ЗАТВЕРДЖЕНО

Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ №\_\_\_\_\_\_\_

### Методика визначення та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу щодо газосховищ, до яких застосовується режим регульованого доступу, на основі багаторічного стимулюючого регулювання

### I. Загальні положення

1. Ця Методика розроблена відповідно до Законів України «Про природні монополії», «Про ринок природного газу», «Про ціни і ціноутворення», «Про трубопровідний транспорт» та «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг».

2. Положення цієї Методики поширюються на суб'єктів господарювання, які отримали або мають намір отримати ліцензію на право провадження господарської діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу (далі ‒ ліцензіат, оператор газосховищ).

3. Ця Методика застосовується НКРЕКП при розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу на основі багаторічного стимулюючого регулювання для суб'єктів господарювання, що здійснюють зберігання (закачування, відбір) природного газу.

4. Ця Методика установлює механізм формування тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу та параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії для цілей стимулюючого регулювання та забезпечення:

отримання необхідного доходу та прибутку на регуляторну базу активів;

стимулювання ліцензіата до ефективного використання тарифних коштів у рамках періоду регулювання;

дотримання регуляторної бази активів та регуляторної норми доходу.

5. У цій Методиці терміни вживаються в таких значеннях:

амортизація ‒ систематичний розподіл вартості регуляторної бази активів, що амортизується, протягом строку їх корисного використання (експлуатації) для здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу;

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

виробничо-технологічні витрати, нормативні та питомі втрати природного газу (далі – виробничо-технологічні витрати, ВТВ) ‒ витрати та втрати природного газу, пов'язані з технологічним процесом зберігання (закачування, відбору) природного газу;

довгострокові параметри регулювання ‒ параметри регулювання необхідного доходу ліцензіата, що мають довгостроковий період дії, спрямовані на стимулювання ліцензіата до підвищення якості послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу, поступового скорочення неефективних витрат та збільшення інвестицій з метою сталого функціонування та розвитку;

загальний показник ефективності використання витрат на оплату праці – цільове галузеве завдання, спрямоване на стимулювання до ефективного використання витрат на оплату праці, збереження ключових та кваліфікованих спеціалістів, зростання продуктивності праці та підвищення мотивації персоналу, який відображає співвідношення темпів зростання середньомісячної заробітної плати категорії «керівники» та інших працівників оператора газосховищ;

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

загальний показник ефективності для питомих обсягів ВТВ ‒ цільове галузеве завдання щодо щорічного скорочення питомих обсягів ВТВ у відсотках;

загальний показник ефективності для регуляторної бази активів ‒ цільове галузеве завдання, спрямоване на збільшення інвестицій та стимулювання до ефективного використання компонентів прогнозованого необхідного доходу, визначених як прогнозовані джерела фінансування інвестиційних програм оператора газосховищ, що визначається з урахуванням планованих джерел плану розвитку газосховищ та результатів здійснених Регулятором заходів державного контролю;

коригування тарифів ‒ встановлення тарифів на кожен рік регуляторного періоду на підставі розрахованого необхідного доходу з урахуванням можливої зміни прогнозованих параметрів, врахованих при розрахунку тарифів, та фактичних даних за попередні періоди;

необхідний дохід ‒ дохід, що визначається на підставі параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії згідно з цією Методикою, та має забезпечувати здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу у кожному році регуляторного періоду;

операційні витрати ‒ витрати, пов'язані з операційною діяльністю (зберігання (закачування, відбору) природного газу) ліцензіата;

операційні контрольовані витрати ‒ операційні витрати, розмір яких залежить від управлінських рішень ліцензіата;

операційні неконтрольовані витрати ‒ операційні витрати, на які ліцензіат не має безпосереднього впливу (податки, збори, обов'язкові платежі, розмір яких встановлюється відповідно до законодавства України);

умовно змінні операційні контрольовані витрати – група економічно однорідних витрат, що включаються до операційних контрольованих витрат, зміна абсолютної величини яких знаходиться в пропорційній залежності від зміни (збільшення/зменшення) обсягів закачування та відбору природного газу до/з підземних сховищ газу (далі – ПСГ);

умовно постійні операційні контрольовані витрати – група економічно однорідних витрат, що включаються до операційних контрольованих витрат, зміна абсолютної величини яких не знаходиться в пропорційній залежності від зміни (збільшення/зменшення) обсягів закачування та відбору природного газу до/з підземних сховищ газу, незалежно від періодів закачування та відбору газу і від обсягів газу, що знаходиться у сховищі;

перегляд тарифів ‒ встановлення тарифів на підставі розрахованого необхідного доходу на наступний регуляторний період з урахуванням зміни довгострокових параметрів регулювання;

прогнозні значення (рівень) ‒ значення величини (витрат, обсягів, потужності тощо), що враховуються 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 встановлюється рішенням Регулятора;

регуляторний рахунок ‒ обліковий запис, на який відносяться відхилення необхідного доходу від планованого за кожний рік регуляторного періоду;

структура тарифу ‒ окремий додаток до рішення Регулятора про встановлення тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу з переліком економічно обґрунтованих складових, що групуються за економічними елементами, на основі яких розраховуються та встановлюються тарифи на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу;

тариф на послуги відбору природного газу ‒ виражена у грошовій формі вартість забезпечення оператором газосховищ замовнику у планованому періоді потужності відбору природного газу з ПСГ;

тариф на послуги закачування природного газу ‒ виражена у грошовій формі вартість забезпечення оператором газосховищ замовнику у планованому періоді потужності закачування природного газу в ПСГ;

тариф на послуги зберігання природного газу ‒ виражена у грошовій формі вартість забезпечення оператором газосховищ замовнику у планованому періоді робочого обсягу зберігання природного газу у ПСГ.

Інші терміни вживаються у значеннях, наведених у законах України «Про ринок природного газу», «Про природні монополії», Кодексі газосховищ, затвердженому постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2495, зареєстрованому в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 року за № 1380/27825 (далі ‒ Кодекс).

6. Початок першого регуляторного періоду відповідає даті запровадження НКРЕКП стимулюючого регулювання.

7. Розрахунок прогнозованого необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу здійснюється для кожного року регуляторного періоду, з урахуванням:

1) встановлених НКРЕКП параметрів регулювання, що мають довгостроковий період дії:

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 використання витрат на оплату праці;

загального показника ефективності для операційних контрольованих витрат;

загального показника ефективності для питомих обсягів ВТВ;

загального показника ефективності для регуляторної бази активів.

Параметри регулювання, що мають довгостроковий період дії, можуть бути переглянуті впродовж регуляторного періоду.

У разі недосягнення загальних показників ефективності тривалість регуляторного періоду може бути переглянута.

За умови систематичного недосягнення загальних показників ефективності Регулятор може переглянути рішення про застосування стимулюючого регулювання до оператора газосховищ;

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

індексу споживчих цін;

індексу цін виробників промислової продукції;

індексу зростання номінальної середньомісячної заробітної плати;

3) плану розвитку газосховищ;

4) прогнозованої ціни закупівлі природного газу.

8. Протягом регуляторного періоду за фактичними даними може бути проведено коригування необхідного доходу, яке враховує:

фактичні значення індексу споживчих цін, індексу цін виробників промислової продукції, індексу зростання номінальної середньомісячної заробітної плати;

зміни в чинному законодавстві України в частині розміру ставок податків, зборів, обов'язкових платежів;

зміни обсягів замовлених потужностей;

зміни ціни на природний газ для ВТВ;

зміни до плану розвитку.

### II. Визначення необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу

1. Прогнозований необхідний дохід () від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу на рік *t* розраховується за формулою

(тис. грн), (1)

де ‒ прогнозовані операційні контрольовані витрати, пов’язані з провадженням діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу на рік *t*, примірний перелік яких наведено в додатку 2 до цієї Методики, тис. грн;

‒ прогнозовані операційні неконтрольовані витрати, пов’язані з провадженням діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу на рік *t*, примірний перелік яких наведено в додатку 3 до цієї Методики, тис. грн;

‒ прогнозовані витрати ліцензіата, пов'язані із закупівлею природного газу, що використовується на виробничо-технологічні витрати, нормативні та питомі втрати, на рік *t*, тис. грн;

‒ прогнозована амортизація на рік *t*, тис. грн;

‒ прогнозований прибуток на регуляторну базу активів на рік *t* після оподаткування, тис. грн;

‒ прогнозований прибуток на робочий капітал на рік t, тис. грн;

‒ прогнозований податок на прибуток на рік *t*, тис. грн;

‒ сума коригування необхідного доходу у зв’язку з виявленням та підтвердженням порушень за результатами проведення планового та/або позапланового заходу державного нагляду (контролю) щодо дотримання суб’єктом господарювання вимог законодавства у нафтогазовій сфері та Ліцензійних умов провадження господарської діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу, затверджених постановою НКРЕКП від 16 лютого 2017 року № 201 (далі – Ліцензійні умови).

2. Прогнозовані операційні контрольовані витрати від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу розраховуються перед початком регуляторного періоду на кожний рік регуляторного періоду за формулою

(тис. грн), (2)

де  *–* прогнозовані умовно постійні операційні контрольовані витрати у році *t-1*, тис. грн;

‒ прогнозовані витрати на оплату праці у році *t-1*, що визначається відповідно до пункту 3 цього розділу, тис. грн;

– прогнозовані умовно змінні операційні контрольовані витрати, тис. грн;

‒ прогнозований індекс цін виробників промислової продукції для року *t*, %;

‒ встановлений НКРЕКП загальний показник ефективності для операційних контрольованих витрат, %;

‒ прогнозовані витрати на оплату праці у році *t*, що визначається відповідно до пункту 3 цього розділу, тис. грн.

Базові рівні умовно постійних операційних контрольованих витрат для першого регуляторного періоду () визначаються при переході до стимулюючого регулювання виходячи з економічно обґрунтованих витрат ліцензіата на здійснення господарської діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу з урахуванням фактичних даних за результатами діяльності у попередніх періодах та з урахуванням зіставлення з аналогічними показниками в інших сферах регулювання, з метою відшкодування оператору газосховищ зміни у часі середньомісячної заробітної плати та цін на товари/послуги у сфері промислового виробництва внаслідок інфляційних процесів.

Базові рівні умовно постійних операційних контрольованих витрат на другий та наступні регуляторні періоди визначаються з урахуванням даних щодо використання операційних контрольованих витрат у попередньому регуляторному періоді.

Умовно змінні операційні контрольовані витрати розраховуються перед початком регуляторного періоду на кожний рік регуляторного періоду за формулою

(тис. грн), (3)

де – матеріальні операційні контрольовані витрати, які плануються, виходячи із прогнозних технологічних режимів роботи ПСГ для кожного року в регуляторному періоді і розраховуються виходячи із прогнозних фізичних обсягів закачування та відбору природного газу;

– інші контрольовані операційні витрати, які плануються, виходячи з прогнозних замовлених потужностей закачування та відбору природного газу.

У разі очікування суттєвих відмінностей у технологічних режимах роботи газосховищ, пов’язаних, зокрема, зі значним відхиленням прогнозованих фізичних обсягів від обсягів, урахованих при формуванні тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, прогнозовані операційні контрольовані витрати у році *t* визначаються на рівні, необхідному для забезпечення безаварійної та безперебійної роботи газосховищ.

При визначенні на рік *t* враховуються витрати на проведення ремонтних робіт та технічного обслуговування у розмірі, що не може перевищувати обсяг планованих джерел фінансування інвестиційної програми, які є компонентами прогнозованого необхідного доходу на відповідний рік.

У разі досягнення загального показника ефективності для операційних контрольованих витрат економія операційних контрольованих витрат залишається у розпорядженні ліцензіата та використовується оператором газосховищ за рішенням Регулятора у році, наступному за звітним роком/році, наступному після здійснення заходу контролю, для фінансування в обсягах не більше 50 % від такої економії коштів на заходи з енергоефективності та/або для фінансування заходів, передбачених інвестиційною програмою, та/або для фінансування інших заходів, решта економії залишається у розпорядженні ліцензіата.

3. Визначення прогнозованих ВОП для року *t* здійснюється за формулою

(тис. грн), (4)

де ‒ прогнозовані витрати на оплату праці на рік *t*, тис. грн;

‒ прогнозовані витрати на оплату праці на рік *t-1*, тис. грн;

‒ прогнозований індекс зростання номінальної середньомісячної заробітної плати в Україні для року *t*, визначається за формулою

(умовні одиниці), (5)

де  *–* прогнозований індекс споживчих цін у середньому до попереднього року для року *t*, %;

*–* прогнозований індекс зростання номінальної середньомісячної заробітної плати працівників, скоригований на індекс споживчих цін (індекс зростання реальної середньомісячної заробітної плати) для року *t*, %.

Результативність використання витрат на оплату праці у році *t* оцінюється загальним показником ефективності використання витрат на оплату праці.

Фактичний показник ефективності використання витрат на оплату праці у році *t* визначається за формулою

(умовні одиниці), (6)

де – рівень середньомісячної заробітної плати категорії працівників оператора газосховищ «керівники» у році *t*, грн на місяць;

– рівень середньомісячної заробітної плати категорії працівників оператора газосховищ «керівники» у році *t-1*, грн на місяць;

– рівень середньомісячної заробітної плати працівників оператора газосховищ, які не відносяться до категорії «керівники», у році *t*, грн на місяць;

– рівень середньомісячної заробітної плати працівників оператора газосховищ, які не відносяться до категорії «керівники», у році *t-1*, грн на місяць.

Загальний показник ефективності використання витрат на оплату праці, що встановлюється НКРЕКП, не може бути більшим 1.

4. До складу прогнозованих операційних неконтрольованих витрат мають бути включені тільки ті операційні неконтрольовані витрати, що безпосередньо пов'язані зі здійсненням ліцензованої діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу.

Прогнозовані операційні неконтрольовані витрати, пов’язані з провадженням діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу на рік *t* () визначаються за формулою

(тис. грн), (7)

де  *–* рівень єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування на рік *t-1*, у відносних одиницях;

– рівень єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування на рік *t*, у відносних одиницях;

‒ прогнозований індекс споживчих цін для року *t*, %.

Базові рівні операційних неконтрольованих витрат для першого регуляторного періоду (ОНВ0) визначаються при переході до стимулюючого регулювання виходячи з економічно обґрунтованих витрат ліцензіата на здійснення господарської діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу з урахуванням фактичних даних за результатами діяльності у попередніх періодах та з урахуванням зіставлення з аналогічними показниками в інших сферах регулювання.

При збільшенні (зменшенні) рівня операційних неконтрольованих витрат базовий рівень операційних неконтрольованих витрат переглядається.

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

5. Прогнозовані витрати ліцензіата, пов'язані із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат (), визначаються перед початком регуляторного періоду на кожен рік *t* регуляторного періоду за формулою

(тис. грн), (8)

де  ‒ прогнозовані обсяги виробничо-технологічних витрат природного газу на рік *t*, 1000 м3,які визначаються з урахуванням фактичних обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу за попередні періоди, прогнозованих обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу на основі прогнозованих режимів використання та фактичних характеристик технологічного обладнання, прогнозного балансу надходження та розподілу природного газу (за наявності), прогнозних обсягів зберігання (закачування, відбору) природного газу*,* та загального показника ефективності для питомих обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу, встановленого НКРЕКП;

‒ прогнозована ціна закупівлі природного газу у році *t*, грн за 1000 м3.

Для першого регуляторного періоду показник ефективності для питомих обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу дорівнює 0.

Прогнозовані обсяги виробничо-технологічних витрат природного газу визначаються перед початком регуляторного періоду як базові рівні обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу (). У разі зміни графіків та режимів закачування та відбору природного газу в довгостроковій перспективі обсяги виробничо-технологічних витрат природного газу можуть змінюватися протягом регуляторного періоду.

При оцінці досягнення загального показника ефективності для питомих обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу враховуються воєнні ризики та заходи оператора газосховищ, спрямовані на забезпечення безпеки постачання природного газу.

Економія витрат, пов'язаних із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат, використовується оператором газосховищ за рішенням Регулятора у році, наступному за звітним роком/році, наступному після здійснення заходу контролю, для фінансування заходів з енергоефективності та/або для фінансування заходів, передбачених інвестиційною програмою, та/або для фінансування інших заходів.

У випадку якщо економія витрат, пов'язаних із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат, зумовлена зниженням ціни природного газу внаслідок укладання довгострокових договорів (більше 1 року) для покриття обсягів виробничо-технологічних витрат природного газу з власником природного газу, зокрема газодобувним підприємством, виробником біометану або інших видів газу з альтернативних джерел, оптовим продавцем, така економія витрат використовується оператором газосховищ за рішенням Регулятора у році, наступному за звітним роком/році, наступному після здійснення заходу контролю, для фінансування інших заходів в обсягах не більше 75 % від такої економії коштів, решта 25 % економії залишається у розпорядженні ліцензіата.

6. Прогнозована амортизація у році *t* регуляторного періоду визначається відповідно до розділів ІV та V цієї Методики, окремо на активи, що створені на дату переходу до стимулюючого регулювання, активи, створені після переходу на стимулююче регулювання, та активи, що були отримані ліцензіатами на безоплатній основі, за формулою

(тис. грн), (9)

де ‒ прогнозована річна амортизація на активи, що визначені на дату переходу до стимулюючого регулювання, тис. грн;

‒ прогнозована річна амортизація на активи, що створені після переходу на стимулююче регулювання у році *t*, тис. грн;

‒ планована річна 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 розділу ІV цієї Методики, тис. грн.

При визначенні суми амортизації () у році *t* у відповідних складових враховується прогнозована сума амортизації активів, що будуть створені у році *t* у рамках реалізації плану розвитку.

Прогнозована річна амортизація на активи, отримані ліцензіатом на безоплатній основі, які створені після переходу на стимулююче регулювання, () на рік *t*, розраховується на рівні фактичної амортизації за останній звітний квартал помноженої на чотири.

Прогнозована амортизація на ці активи у першому році першого регуляторного періоду дорівнює 0.

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

7. Розрахунок прогнозованого прибутку на регуляторну базу активів (Пt*)* здійснюється за формулою

(тис. грн), (10)

де‒ регуляторна база активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання на початок року *t*, тис. грн;

‒ регуляторна база активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання на кінець року *t*, тис. грн;

РНД0 ‒ встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, у відносних одиницях;

‒ регуляторна база активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання на початок року *t*, тис. грн;

‒ регуляторна база активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання на кінець року *t*, тис. грн;

РНДнов ‒ встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання, у відносних одиницях;

‒ коефіцієнт, який характеризує досягнення загального показника ефективності для регуляторної бази активів для року *t*.

Визначення коефіцієнта, який характеризує досягнення загального показника ефективності для регуляторної бази активів для року *t*, здійснюється за формулою

(умовні одиниці), (11)

де – встановлений НКРЕКП загальний показник ефективності для регуляторної бази активів для року *t-1*, умовні одиниці;

– фактичний показник ефективності для регуляторної бази активів для року *t-1*, умовні одиниці.

Загальний показник ефективності для регуляторної бази активів, що встановлюється НКРЕКП, не може бути меншим 1, при цьому коефіцієнт, який характеризує досягнення загального показника ефективності для регуляторної бази активів, не може бути більшим 1,5.

Фактичний показник ефективності для регуляторної бази активів для року *t-1* визначається за формулою

(умовні одиниці). (12)

З метою визначення фактичного показника ефективності для регуляторної бази активів вартість регуляторної бази активів на кінець року *t-1* визначається:

без урахування безоплатно отриманих активів у році *t-1*;

без урахування амортизації активів введених в експлуатацію у році *t-1*;

з урахуванням розміру авансових платежів, передбачених інвестиційною програмою, здійснених у році *t-1*;

з урахуванням розміру виконання за заходами інвестиційної програми, підтвердженого проміжними актами, у році *t-1*;

з урахуванням вартості активів (нових, капіталізованих), виконаних відповідно до постанови НКРЕКП від 17 березня 2022 року № 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.

Розмір авансових платежів, передбачених інвестиційною програмою, та розмір виконання за заходами інвестиційної програми, підтверджений проміжними актами, не враховуються при визначенні фактичного показника ефективності для регуляторної бази активів, за умови їх врахування при визначенні фактичного показника ефективності для регуляторної бази активів у попередніх періодах.

З метою визначення фактичного показника ефективності для регуляторної бази активів враховується вплив вибуття з регуляторної бази активів об’єктів у результаті їх пошкодження, ліквідації, списання в наслідок воєнних дій.

Вартість буферного газу не враховуються при визначенні фактичного показника ефективності для регуляторної бази активів.

8. На початок першого регуляторного періоду регуляторна база активів, яка створена до переходу до стимулюючого регулювання, дорівнює регуляторній базі активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання ().

9. Регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання (РБА0), та регуляторна база активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання, визначаються відповідно до розділів ІV та V цієї Методики.

10. Регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, може бути одноразово переглянута при коригуванні необхідного доходу на суму вартості активів, які були створені на дату переходу до стимулюючого регулювання, відповідно до плану розвитку, у році, який передував року впровадження стимулюючого регулювання, але на дату переходу до стимулюючого регулювання були відсутні дані щодо їх фактичної вартості.

На початок першого року першого періоду регулювання регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання (), дорівнює 0.

11. 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 ().

12. та визначаються за формулами

(тис. грн), (13)

де ‒ первісна вартість активів, створених у році *t* згідно з планом розвитку, тис. грн;

‒ вартість активів, які вибули протягом року *t* та створені після переходу до стимулюючого регулювання згідно з планом розвитку, тис. грн;

(тис. грн). (14)

13. Прогнозований прибуток на робочий капітал у році *t* розраховується за формулою

(тис. грн), (15)

де – планований обсяг фінансування інвестиційної програми на рік *t* за рахунок компонентів прогнозованого необхідного доходу, тис. грн.

Прогнозований прибуток на робочий капітал, за його наявності, є одним з обов’язкових джерел фінансування заходів інвестиційної програми оператора газосховищ на рік *t*.

Прогнозований прибуток на робочий капітал може бути врахований при розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, починаючи з третього року першого регуляторного періоду лише за умов:

дотримання загального показника ефективності для регуляторної бази активів для року *t-1*;

включення прогнозованого прибутку джерелом фінансування заходів інвестиційної програми на рік *t* у розмірі не менше прогнозованого прибутку на робочий капітал на цей рік.

Прогнозований прибуток на робочий капітал на рік *t* не може перевищувати розміру половини прогнозованої амортизації на рік *t*.

14. Прогнозований податок на прибуток у році *t* розраховується за формулою

(тис. грн), (16)

де НППt ‒ ставка податку на прибуток підприємств у році *t,* установлена відповідно до Податкового кодексу України, у відносних одиницях.

15. Прогнозовані амортизація, прибуток на регуляторну базу активів, прибуток на робочий капітал та податок на прибуток розраховуються відповідно до пунктів 6 ‒ 14 цього розділу з урахуванням прогнозованих значень амортизації, суми інвестицій, обсягів введення основних фондів в експлуатацію, індексу споживчих цін тощо.

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.

**III. Коригування необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору)** **природного газу**

1. Відхилення необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу відноситься на регуляторний рахунок.

2. Коригування необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу здійснюється за зверненням ліцензіата за формулою

(тис. грн), (17)

де ‒ значення регуляторного рахунку, тис. грн;

u ‒ кількість років протягом яких ураховується коригування необхідного доходу.

3. До складу регуляторного рахунку можуть бути віднесені:

1) відхилення планованого необхідного доходу, врахованого при визначенні та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, від фактичного доходу ліцензіата від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу, у тому числі за рахунок застосування коефіцієнтів, які враховують особливості умов замовлення послуг;

2) різниця між прогнозованими та коригованими компонентами необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу, зокрема:

витратами ліцензіата, пов'язаними із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу,

операційними контрольованими витратами із зберігання (закачування, відбору) природного газу,

операційними неконтрольованими витратами із зберігання (закачування, відбору) природного газу,

амортизацією, розрахованою відповідно до пункту 6 розділу II цієї Методики з урахуванням фактичних даних щодо активів, утворених до та після переходу до стимулюючого регулювання, активів, що були отримані ліцензіатами на безоплатній основі,

прибутком на регуляторну базу активів, розрахованим відповідно до пункту 7 розділу II цієї Методики з урахуванням фактичних даних щодо активів, утворених до та після переходу до стимулюючого регулювання, вартості вибуття активів із регуляторної бази активів, яка сформована після переходу на стимулююче регулювання, тис. грн;

3) різниця між прогнозованим податком на прибуток та сплаченим податком на прибуток у частині здійснення ліцензованої діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу;

4) різниця між коригованою амортизацією, врахованою при встановленні тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу, та величиною річної амортизації, яка є джерелом фінансування заходів затвердженого плану розвитку оператора газосховища (далі – економія амортизаційних відрахувань). Економія амортизаційних відрахувань відноситься до складу регуляторного рахунку за весь регуляторний період за результатами передостаннього року регуляторного періоду.

4. Кориговані операційні контрольовані витрати на рік q розраховуються за формулою

(тис. грн), (18)

де – прогнозовані умовно постійні операційні контрольовані витрати, кориговані для другого та наступних років регуляторного періоду, з урахуванням базового рівня умовно постійних операційних контрольованих витрат (для першого року першого регуляторного періоду = );

– уточнені умовно змінні операційні контрольовані витрати на рік q, що розраховуються за формулою

(тис. грн), (19)

де q – відповідний рік регуляторного періоду;

– плановані річні обсяги закачування природного газу в ПСГ на рік q, млн м3 на рік;

– плановані річні обсяги відбору природного газу з ПСГ на рік q, млн м3 на рік;

– фактичні річні обсяги закачування природного газу в ПСГ за рік q, млн м3 на рік;

– фактичні річні обсяги відбору природного газу з ПСГ за рік q, млн м3 на рік;

– планована річна потужність закачування природного газу в ПСГ на рік q, млн м3 на рік;

– планована річна потужність відбору природного газу з ПСГ на рік q, млн м3 на рік;

– фактична річна потужність закачування природного газу в ПСГ за рік q, млн м3 на рік;

– фактична річна потужність відбору природного газу з ПСГ за рік q, млн м3 на рік;

– кориговані витрати на оплату праці у році q, що визначається за формулою

(тис. грн), (20)

де – фактичний індекс зростання номінальної середньомісячної заробітної плати в Україні для року q, %;

– кориговані витрати на оплату праці у році q-1, що визначається аналогічно формулі 20;

– фактичний індекс цін виробників промислової продукції року q, %.

Визначення різниці між прогнозованими та коригованими операційними контрольованими витратами здійснюється з урахуванням відшкодування оператору газосховищ зміни у часі середньомісячної заробітної плати та цін на товари/послуги у сфері промислового виробництва внаслідок інфляційних процесів, але не вище розміру фактичних операційних контрольованих витрат, понесених ліцензіатом.

5. Кориговані операційні неконтрольовані витрати із зберігання (закачування, відбору) на рік q розраховуються за формулою

(тис. грн), (21)

де – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у році q, тис. грн;

– фактичні витрати на оплату праці у році q, тис. грн;

– фактичний розмір єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування у році *t*, у відносних одиницях.

6. Кориговані витрати ліцензіата, пов'язані із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу, на рік q розраховуються за формулою

(тис. грн), (22)

де – фактичні обсяги виробничо-технологічних витрат природного газу на рік q, 1000 м3, але не більше обсягів, врахованих при визначенні та розрахунку тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу.

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, такі обсяги можуть вважатися обґрунтованими у разі наявності підтверджувальних документів, ураховуючи технологічні особливості роботи агрегатів і механізмів, залишків природного газу у сховищах;

– оптова ціна природного газу на нерегульованому сегменті оптового ринку природного газу України за результатами моніторингу за рік q, грн за 1000 м3.

Визначення різниці між прогнозованими та коригованими витратами ліцензіата, пов'язаними із закупівлею природного газу, що використовується для забезпечення виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат природного газу, здійснюється з урахуванням відшкодування оператору газосховищ ринкової вартості природного газу, але не вище розміру фактичних витрат, понесених ліцензіатом.

### ІV. Визначення регуляторної бази активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання

1. Регуляторна база активів ліцензіата, яка сформована на дату переходу до стимулюючого регулювання (*РБА*), визначається на підставі висновку про вартість активів, що є невід'ємною частиною звіту про оцінку таких активів, проведену відповідно до Методики оцінки активів суб'єктів природних монополій, суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, затвердженої наказом Фонду державного майна України від 12 березня 2013 року № 293, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 29 березня 2013 року за № 522/23054 (далі − Методика оцінки активів), за умови отримання позитивного висновку рецензента, який працює в органі державної влади, що здійснює державне регулювання оціночної діяльності, щодо відповідності звіту про оцінку активів вимогам Методики оцінки активів та Національним стандартам оцінки.

2. Якщо перехід до стимулюючого регулювання відбувся пізніше ніж через рік після дати оцінки активів ліцензіата, регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання (*РБА0*), визначається з урахуванням вартості активів, створених згідно з планом розвитку і прийнятих на баланс, та з урахуванням вибуття активів та амортизації за формулою

(тис. грн), (23)

де І ‒ первісна вартість активів, створених за період від дати оцінки активів до дати переходу до стимулюючого регулювання відповідно до плану розвитку, тис. грн;

ВА ‒ вартість активів, обчислена відповідно до Методики оцінки активів щодо активів, які вибули протягом періоду з дати оцінки активів на дату переходу до стимулюючого регулювання, тис. грн;

‒ щорічна амортизація на активи, що були створені на дату переходу до стимулюючого регулювання під час періоду від дати оцінки активів до дати переходу до стимулюючого регулювання, розрахована відповідно до пункту 6 цього розділу, тис. грн;

‒ амортизація на активи, що були створені за період від дати оцінки активів до дати переходу до стимулюючого регулювання, розрахована відповідно до пунктів 4 та 5 розділу V цієї Методики, тис. грн.

3. До складу регуляторної бази активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, включаються активи, що безпосередньо використовуються для здійснення ліцензованої діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу.

Активи, що використовуються також в інших, крім зберігання (закачування, відбору) природного газу, видах діяльності (адміністративні будівлі, програмне забезпечення, автотранспорт, системи зв'язку, офісна, комп'ютерна техніка тощо), належать до загальновиробничих. Загальновиробничі активи розподіляються пропорційно штатній чисельності персоналу, задіяного у відповідному виді діяльності. Базою розподілу загальновиробничих активів, що використовуються в зберіганні (закачуванні, відборі) природного газу, є штатна чисельність персоналу, задіяного у діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу.

До складу РБА входить буферний газ з регуляторною нормою доходу 0 % на перший регуляторний період, а у разі обґрунтованого звернення ліцензіата регуляторна норма доходу на буферний газ може бути переглянута в наступних регуляторних періодах у межах економії операційних контрольованих витрат.

4. Не включаються до складу регуляторної бази активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання:

об'єкти соціально-культурного призначення;

об'єкти інших необоротних матеріальних активів, які не використовуються для надання послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу;

об'єкти незавершених капітальних інвестицій;

довгострокові фінансові інвестиції;

довгострокові біологічні активи;

довгострокова дебіторська заборгованість;

відстрочені податкові активи;

інші необоротні активи;

витрати майбутніх періодів.

5. Об'єкти незавершених капітальних інвестицій, вартість виконання робіт за якими була оплачена в межах виконання плану розвитку у році, що передував року впровадження стимулюючого регулювання, але при цьому не були включені до складу регуляторної бази активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, можуть бути включені до неї у році, наступному після року їх введення в експлуатацію.

Об'єкти незавершених капітальних інвестицій, вартість виконання робіт за якими була оплачена в межах виконання плану розвитку у роках, що передували року впровадження стимулюючого регулювання, можуть бути включені до складу регуляторної бази активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, у році, наступному після року їх введення в експлуатацію, з урахуванням висновку про вартість активів, що є невід'ємною частиною звіту про оцінку таких активів, проведену відповідно до Методики оцінки активів.

6. Річна амортизація на активи, які включені до складу регуляторної бази активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання (*Аст*), розраховується за формулою

(тис. грн), (24)

де С – питомо зважений строк корисного використання активів, які включені до складу регуляторної бази активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, визначена в додатку 14 до цієї Методики.

Оператор газосховищ, враховуючи результати здійсненої незалежної оцінки вартості активів та на підставі довгострокових планів замовлення потужностей, щороку надає НКРЕКП розрахунки амортизації на активи, які включені до складу регуляторної бази активів, що створена на дату переходу до стимулюючого регулювання. У разі необхідності коригування строків корисного використання таких активів таке коригування та розрахунок амортизації підлягають обов'язковому узгодженню оператором газосховищ з власником цих активів та центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в нафтогазовому комплексі.

7. Амортизація на активи, які включені до складу регуляторної бази активів на дату переходу до стимулюючого регулювання, нараховується щомісяця із застосуванням прямолінійного методу.

8. Після переходу на стимулююче регулювання у разі відчуження активів, що включені до складу регуляторної бази активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, регуляторна норма доходу на таку регуляторну базу та амортизація на суму вартості цих активів з дати їх відчуження не нараховуються.

### V. Визначення регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання

1. До складу регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, включаються активи, що були створені (придбані) відповідно до плану розвитку газосховищ*.*

2. Об'єкти незавершених капітальних інвестицій, вартість виконання робіт за якими була оплачена в межах виконання плану розвитку у роках, наступних за роками після впровадження стимулюючого регулювання, можуть бути включені до складу регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, у році, наступному після року їх введення в експлуатацію.

3. Не включаються до складу регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, активи, для яких пунктом 4 розділу ІV цієї Методики встановлені обмеження.

4. Амортизація на активи, які включені до складу регуляторної бази активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання, нараховується із застосуванням прямолінійного методу щомісяця з урахуванням строків їх корисного використання згідно з додатком 15 до цієї Методики.

5. Нарахування амортизації на активи, які включені до складу регуляторної бази активів, що створена після переходу до стимулюючого регулювання, призупиняється на період виведення їх з експлуатації, що перевищує 3 місяці (з метою реконструкції, модернізації, добудови, дообладнання, консервації тощо), на підставі документів, які свідчать про виведення таких основних засобів з експлуатації. Нарахування амортизації відновлюється з місяця, наступного за місяцем введення в експлуатацію таких активів.

### VI. Розрахунок тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу на регуляторний період

1. Тариф на послуги зберігання природного газу розраховується за формулою

(грн за 1000 м3 на добу), (25)

де ‒ тариф на послуги зберігання природного газу, грн за 1000 м3  на добу;

– плановані витрати оператора газосховищ на зберігання природного газу, які визначаються згідно з розподілом планованих витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до цієї Методики, тис. грн;

‒ планований середній за рік *t* робочий обсяг зберігання природного газу, млн м3 на рік;

– коефіцієнт розподілу планованих витрати оператора газосховищ на зберігання природного газу, що визначається за формулою

(умовні одиниці), (26)

де – сума планованих витрат оператора газосховищ*.*

1. Тариф на послуги закачування природного газу та тариф на послуги відбору природного газу розраховується за формулою

(грн за 1000 м3 на добу), (27)

де – тариф на послуги закачування природного газу та тариф на послуги відбору природного газу, грн за 1000 м3 на добу;

– плановані витрати оператора газосховищ на закачування та відбір природного газу, які визначаються згідно з розподілом планованих витрат, пов'язаних з наданням послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ, відповідно до додатка 1 до цієї Методики, тис. грн;

– планована річна потужність закачування природного газу в ПСГ на рік *t*, млн м3 на рік;

– планована річна потужність відбору природного газу з ПСГ на рік *t*, млн м3 на рік.

3. Планована річна потужність закачування природного газу, планована річна потужність відбору природного газу та планований середній за рік робочий обсяг зберігання природного газу визначаються за даними оператора газосховищ відповідно до договорів зберігання (закачування, відбору) природного газу з урахуванням прогнозного балансу надходження та розподілу природного газу (за наявності) та прогнозованих змін.

4. При замовленні послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу до тарифів на послуги закачування, відбору та зберігання природного газу застосовуються такі коефіцієнти:

коефіцієнти, які враховують замовлення потужності строком на місяць ‒ від 1,1 до 2,5;

коефіцієнти, які враховують замовлення потужності на добу наперед ‒ від 1,2 до 3,0.

Оператор газосховищ подає на затвердження Регулятору розрахунок коефіцієнтів, які враховують особливості умов замовлення послуг, та обґрунтування такого розрахунку.

5. Податок на додану вартість при розрахунку тарифів не враховується, а додається до них.

**VII. Процедура** **встановлення та перегляду тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу**

**1. Вимоги до оформлення заяви та документів, що додаються до неї**

1. Для перегляду тарифів ліцензіат подає до НКРЕКП заяву за встановленою формою (додаток 4) і такі документи у друкованій та електронній формах в 1 примірнику:

1) основні техніко-виробничі показники підземних сховищ газу (додаток 5);

2) характеристику підземних сховищ газу (додаток 6);

3) розрахунок тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу та прогнозованого необхідного доходу на кожен рік регуляторного періоду (додаток 7);

4) розрахунок обсягів замовленої потужності зберігання (закачування, відбору) природного газу в/з ПСГ (додаток 8);

5) динаміку фактичних обсягів виробничо-технологічних витрат за 5 останніх років у розрізі кожного підземного сховища природного газу окремо (додаток 9);

6) розрахунок витрат, пов’язаних із виробничо-технологічними витратами, нормованими втратами природного газу на кожен рік регуляторного періоду в розрізі кожного підземного сховища природного газу окремо (додаток 10);

7) розрахунок операційних контрольованих витрат зі зберігання (закачування, відбору) природного газу на кожен рік регуляторного періоду (додаток 11);

8) розрахунок витрат на оплату праці, єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування на кожен рік регуляторного періоду (додаток 12);

9) розрахунок операційних неконтрольованих витрат зі зберігання (закачування, відбору) природного газу на кожний рік регуляторного періоду (додаток 13);

10) розрахунки амортизаційних відрахувань (додатки 14 − 16);

11) розрахунок прибутку на регуляторну базу активів, що використовуються при провадженні діяльності зі зберігання (закачування, відбору) природного газу (додаток 17);

12) джерела фінансування плану розвитку на кожен рік регуляторного періоду (додаток 18);

13) структуру обсягів буферного газу по кожному окремому газосховищу (додаток 19);

14) протокол відкритого обговорення (відкритого слухання) на місцях, проведеного відповідно до вимог Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 30 червня 2017 року № 866 (далі – Порядок № 866).

2. Для встановлення тарифів при переході на стимулююче регулювання ліцензіат подає до НКРЕКП заяву, документи, визначені у цьому розділі, та додатково копії таких документів в 1 примірнику:

1) звіту про незалежну оцінку активів, проведену відповідно до Методики оцінки активів;

2) рецензії звіту про незалежну оцінку активів, зроблену рецензентами, які працюють в органі державної влади, який здійснює державне регулювання оціночної діяльності;

3) порядку розподілу активів, витрат та доходів між видами господарської діяльності і наказу про його затвердження та/або наказу про облікову політику;

4) розрахунок регуляторної бази активів, яка сформована на дату переходу до стимулюючого регулювання, з урахуванням положень розділу IV цієї Методики;

5) розрахунок операційних контрольованих витрат та операційних неконтрольованих витрат для першого року регуляторного періоду;

6) динаміку обсягів замовлених потужностей та розрахунок прогнозованого обсягу замовлених потужностей за видами замовлених потужностей на кожен рік регуляторного періоду.

3. Для коригування тарифів ліцензіат подає до НКРЕКП заяву за встановленою формою (додаток 4) та такі документи у друкованій та електронній формах в 1 примірнику:

1) розрахунок уточненого необхідного доходу для здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу за попередній рік, у тому числі розрахунок фактичної амортизації відповідно до пункту 2 розділу ІІІ цієї Методики;

2) розрахунок коригування необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу (додаток 20).

4. До подання документів до НКРЕКП ліцензіат має провести відкриті обговорення питання щодо встановлення тарифів на послуги із зберігання (закачування, відбору) природного газу відповідно до Порядку № 866.

До подання документів ліцензіат оприлюднює на своєму вебсайті обґрунтування щодо необхідності встановлення тарифів на послуги із зберігання (закачування, відбору) природного газу, яке повинно містити детальний проєкт розрахунку тарифів із вичерпними поясненнями та обґрунтуваннями, включаючи:

1) параметри, що використовуються в розрахунках тарифів на послуги зберігання (закачування, відбору) природного газу для кожного року регуляторного періоду, а саме:

прогнозовані обсяги замовлених потужностей (зберігання, закачування, відбір);

прогнозований необхідний дохід на кожен рік регуляторного періоду із розподілом за компонентами (операційні контрольовані, неконтрольовані, виробничо-технологічні витрати, амортизація, прибуток, податки і т.д.);

інформацію про зміни доходу порівняно з попереднім періодом, із поясненням причин таких змін;

види активів, що входять до складу регуляторної бази активів (РБА), їх сукупну вартість із зазначенням категорій активів;

регуляторну норму доходу для регуляторної бази активів, яка визначена на дату переходу до стимулюючого регулювання, регуляторну норму доходу для частини регуляторної бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, та методологію їх розрахунку;

методологію визначення початкової вартості активів, включаючи порядок оцінки активів, створених до переходу на стимулююче регулювання;

пояснення розвитку вартості активів, включаючи плановані інвестиції, вибуття активів і їхній вплив на РБА протягом регуляторного періоду;

періоди амортизації та суми за типом активів із розподілом за категоріями активів;

механізми стимулювання та цілі ефективності, включаючи загальний показник ефективності для операційних контрольованих витрат і ВТВ та пояснення як економія впливає на дохід ліцензіата;

показники інфляції, включаючи прогнозовані індекси споживчих цін, цін виробників і зростання заробітної плати, використані для розрахунку тарифів;

розрахунок коригування необхідного доходу від здійснення діяльності із зберігання (закачування, відбору) природного газу, включаючи розмір недоотриманого або додатково отриманого доходу за попередні періоди;

2) розрахунок коефіцієнтів, які враховують особливості умов замовлення послуг, та обґрунтування такого розрахунку;

3) спрощену модель визначення вартості послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу разом із поясненнями щодо її використання. Ця модель має бути доступною для завантаження на офіційному вебсайті ліцензіата та дозволяти замовникам самостійно обчислювати вартість послуг зберігання (закачування, відбору) природного газу для регуляторного періоду, а також оцінювати їх можливі зміни протягом такого періоду;

4) план розвитку газосховищ на наступні 10 років, оформлений з дотриманням вимог Кодексу.

5. НКРЕКП може запросити у ліцензіата письмові обґрунтування наданих матеріалів та/або будь-яку іншу додаткову інформацію та документи, необхідні для розгляду заяви та доданих до неї документів.

Ліцензіат має надати всі необхідні матеріали протягом 7 робочих днів від дати отримання письмового запиту від НКРЕКП.

6. Ліцензіат зобов’язаний обґрунтовано розподілити витрати між ліцензованим та іншими видами господарської діяльності.

7. Усі документи, що надаються ліцензіатом до НКРЕКП відповідно до вимог цієї Методики у друкованій формі, мають бути підписані керівником, а копії документів – завірені в установленому законодавством порядку.

8. Усі числові значення в розрахунках мають бути наведені з округленням до двох знаків після коми.

9. Відповідальним за достовірність даних, наданих у документах, є ліцензіат.

10. У разі недотримання ліцензіатом порядку проведення відкритих обговорень НКРЕКП має право не розглядати подані розрахунки тарифів та повернути їх ліцензіату на доопрацювання. Ліцензіат зобов’язаний усунути порушення та повторно провести відкрите обговорення відповідно до вимог пункту 4 цієї глави та Порядку № 866.

**2. Порядок та строки розгляду заяви**

1. Заява на перегляд тарифу та додані до неї відповідно до пункту 1 глави 1 цього розділу документи подаються до НКРЕКП не пізніше ніж за 120 календарних днів до початку регуляторного періоду.

При переході на стимулююче регулювання заява на перегляд тарифу та додані до неї відповідно до пунктів 1 та 2 глави 1 цього розділу документи подаються до НКРЕКП не пізніше ніж за 45 календарних днів до початку регуляторного періоду.

2. Заява на коригування тарифу та додані до неї відповідно до пункту 3 глави 1 цього розділу документи подаються до НКРЕКП не пізніше ніж за 120 календарних днів до початку року регуляторного періоду, у якому буде здійснюватися таке коригування.

3. Якщо сума коригування необхідного доходу менша, ніж 5 %, вона за рішенням НКРЕКП може враховуватися при черговому встановленні тарифу.

4. У разі якщо заява або додані до неї документи містять помилки, НКРЕКП повідомляє заявника у письмовій формі протягом 10 робочих днів з дня надходження таких документів до НКРЕКП.

Ліцензіат має усунути виявлені помилки протягом 7 робочих днів після отримання письмового повідомлення НКРЕКП.

У разі якщо після виправлення помилок заява та додані до неї документи не відповідають вимогам пунктів 1 − 9 глави 1 цього розділу або якщо ліцензіат не виправляє помилки у встановлений строк, НКРЕКП письмово повідомляє про відмову у розгляді заяви ліцензіата та повертає заяву з доданими до неї документами заявнику.

5. У разі якщо заява та додані документи не подані у встановлені пунктами 1 та 2 цієї глави строки, НКРЕКП може самостійно здійснювати розрахунки, що необхідні для встановлення тарифу (крім встановлення тарифу при переході на стимулююче регулювання).

**3. Підстави для встановлення тарифів за ініціативою НКРЕКП**

1. НКРЕКП може встановлювати тарифи у випадку, передбаченому пунктом 5 глави 2 цього розділу. При цьому необхідний дохід ліцензіата за рішенням НКРЕКП може бути зменшений на суму до 2 % від розрахованого відповідно до цієї Методики.

2. НКРЕКП за власною ініціативою, у тому числі за зверненням ліцензіата, може коригувати тариф у таких випадках:

1) прийняття НКРЕКП рішень щодо порушення Ліцензійних умов у частині виявлення фактів недотримання вимог при формуванні реєстру активів для проведення незалежної оцінки та визначення регуляторної бази активів, невиконання плану розвитку, надання ліцензіатом недостовірних даних, помилок при розрахунку необхідного доходу для здійснення відповідного виду ліцензованої діяльності;

2) при збільшенні/зменшенні замовленої потужності зберігання (закачування, відбору) природного газу, прогнозованого необхідного доходу більше ніж на 5 %;

3) невиконання/часткового виконання заходів інвестиційних програм, що фінансуються за рахунок компонентів прогнозованого необхідного доходу;

4) отримання ліцензіатом доходу від надання права користування потужністю з обмеженнями;

5) у випадках, передбачених Законом України «Про ринок природного газу».

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_