктів 3.16-3.19 розділу III цього Порядку з урахуванням фактичних даних щодо активів, утворених після переходу до стимулюючого регулювання, активів, що були отримані ліцензіатами на безоплатній основі, та активів, що були створені за рахунок отримання плати від приєднання об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газових мереж газорозподільного підприємства, тис. грн;

Π_{t-1}^y — уточнений прибуток у році $t-1$, розрахований відповідно до пункту 3.20 розділу III цього Порядку з урахуванням фактичних даних щодо активів, утворених після переходу до стимулюючого регулювання, вартості вибуття активів із регуляторної бази активів, яка сформована після переходу на стимулююче регулювання, суми інвестицій у році $t-1$ відповідно до інвестиційної програми, схваленої НКРЕ відповідно до порядку формування інвестиційних програм, тис. грн;

$\Pi\Pi_{t-1}^y$ — уточнений податок на прибуток у році $t-1$, розрахований відповідно до пункту 3.28 розділу III цього Порядку, тис. грн;

$KЯ_{t-1}$ — коригування необхідного доходу за даними виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг у році $t-1$, що визначається відповідно до пункту 4.3 цього розділу, тис. грн;

KO_{t-1} — коригування необхідного доходу у зв'язку із зміною обсягів розподілу природного газу у році регулювання $t-1$, тис. грн, що визначається за формулою

$$KO_{t-1} = - \left[\sum_{i=1}^m (T_{t-1(i)}^n \times \Delta T_{t-1(i)}^{фн}) \right] \times [1 - НП\Pi_{t-1}] \quad (\text{тис. грн}), \quad (28)$$

де

m — кількість змін тарифів протягом року регулювання $t-1$;

i — період у році $t-1$, протягом якого тарифи залишалися незмінними;

$T_{t-1(i)}^n$ — тариф, що діяв протягом періоду i у році $t-1$, грн за 1000 м³;

$\Delta T_{t-1(i)}^{фн}$ — різниця між фактичним та прогнозованим, передбаченим при розрахунку відповідного тарифу, обсягом розподілу природного газу протягом періоду i у році $t-1$, млн м³, розраховується за формулою

$$\Delta T_{t-1(i)}^{фн} = V_{t-1(i)}^{фн} - V_{t-1(i)}^{nn} \quad (\text{млн м}^3), \quad (29)$$

де

$V_{t-1(i)}^{фн}$ — фактичний обсяг розподілу природного газу протягом періоду i у році $t-1$, млн м³;

$V_{t-1(i)}^{nn}$ — прогнозований обсяг розподілу природного газу, передбачений при розрахунку відповідного тарифу, протягом періоду i у році $t-1$, млн м³, що визначається за формулою

$$V_{t-1(i)}^{nn} = V_{t-1}^{nn} \times \frac{V_{t-1(i)}^{фн}}{V_{t-1}^{фн}} \quad (\text{млн м}^3), \quad (30)$$

де

V_{t-1}^{nn} — річний прогнозований обсяг розподілу природного газу, передбачений при розрахунку відповідного тарифу на період i у році $t-1$, млн м³;

$V_{t-1}^{фн}$ — фактичний річний обсяг розподілу природного газу у році $t-1$, млн м³;

$НП\Pi_{t-1}$ — ставка податку на прибуток у році $t-1$, відносні одиниці;

$КПР_{t-1}$ — коригування необхідного доходу відповідно до зобов'язань щодо витрат, пов'язаних із приєднанням у році $t-1$, що визначаються за формулою

$$КПР_{t-1} = (ППР_{t-1} - ППР_{t-1} + \frac{ПФПР_{t-1} - ФПР_{t-1}}{1 + НПДВ_{t-1}}) \times (1 + РНД^{нов}) \quad (\text{тис. грн}), \quad (31)$$

де

$ППР_{t-1}$ — сума фактичних інвестицій у році $t-1$, пов'язана з приєднанням об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газових мереж газорозподільного підприємства, відповідно до інвестиційної програми, схваленої НКРЕ відповідно до порядку формування інвестиційних програм, тис. грн без ПДВ;

$ПФПР_{t-1}$ — сума отриманої у році $t-1$ плати за приєднання об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газових мереж газорозподільного підприємства, тис. грн без ПДВ;

$ФПР_{t-1}$ — сума повернення у році $t-1$ фінансової допомоги на приєднання об'єктів газоспоживання (газопостачання) замовників до газових мереж газорозподільного підприємства, тис. грн;

$НПДВ_{t-1}$ — ставка податку на додану вартість у році $t-1$, відносні одиниці;

$КП_{t-1}$ — коригування необхідного доходу у зв'язку з виявленням та підтвердженням за результатами перевірки порушень у частині виявлення фактів недотримання вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначення регуляторної бази активів, невиконання інвестиційної програми, виявленням за результатами планової або позапланової перевірки інших порушень Ліцензійних умов провадження діяльності з розподілу природного газу та помилок при розрахунку необхідного доходу тощо.

4.3. Починаючи з другого року першого регуляторного періоду, визначається величина коригування необхідного доходу за даними виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг для року $t-1$ регуляторного періоду ($KЯ_{t-1}$) визначається за формулою

$$KЯ_{t-1} = -0,01 \times (KЯM_{t-1} + KЯ\Pi_{t-1}) \times НД_{t-1}^n \quad (\text{тис. грн}), \quad (32)$$

де

$KЯM_{t-1}$ — коефіцієнт виконання нормативних завдань з перевірки розподільних газопроводів, відносні одиниці;

$KЯ\Pi_{t-1}$ — коефіцієнт виконання нормативних завдань з перевірки внутрішньообудинкових систем газопостачання побутових споживачів, відносні одиниці.

Якщо за результатами останніх чотирьох послідовних кварталів, що передують року $t-1$, фактичні нормативні завдання виконані на рівні: більше 98% — коефіцієнти виконання нормативних завдань дорівнюють нулю;

менше 60% — коефіцієнти виконання нормативних завдань дорівнюють одиниці;

більше 60%, але менше 98% — коефіцієнти виконання нормативних завдань дорівнюють відповідно

$$KЯM_{t-1} = \frac{98\% - \Pi_{t-1}^y}{98\% - 60\%}, \quad (33)$$

$$KЯ\Pi_t = \frac{98\% - \Pi_{t-1}^y}{98\% - 60\%}, \quad (34)$$

де

Π_{t-1}^y — фактичний відсоток перевірки розподільних газопроводів;
 Π_{t-1}^y — фактичний відсоток перевірки внутрішньообудинкових систем газопостачання споживачів;

Π_{t-1}^y та Π_{t-1}^y враховуються на основі даних моніторингу виконання ліцензіатом нормативних завдань з перевірки розподільних газопроводів та внутрішньообудинкових систем газопостачання побутових споживачів. Моніторинг таких завдань здійснюється НКРЕ на основі даних ліцензіата, що надаються до НКРЕ. У разі якщо НКРЕ визнає такі дані недостовірними, то коефіцієнти виконання нормативних завдань дорівнюють одиниці.

Начальник управління цінової та тарифної політики нафтогазового комплексу В.Семенець

Додаток 1

до Порядку формування тарифів на транспортування природного газу розподільними трубопроводами на основі багаторічного стимулюючого регулювання (пункт 1.4)

ПРИМІРНИЙ

перелік операційних контрольованих витрат

№ з/п	Статті витрат
1	Матеріальні витрати, у тому числі:
1.1	матеріали
1.2	паливно-мастильні матеріали
1.3	електроенергія
1.4	витрати на ремонт (без заробітної плати)
1.5	інші матеріальні витрати
1.6	природний газ на власні потреби
2	Витрати на оплату праці
3	Інші контрольовані операційні витрати, у тому числі:
3.1	оренда обладнання (з метою здійснення ліцензованої діяльності)
3.2	оренда приміщень (з метою здійснення ліцензованої діяльності)
3.3	послуги банків
3.4	послуги з повірки приладів обліку
3.5	страхування
3.6	витрати на зв'язок
3.7	витрати на службові відрядження
3.8	витрати на утримання автомобільного транспорту
3.9	зняття показників лічильників
3.10	поліграфічні, друкарські послуги
3.11	впровадження та обслуговування програмного забезпечення
3.12	інформаційно-консультаційні послуги
3.13	юридичні та нотаріальні послуги
3.14	аудиторські послуги
3.15	канцелярські витрати
3.16	послуги сторонніх організацій
3.17	навчання
3.18	забезпечення пожежної, сторожової, воєнізованої охорони
3.19	медичне обслуговування
3.20	послуги реєстратора
3.21	інші витрати

Додаток 2

до Порядку формування тарифів на транспортування природного газу розподільними трубопроводами на основі багаторічного стимулюючого регулювання (пункт 1.4)

ПРИМІРНИЙ

перелік операційних неkontrolьованих витрат

№ з/п	Статті витрат
1	Екологічний податок
2	Збір на користування радіочастотним ресурсом України
3	Збір за першу реєстрацію транспортного засобу
4	Збір за спеціальне використання води
5	Збір за спеціальне використання лісових ресурсів
6	Єдиний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування
7	Отримання ліцензій та спеціальних дозволів
8	Обов'язкове страхування
9	Охорона праці, техніка безпеки та охорона навколишнього природного середовища
10	Плата за землю
11	Інші податки, збори та обов'язкові платежі за рахунок собівартості

Додаток 3

до Порядку формування тарифів на транспортування природного газу розподільними трубопроводами на основі багаторічного стимулюючого регулювання (пункт 4.2)

КЛАСИФІКАЦІЯ

активів (газового обладнання), що знаходяться в експлуатації ліцензіата, в умовних одиницях

№ з/п	Обладнання	Одиниця виміру	Кількість умовних одиниць
1	Розподільні газопроводи (у тому числі міжселищні), газопроводи, вводи, внутрішні газопроводи, внутрішньообудинкові газопроводи	1 км	10
2	Газорегуляторні пункти (ГРП), шафові газорегуляторні пункти (ШГРП)	1 шт.	10
3	Катодні станції електрохімічного захисту (КС ЕХЗ)	10 шт.	1
4	Лічильники газу промислові	5 шт.	1
5	Лічильники газу побутові	10 шт.	1
6	Газові плити	100 шт.	10