Приватно та конфіденційно

Консультаційні послуги щодо забезпечення фінансової стабільності Оператора ГТС

Фінальний звіт

Використання обмежено

17 травня 2021 | (Звіт)

Building a better working world

Зміст

Основні визначення та скорочення iv
Вступ vii
Припущення, обмеження та застереження viii
Висновки x
1. Передмова 14
2. Загальний огляд природи проблемних відборів 15
2.1. Опис проблемних відборів, які негативно впливають на ОГТСУ 15
2.1.1. Юридична природа відборів, які шкодять ОГТСУ, та відповідальність за них 15
2.1.2. Опис договірних відносин учасників ринку та правил алокації 28
2.1.3. Попередня кількісна оцінка ситуації з небалансами 32
2.2. Потенційні негативні наслідки для ОГТСУ 39
3. Детальний огляд гіпотез щодо причин проблемних відборів 42
3.1. Причини, що зумовлені дизайном ринку 43
3.1.1. Невиконання Операторами ГРМ обов'язків з балансування своїх портфоліо 43
3.1.2. Суперечності в режимі ПСО 46
3.1.3. Проблеми запровадження плати за нейтральність балансування 48
3.1.4. Різні розміри пені для непобутових та побутових споживачів за прострочення платежів 50
3.2. Економічні на фінансові причини 51
3.2.1. Оператори ГРМ 51
3.2.2. ТКЕ 61
3.3. Причини, пов'язані з відповідальністю та механізмами примусового виконання 74
3.3.1. Відсутність ефективних засобів стягнення заборгованості 74
3.3.2. Заборона відключення газопостачання певним групам захищених споживачів 76
3.3.3. Заборона банкрутства 77
4. Детальний огляд запропонованих рішень 80
4.1. Забезпечити належне використання тарифних доходів ОГРМ шляхом введення рахунків із спеціальним режимом використання 82
4.2. Змінити модель забезпечення всіх ОГРМ природним газом для власних потреб, запровадивши обов'язкових ліцензованих постачальників, що постачатимуть природний газ для виробничо-технологічних потреб ОГРМ 84
4.3. Відмовитися від практики заборони відключень Споживачів, які не виконують зобов'язання та безпосередньо не підпадають під дію ПСО (Постачальнику в рамках ПСО має бути повністю заборонено відключення та припинення постачання природного газу) 89
4.4. Змінити Положення про покладення спеціальних обов'язків (ПСО) на учасників ринку природного газу, щоб вирішити проблеми з відсутністю безумовного ПСО 90
4.4.1. Безумовне ПСО 90
4.4.2. Державна компенсація за виконання ПСО 91

A member firm of Ernst & Young Global Limited

4.5. Привести механізм розрахунку плати за нейтральність у відповідність до особливостей ринку газу в Україні та розпочати щомісячне здійснення розрахунків між споживачами послуг транспортування та ОГТСУ, починаючи з 2021/22 газового року 92
4.6. Змінити методологію визначення та розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу та порядок встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання для забезпечення об'єктивності ініціювання перегляду тарифів 101
4.7. Розробити та впровадити механізм тимчасових адміністрацій для ОГРМ/ТКЕ за значні порушення 105
4.8. Зобов'язати учасників ринку продавати певну кількість видобутого природного газу через товарну біржу 112
4.9. Забезпечити перегляд та встановлення обґрунтованих норм споживання газу для побутових споживачів, щоб стимулювати досягнення 100% комерційного обліку 114
4.10. Впровадити прозору методологію розрахунку тарифів для ОГРМ та ТКЕ на основі певних стимулів 115
4.11. Вирішити проблему накопиченої заборгованості ОГРМ та ТКЕ за допомогою механізмів, які не створюватимуть стимулів для формування нових боргів 127
4.12. Забезпечити можливість продажу та придбання природного газу на товарних біржах за участі ОГТСУ, Оператора ГС та ОГРМ для сприяння розвитку ліквідного ринку 131
5. Дорожня карта для впровадження 132
Додаток 1: проєкт змін до Положення про ПСО щодо безумовного ПСО 141
Додаток 2: проєкт змін до Закону про ринок газу щодо компенсації за ПСО 143
Додаток 3: проєкт змін до Методології визначення тарифів на розподіл 144
Додаток 4: проєкт змін до Постанови НКРЕКП № 528 145

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

Учасники ринку газу	
АЕС	Атомна електростанція
Замовник / Замовник послуг транспортування	Юридична особа або фізична особа-підприємець, яка на підставі договору транспортування, укладеного з ОГТСУ, замовляє одну чи декілька складових послуг транспортування природного газу (наприклад, Оператор ГРМ, оптовий торговець або постачальник)
Нафтогаз	НАК «Нафтогаз України»
ОГТСУ	ТОВ «Оператор ГТС України»
Оператор ГРМ або ОГРМ	Оператор газорозподільної системи
Оператор ГС	Оператор газосховищ
Оператор ГТС	Оператор газотранспортної системи
Оптовий торговець	Суб'єкт господарювання, який придбаває природний газ не для власного споживання або реалізує природний газ оптовому покупцю або постачальнику на підставі договору купівлі-продажу;
ПОН	Постачальник останньої надії
Постачальник	Юридична особа, яка здійснює діяльність з постачання природного газу на підставі відповідної ліцензії
Прямий споживач	Споживач, який має пряме підключення до газотранспортної системи
Споживач	Фізична або юридична особа, яка споживає природний газ для власних потреб на підставі договору постачання природного газу
ТЕС	Теплоелектростанція
ТЕЦ	Теплоелектроцентраль
ТКЕ	Компанія, що займається виробництвом та постачанням теплової енергії
УЕБ	Українська енергетична біржа
Закони та нормативні акти	
Господарський кодекс	Господарський кодекс України №436-IV від 16 січня 2003 року
Договір ПОН	Типовий договір постачання природного газу постачальником «останньої надії», затверджений постановою НКРЕКП № 2501 від 30 вересня 2015 року
Договір постачання побутовим споживачам	Типовий договір постачання природного газу побутовим споживачам, затверджений постановою НКРЕКП № 2500 від 30 вересня 2015 року
Договір розподілу	Типовий договір розподілу природного газу, затверджений постановою НКРЕКП № 2498 від 30 вересня 2015 року
Договір транспортування	Типовий договір транспортування природного газу, затверджений постановою НКРЕКП № 2497 від 30 вересня 2015 року
Закон про Банки	Закон України «Про банки і банківську діяльність» № 2121-III від 7 грудня 2000 року
Закон про ЖКП	Закон України «Про житлово-комунальні послуги» № 2189-VIII від 9 листопада 2017 року
Закон про НКРЕКП	Закон України «Про НКРЕКП» № 1540-VIII від 22 вересня 2016 року
Закон про ринок газу	Закон України «Про ринок природного газу» № 329-VIII від 9 квітня 2015 року
Закон про теплопостачання	Закон України «Про теплопостачання» № 2633-IV від 2 червня 2005
Закон про ФГВФО	Закон України «Про систему гарантування вкладів фізичних осіб» № 4452-VI від 23 лютого 2012 року
Кодекс з балансування	Регламент Комісії (ЄС) про прийняття Мережевого кодексу щодо балансування газу в мережах передачі газу № 312/2014 від 26 березня 2014 року

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Кодекс ГРС	Кодекс газорозподільних систем, затверджений постановою НКРЕКП № 2494 від 30 вересня 2015 року
Ліцензійні умови для розподілу природного газу	Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з розподілу природного газу, затверджені постановою НКРЕКП № 201 від 16 лютого 2017 року
Методологія визначення тарифів на розподіл	Методологія визначення та розрахунку тарифу на послуги з розподілу природного газу, затверджена постановою НКРЕКП № 236 від 25 лютого 2016 року
План Розвитку ГРС	План розвитку газорозподільних систем Операторів ГРС на 10 років
Положення про ПСО	Положення про покладення спеціальних обов'язків на суб'єктів ринку природного газу для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу, затверджене постановою КМУ № 867 від 19 жовтня 2018 року
Порядок контролю за дотриманням ліцензійних умов	Порядок контролю за дотриманням ліцензіатами Ліцензійних умов провадження господарської діяльності у сферах енергетики та комунальних послуг, затверджений постановою НКРЕКП № 428 від 14 червня 2018 року
Постанова № 1752	Постанова НКРЕКП "Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП" № 1752 від 23 вересня 2020 року
Постанова про стимули для балансування	Постанова НКРЕКП "Про внесення змін до деяких постанов НКРЕКП" № 1611 від 26 серпня 2020 року
Правила постачання	Правила постачання природного газу, прийняті постановою НКРЕКП № 2496 від 30 вересня 2015 року
Правила про безпеку постачання	Правила про безпеку постачання природного газу, затверджені наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості № 686 від 2 листопада 2015 року
Процедура затвердження тарифу	Процедура встановлення та перегляду тарифів на послуги з транспортування, розподілу, постачання природного газу, закачування, зберігання та відбору природного газу, затверджена Постановою НКРЕКП № 369 від 3 квітня 2013 року
Процедура ліцензування видів діяльності, регульованих НКРЕКП	Порядок ліцензування видів господарської діяльності, державне регулювання яких здійснює НКРЕКП, затверджений постановою НКРЕКП № 548 від 3 березня 2020 року
Цивільний кодекс	Цивільний кодекс України № 435-IV від 16 січня 2003 року
Інші скорочення	
Виробничо-технологічні витрати або ВТВ	Виробничі потреби (витрати), виробничо-технологічні втрати (нормовані втрати, понад нормовані та аварійні) та комерційні втрати (інші втрати)
ГРС	Газорозподільна система
ГТС	Газотранспортна система
EIC або EIC-код	Код енергетичної ідентифікації суб'єкта ринку природного газу
Звіт	Цей Фінальний звіт
КМУ	Кабінет Міністрів України
КС	Користувач системи
КСП	Короткострокові стандартизовані продукти
МЕУ	Міністерство енергетики України
МФК	Міжнародна Фінансова Корпорація
Проблемні відбори	Несанкціоновані відбори та неоплачені небаланси
ПСО	Покладання спеціальних обов'язків
РГК	Регіональна газова компанія
РБ	Розвідка та видобуток
Регулятор або НКРЕКП	Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
СЕС	Секретаріат Енергетичного Співтовариства

A member firm of Ernst & Young Global Limited

СБ	Світовий Банк
ТГТ	Тримання газу в ГТС
ФГВФО	Фонд гарантування вкладів фізичних осіб
Одиниці виміру	
Куб. м	Кубічний метр
Млн	Мільйон
Млн. куб. м	Мільйон кубічний метрів
Млрд	Мільярд
Млрд. куб. м	Мільярд кубічних метрів
Тис	Тисяча
Тис. куб. м	Тисяча кубічних метрів
Валюти	
Грн	Українська гривня
Дол. США	Долар США
Євро	Євро

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ВСТУП

ОГТСУ - оператор газотранспортної системи України, належним чином сертифікований та ліцензований НКРЕКП. З початку 2020 року ОГТСУ стикається з тією ж проблемою, з якою колишній Оператор ГТС - АТ "Укртрансгаз" боровся протягом тривалого часу - з проблемними відборами природного газу з ГТС.

Проблемний відбір, визначений термін, який ми будемо використовувати в цьому звіті, посилаючись одночасно на несанкціонований відбір та неоплачений небаланс, що є результатом дій різних учасників ринку. Наприклад, українські Оператори ГРМ відбирають газ із ГТС без оплати для покриття власних виробничо-технологічних витрат, обґрунтовуючи це тим, що ці витрати не покриваються тарифом на розподіл газу, встановленим НКРЕКП, у необхідній кількості. Крім того, ТКЕ, які виключені з реєстрів споживачів (наприклад, за перевищення рівнів заборгованості, дозволених законодавством), продовжують відбирати газ із ГРС/ГТС без оплати, тоді як постанови КМУ захищають їх від відключення, але не визначають постачальників для таких ситуацій.

Проблемні відбори природного газу з ГТС негативно впливають на фінансове становище ОГТСУ. На даний момент розмір неоплачених небалансів учасників ринку, який вони заборгували перед ОГТСУ, вже перевищує 1,6 млрд грн.

ОГТСУ шукає можливі шляхи вирішення питання проблемних відборів природного газу. З цією метою ОГТСУ отримав підтримку Світового банку, який ініціював проєкт "Консультаційні послуги щодо забезпечення фінансової стабільності Оператора ГТС" ("**Проєкт**") для дослідження проблеми та розробки відповідних механізмів її вирішення. Проєкт повинен допомогти ОГТСУ та іншим зацікавленим сторонам вирішити поточні проблеми з несанкціонованими відборами та неоплаченими небалансами.

Ernst & Young LLC

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ПРИПУЩЕННЯ, ОБМЕЖЕННЯ ТА ЗАСТЕРЕЖЕННЯ

До цього Звіту застосовуються такі припущення, обмеження та застереження:

- Наші коментарі, які ми надаємо у цьому Звіті, можуть потребувати уточнень чи зміни у випадку надання нам додаткової інформації/документів, або якщо будь-які надані нам інформація чи припущення, зазначені в розділі "Вступ" цього документу, є помилковими або неповними.
- Звіт не стосується і не має стосуватись будь-яких питань, окрім тих що зазначені у розділі "Вступ" цього документу.
- У всіх випадках де ми оцінюємо відповідність, складність чи інші аспекти будь-якого запропонованого нижче рішення, це неминуче суб'єктивно, оскільки ми проводимо свою оцінку на основі нашого професійного досвіду та експертизи, а також на основі доступної інформації. Будь-яка третя сторона може дотримуватися іншої точки зору щодо такої оцінки, тому ми не несемо відповідальності за такі випадки.
- Будь-яке наше відсилання до "законодавства", "законодавства України" або "чинного законодавства" у цьому Звіті повинне тлумачитися у широкому сенсі, що охоплює закони та підзаконні нормативно-правові акти України. Усі посилання чинні на дату підготовки цього Звіту.
- Наші коментарі, які ми надаємо у цьому Звіті, ґрунтуються на чинному законодавстві України та судовій практиці, що відомі нам на момент здійснення нашого аналізу. У зв'язку з цим варто зазначити, що законодавство України характеризується рядом недоліків, таких як (i) численні прогалини; (ii) неоднозначні формулювання; (iii) брак чіткості, конкретності та послідовності; (iv) часті зміни (що іноді мають ретроактивну дію) та (v) суперечності в законодавстві та/або підзаконних актах. Це спричиняє труднощі при тлумаченні та імплементації норм права, а також залишає широкий простір для правозастосовного розсуду з боку органів влади або судів. При цьому судова та правозастосовна практика (наприклад, рішення органів влади) часто є непослідовною і суперечливою.
- Як вам відомо, українське законодавство досить часто містить не чіткі та суперечливі положення, що створює значний простір для тлумачення з боку органів державної влади. Більше того, багато аспектів, що закріплені в законах, не були належним чином доповнені відповідними постановами та розпорядженнями (а в багатьох випадках взагалі не були відображені). Із огляду на зазначені вище причини, наші коментарі у цьому Звіті ґрунтуються на нормах законодавства України, що є чинними на момент підготовки цього Звіту. Однак, ми не можемо виключати, що тлумачення положень законодавства України відповідними державними органами або судами може відрізнятися від тлумачень, запропонованих нами у цьому Звіті.
- Звертаємо увагу, що цей Звіт не є формальним юридичним чи податковим висновком і не повинен тлумачитися як такий. Цей звіт також не є формальним висновком з питань іноземного права, навіть у випадках, де ми описуємо будь-які іноземні норми чи практики; усі посилання на них надаються для довідки. Наш Звіт не є обов'язковим для органів влади і ми не можемо гарантувати, що вони не матимуть іншого бачення положень законодавства, ніж те, що запропоноване нами у цьому Звіті. Ми не беремо на себе жодної відповідальності за будь-які такі тлумачення, а також не несемо відповідальності за все, що сталося або було доведено до нашого відома після дати підготовки цього Звіту.
- Будь-які рішення, що приймаються будь-якими органами влади чи регуляторами, повинні прийматися згідно з повноваженнями відповідних органів та відповідними процедурами для

A member firm of Ernst & Young Global Limited

прийняття рішень, в тому числі щодо проведення власного аналізу та обґрунтування рішень, та не повинні базуватися лише на цьому звіті та інформації, що в ньому міститься, як на основі для прийняття того чи іншого рішення.

- Нормативна база може бути змінена в будь-який час. Ми не можемо передбачити час або характер будь-яких таких змін, при цьому наразі нам невідомі будь-які майбутні/очікувані зміни, які можуть суттєво вплинути на зміст цього Звіту (окрім тих, що конкретно зазначені у цьому Звіті).
- Цей звіт призначений для прочитання та використання загалом, а не частинами. Відокремлення або зміна будь-якого розділу чи сторінки від основної частини Звіту категорично забороняється і робить Звіт недійсним, за винятком спеціально узгоджених умов.
- Ні EY, ні будь-хто з його співробітників не має фінансової зацікавленості в аналізі даного питання. Крім того, оплата наших послуг не залежить від результатів аналізу, наведених у цьому Звіті.
- Цей Звіт створений виключно для використання та в інтересах Світового банку, і на нього не можуть покладатися будь-які інші фізичні або юридичні особи.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ВИСНОВКИ

У цьому Звіті ми детально описуємо проблемні відбори (несанкціоновані відбори та неоплачені небаланси), що здійснюються учасниками ринку, які негативно впливають на фінансову нестабільність ОГТСУ. Описуючи природу проблемних відборів, ми охоплюємо, серед іншого, такі питання:

- опис проблемних відборів, які негативно впливають на ОГТСУ;
- юридична природа відборів, які шкодять ОГТСУ, та відповідальність за них;
- опис договірних відносин учасників ринку та правил алокації;
- попередня кількісна оцінка ситуації з небалансами;
- потенційні негативні наслідки для ОГТСУ.

З юридичної точки зору, проблемні відбори можуть бути описані таким чином:

- **Неоплачені небаланси.** Це небаланси, що мають договірну природу, створені та не оплачені Замовниками (здебільшого ОГРМ[1]) в процесі отримання послуг транспортування. Деякі з них можуть бути непрямо спричинені відборами ТКЕ, що не мають Постачальника. Наразі це найбільш значна категорія відборів за обсягом.
- **Несанкціоновані відбори.** Вони чітко визначені Кодексом ГТС як відбори із певними порушеннями законодавчих вимог (наприклад, відбори без укладення відповідного договору, шляхом самовільного під'єднання та/або з навмисно пошкодженими приладами обліку природного газу).

Несанкціоновані відбори та неоплачені небаланси ставлять під загрозу фінансовий стан ОГТСУ. Після анбандлінгу новостворений Оператор зіткнувся з тією ж проблемою, що і попередній оператор АТ "Укртрансгаз", який за період з 2015 - по 2019 зазнав збитків у розмірі 44 млрд грн. Зараз ця проблема створює системний ризик для ОГТСУ. За перший рік роботи учасники ринку накопичили 1,6 млрд грн боргу за негативні небаланси. Більше того, за підрахунками ОГТСУ, до 2025 року сума боргу може сягнути 22,3 млрд грн із зростанням до 58,8 млрд грн у 2030 році.

Така сума на 42,4% перевищує загальну суму коштів, передбачених на розвиток ГТС у 10-річному Плані розвитку ГТС, і може призвести до скорочення інвестицій для оновлення та підтримки існуючої інфраструктури. Більше того, очікується погіршення фінансової позиції ОГТСУ в довгостроковій перспективі (від'ємна EBITDA після 2025 року та відповідне зниження грошового потоку), що може негативно вплинути на здатність ОГТСУ генерувати платежі до бюджету (податки та дивіденди). Станом на 27 квітня 2021, загальна сума заборгованості операторів ГРМ за відібраний у ОГТСУ газ, становить близько 10 млрд грн., включаючи 3,5 млрд. грн простроченої заборгованості та 6,5 млрд. грн. нарахованої. Зазначені 6.5 млрд було сформовано через дії Операторів ГРМ, які були викликані змінами до механізму розрахунку за відібраний газ, внесеними Постановою НКРЕКП №235 від 17.02.2021. Постанова надала Операторам ГРМ можливість здійснювати платежі за період лютий-березень 2021 року з відстрочкою в 90 днів. Як результат, більшість ОГРМ скористалися такою можливістю. Станом на 27 квітня 2021 року "Київоблгаз" став ключовим боржником. Його зобов'язання перед ОГТСУ зросли у 19,7 разита склали 12% від

[1] Відповідно до інформації, наданої ОГТСУ.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

загальної суми накопиченого боргу. Однак цей борг, як і більшість інших, накопичених у 1 кварталі 2021 року є нарахованим, а не простроченим.

На основі ретельного аналізу природи проблемних відборів та наших обговорень основних проблем із відповідними зацікавленими сторонами, ми побудували нашу гіпотезу та розуміння ключових причин, що призводять до створення несанкціонованих відборів та неоплачених небалансів.

Ми зробили припущення, що поточні причини проблем із несанкціонованими відборами та неоплаченими небалансами загалом можна розділити на три групи:

- **Причини, що зумовлені дизайном ринку**

  Ця група включає причини, пов'язані із поточною структурою правовідносин між учасниками ринку, обсягом їх прав та обов'язків, а також недоліками процедурного регулювання. Ключовою проблемою може бути недосконалий дизайн певних елементів нормативної бази та їх впровадження, який залишає місце для неоднозначного тлумачення, що негативно впливає на поведінку учасників ринку.

- **Економічні та фінансові причини**

  Ця група включає причини економічного та фінансового характеру. Завдяки значному залученню держави в регулювання ринку природного газу, учасники ринку іноді можуть бути змушені здійснювати свою діяльність в економічно необґрунтований спосіб. Внаслідок неефективного управління економічною стороною ринку природного газу, його учасники можуть бути нездатними забезпечити відповідний рівень розрахунків за їх договірними та іншими зобов'язаннями.

- **Причини, пов'язані з відповідальністю та механізмами примусового виконання**

  Ця група включає причини, пов'язані з відповідальністю та засобами примусу учасників ринку до належної поведінки. Чинне регулювання іноді не дозволяє застосовувати фінансові заходи впливу до певних учасників ринку, які не виконують свої зобов'язання щодо належного рівня розрахунків за надані послуги, здійснюють несанкціоновані відбори природного газу та іншу неправомірну поведінку на ринку.

Зазначені групи гіпотез були перевірені на предмет їх застосовності до загальної проблеми. Для цього ми використовували такі джерела інформації:

- чинні закони України та підзаконні акти;
- звіти про перевірки, проведені НКРЕКП протягом 2017-2020 років (щодо Операторів ГРМ, ТКЕ та Постачальників);
- дані, надані ОГТСУ за 2020 рік;
- іншу загальнодоступну інформацію, включно з коментарями учасників ринку.

На основі нашого аналізу основних законодавчих та економічних причин, що призводять до несанкціонованих відборів та неоплачених небалансів, ми розробили проєкт списку потенційних рішень.

Ми оцінили доцільність та можливість реалізації таких рішень, перевіривши їх на відповідність нашій гіпотезі про те, як їх впровадження вплине на учасників ринку та фінансову стабільність

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ОГТСУ. У підсумку, ми провели інтерв'ю з обраними учасниками ринку, щоб з'ясувати суперечливі аспекти та незалежно перевірити наші основні висновки.

На основі обговорення попередніх рішень зі Світовим банком та ОГТСУ було вирішено відмовитись від менш релевантних рішень на основі матриці оцінювання та коментарів ОГТСУ, а також альтернативних рішень, які вже охоплені основними рішеннями.

Після внесення всіх відповідних уточнень та змін, ми обговорили цей список із відповідними зацікавленими сторонами та розробили оновлений та узгоджений перелік рішень. Також було запропоновано розподілити рішення за кількома групами, що ґрунтуються на основній меті впровадження відповідних рішень.

Відповідно до цих обговорень, для вирішення проблеми неоплачених небалансів та несанкціонованих відборів та забезпечення фінансової стабільності ОГТСУ, відповідні зацікавлені сторони мають впровадити щонайменше такі рішення:

- Забезпечити належне використання тарифних доходів ОГРМ шляхом введення рахунків із спеціальним режимом використання;
- Змінити модель забезпечення всіх ОГРМ природним газом для власних потреб, запровадивши обов'язкових ліцензованих постачальників, що постачатимуть природний газ для виробничо-технологічних потреб ОГРМ;
- Відмовитися від практики заборони відключень Споживачів, які не виконують зобов'язання та безпосередньо не підпадають під дію ПСО (Постачальнику в рамках ПСО має бути повністю заборонено відключення та припинення постачання природного газу);
- Змінити Положення про покладення спеціальних обов'язків (ПСО) на учасників ринку природного газу, щоб вирішити проблеми з відсутністю безумовного ПСО;
- Привести механізм розрахунку плати за нейтральність у відповідність до особливостей ринку газу в Україні та розпочати щомісячне здійснення розрахунків між споживачами послуг транспортування та ОГТСУ, починаючи з 2021/22 газового року;
- Змінити методологію визначення та розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу та порядок встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання для забезпечення об'єктивності ініціювання перегляду тарифів;
- Розробити та впровадити механізм тимчасових адміністрацій для ОГРМ/ТКЕ за значні порушення;
- Зобов'язати учасників ринку продавати певну кількість видобутого природного газу через товарну біржу;
- Забезпечити перегляд та встановлення обґрунтованих норм споживання газу для побутових споживачів, щоб стимулювати досягнення 100% комерційного обліку;
- Впровадити прозору методологію розрахунку тарифів для ОГРМ та ТКЕ на основі певних стимулів;
- Вирішити проблему накопиченої заборгованості ОГРМ та ТКЕ за допомогою механізмів, які не створюватимуть стимулів для формування нових боргів;
- Забезпечити можливість продажу та придбання природного газу на товарних біржах за участі ОГТСУ, Оператора ГС та ОГРМ для сприяння розвитку ліквідного ринку.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Детальний огляд запропонованих рішень наведено у розділі 4 цього Звіту.

У підсумку, після обговорення всіх рішень та необхідних дій, ми підготували детальну Дорожню карту для впровадження, яка наведена у розділі 5 цього Звіту.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

1. ПЕРЕДМОВА

Реалізація Проєкту була розділена на кілька ключових етапів, кожен з яких має свої конкретні завдання та обсяг.

На першому етапі ми зібрали та проаналізували відповідну інформацію щодо проблемних відборів та розробили попередні підходи до вирішення цієї проблеми, включно із:

- детальним описом проблеми із зазначенням її кількісної оцінки та поділом на сегменти та сектори;
- визначенням обсягу проблеми та потенційних негативних наслідків, що можуть настати, якщо не буде вжито жодних заходів;
- визначенням причин та потенційних реалістичних рішень проблеми;
- опитуванням зацікавлених сторін та учасників ринку щодо цієї проблеми та запропонованих рішень;
- розробкою попередніх пропозицій щодо вирішення проблеми несанкціонованих відборів та неоплачених небалансів, як короткострокового, так і довгострокового характеру, на основі результатів попередніх кроків.

Далі, на другому етапі, ми розглянули обрані рішення щодо проблемних виборів та підготували їх опис для обговорення із зацікавленими сторонами, включно із:

- детальним опис кожного обраного рішення;
- наданням відповідної інформації про найкращі практики ЄС (за наявності);
- визначенням необхідних кроків для впровадження кожного рішення;
- опитуванням зацікавлених сторін щодо цієї проблеми та запропонованих рішень;
- розробкою остаточного переліку рішень, спрямованих на усунення проблемних відборів для затвердження Світовим банком.

Цей Звіт є Фінальним звітом у рамках Проєкту, і він охоплює результати аналізу, проведеного в ході написання Першого проміжного Звіту та Другого проміжного звіту, підготовлених на попередніх етапах. У цьому Звіті ми надаємо узагальнені та остаточні результати нашої роботи на основі нашого аналізу та обговорень із відповідними зацікавленими сторонами.

Цей звіт включає такі розділи:

- Розділ 1 - Передмова;
- Розділ 2 - Загальний огляд природи проблемних відборів;
- Розділ 3 - Детальний огляд гіпотез щодо причин проблемних відборів;
- Розділ 4 - Детальний огляд запропонованих рішень;
- Розділ 5 - Дорожня карта для впровадження;
- Додатки з проєктами змін до деяких українських законів та підзаконних актів.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

2. ЗАГАЛЬНИЙ ОГЛЯД ПРИРОДИ ПРОБЛЕМНИХ ВІДБОРІВ

2.1. Опис проблемних відборів, які негативно впливають на ОГТСУ

У цьому Розділі ми описуємо природу проблемних відборів, що здійснюються учасниками ринку та завдають шкоди ОГТСУ, їх юридичну кваліфікацію з точки зору українського законодавства, юридичні відмінності між різними формами проблемних відборів та надаємо огляд учасників ринку, відповідальних за такі відбори.

З практичної точки зору, проблемні відбори природного газу з ГТС/ГРС учасниками ринку можуть набувати різних форм, включно із:

- відборами газу Операторами ГРМ для виробничо-технологічних витрат або для компенсації їх втрат від відборів, здійснених іншими особами з мереж Операторів ГРМ без компенсації;
- відборами газу ТКЕ для операційних цілей з ГРС без наявності Постачальника;
- відборами Споживачів, які не мають Постачальника (не зареєстровані в Реєстрі споживачів жодного Постачальника);
- навмисними небалансами, створеними Замовниками (що може негативно впливати на ціну газу на ринку та створювати тягар балансування для ОГТСУ);
- відборами газу Споживачами з ГРМ без вимірювальних пристроїв вище передбачених норм;
- відборами, здійсненими шляхом самовільного під'єднання та/або з навмисно пошкодженими приладами обліку природного газу.

Вищезазначені категорії проблемних відборів кваліфікуються по-різному з юридичної точки зору. Тому природа та причини кожного виду відборів є різними. Нижче ми надаємо загальний опис природи та причин проблемних відборів та відмінностей між несанкціонованими та неоплаченими відборами.

2.1.1. Юридична природа відборів, які шкодять ОГТСУ, та відповідальність за них

Законодавство та Кодекс ГТС не містять спеціальних норм, що стосуються кожної окремої категорії відборів, з описаних вище.

З юридичної точки зору, потенційно можливим є застосування різних кваліфікацій до вищезазначених випадків відборів, залежно від різних обставин. Загалом ми розглядаємо кілька потенційно застосовних кваліфікацій відборів учасників ринку для цілей нашого аналізу:

- несанкціонований відбір (категорія, що наразі вузько регламентована Кодексом ГТС);
- неоплачений небаланс, створений у ГТС (купівля/продаж газу в рамках вчинення балансуючих дій);
- незаконне заволодіння (несанкціоноване використання) природного газу ОГТСУ / Операторів ГРМ.

Нижче ми наводимо детальний опис кожного потенційного способу кваліфікації.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

(A) Несанкціоновані відбори

Кодекс ГТС містить дуже вузьке визначення "несанкціонованого відбору". Це визначення не повністю охоплює всі проблемні відбори учасників ринку, які досліджуються у цьому Звіті.

Зокрема, відповідно до Кодексу ГТС, несанкціонований відбір природного газу відбувається лише за наявності принаймні однієї із наступних ознак[2]:

- споживач відсутній в Реєстрі споживачів будь-якого Постачальника протягом відповідного розрахункового періоду;
- відбори здійснюються без укладення відповідного договору із Постачальником;
- відбори здійснюються шляхом самовільного під'єднання та/або з навмисно пошкодженими приладами обліку природного газу або поза охопленням приладами обліку;
- Споживач відновлює споживання самовільно.

Вищевказаний вичерпний перелік ознак несанкціонованих відборів не охоплює небаланси, створені Операторами ГРМ, Замовниками та іншими особами в межах їх договірних правовідносин (детальніше щодо договірних відносин див. у розділі 2.1.2). Таким чином, юридична природа неоплачених відборів газу, що здійснюються учасниками ринку, є відмінною від юридичної природи несанкціонованих відборів.

До того ж, у випадку несанкціонованих відборів природного газу ОГТСУ зобов'язаний зупинити (обмежити) транспортування природного газу в точці входу в ГТС або в точці виходу з ГТС[3]. Водночас, на практиці іноді це є неможливим, оскільки:

- деякі категорії користувачів не можуть бути відключеними від постачання газу відповідно до законодавства;
- ОГТСУ не має фізичного контролю на користувачами, які під'єднані не напряму до ГТС, а до ГРМ;
- ОГТСУ не може відключати операторів ГРМ від ГТС, оскільки таким чином він автоматично відключить всіх їх користувачів.

Кодекс ГТС наводить спеціальні правила алокації несанкціонованих відборів[4]:

- Несанкціоновані відбори Споживачів за загальним правилом вносяться до алокації відповідного Оператора ГРМ (або ОГТСУ, для Прямих споживачів).
- У випадку направлення письмової вимоги Постачальника/ОГТСУ до Оператора ГРМ про припинення розподілу газу споживачеві та після закінчення строку на таке припинення після запиту, алокація фактичного спожитого таким споживачем обсягу газу здійснюється на Оператора ГРМ.
- У випадку направлення письмової вимоги Постачальника до ОГТСУ щодо припинення транспортування газу до Прямого споживача та після закінчення строку на таке припинення

[2] Пункт 5, глава 1, розділ I Кодексу ГТС.
[3] Пункт 2, глава 1, розділ X Кодексу ГТС.
[4] Пункт 7, глава 6, розділ XII Кодексу ГТС.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

після запиту, алокація фактично спожитого таким прямим споживачем обсягу газу здійснюється на ОГТСУ.

На підставі вищезазначених правил, ми розуміємо, що з юридичної точки зору в більшості випадків алокація несанкціонованих відборів здійснюється на Операторів ГРМ або ОГТСУ. Це має особливе значення для довгострокових несанкціонованих відборів, які можуть відбутися після закінчення строку на припинення розподілу/транспортування газу (або якщо таке припинення є неможливим, наприклад, внаслідок законодавчої заборони). Як наслідок, у таких випадках Оператори ГРМ та ОГТСУ несуть витрати щодо таких відборів.

(B) Неоплачені небаланси

Кодекс ГТС визначає небаланс як різницю між об'ємом природного газу наданого Замовником для транспортування у точці входу та об'ємом відібраним таким Замовником з ГТС у точці виходу, визначеним відповідно до алокації[5].

Негативний небаланс створюється у разі якщо обсяг природного газу, відібраного з ГТС, перевищує обсяг наданого до системи природного газу, а позитивний небаланс виникає у разі якщо обсяг наданого природного газу перевищує обсяг природного газу, відібраного з ГТС у точках виходу[6]. Отже, якщо учасник ринку відбирає з системи більше газу, ніж передбачено номінацією для точки входу, це створює негативний небаланс.

На ОГТСУ покладено обов'язок здійснювати балансування[7] під час надання послуг з транспортування газу. Балансування необхідне для підтримання фізичного балансу ГТС та включає фізичне та комерційне балансування[8]:

- Фізичне балансування включає заходи, що вживаються ОГТСУ для забезпечення цілісності ГТС, а саме, співвідношення обсягів природного газу, що фізично надійшли через точки входу та обсягів природного газу, які було відібрано на точках виходу.
- Комерційне балансування означає визначення та врегулювання небалансів, які виникають з різниці між обсягами газу, що надійшли через точки входу та обсягами газу, відібраного з точок виходу, у розрізі Замовників послуг транспортування, що здійснюється на підставі алокацій.

Загалом відповідно до Кодексу ГТС, Замовники зобов'язані:

- фізично подавати та відбирати обсяги природного газу відповідно до їх номінацій[9];
- вчасно врегульовувати небаланси[10];
- балансувати власне портфоліо протягом періоду балансування для мінімізації потреби здійснення балансування ОГТСУ[11].

[5] Пункт 5, глава 1, розділ I Кодексу ГТС.
[6] Пункт 3, глава 1, розділ XIV Кодексу ГТС.
[7] Пункт 4, частина 2, стаття 22 Закону про ринок газу.
[8] Пункт 5, глава 1, розділ I, та пункти 1 та 9, глава 1, розділ VIII Кодексу ГТС.
[9] Пункт 1, розділ XIII Кодексу ГТС.
[10] Пункт 2, розділ XIII Кодексу ГТС.
[11] Пункт 1, глава 1, розділ XIV Кодексу ГТС.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Проте, деякі учасники ринку створюють значні негативні небаланси та згодом уникають виконання своїх обов'язків щодо балансування відповідно до Кодексу ГТС. Як наслідок, ОГТСУ змушений докладати додаткових зусиль для здійснення балансування та забезпечення цілісності ГТС.

Як наслідок, відповідно до Кодексу ГТС, кожен Замовник, який створив негативний небаланс, зобов'язаний компенсувати ОГТСУ вартість природного газу в розмірі небалансу. Для цих цілей ОГТСУ обраховує відповідні маржинальні ціни та надсилає рахунки учасникам ринку, які створювали негативні небаланси.[12]

Деякі користувачі ГТС, тим не менше, як ми розуміємо, не сплачують свої рахунки за створені негативні небаланси. В результаті це спричиняє накопичення неоплачених негативних небалансів в ОГТСУ.

Невиконання Замовником обов'язку по своєчасній оплаті послуг балансування (включно з оплатою за перевищення потужності) відповідно до договору транспортування, укладеного з ОГТСУ, є порушенням його договірних зобов'язань. У випадку такого порушення Замовник зобов'язаний[13] сплатити пеню, що дорівнює подвійній обліковій ставці Національного банку України, дійсній станом на період прострочення, за кожен день прострочення[14]. Крім того, згідно із загальними правилами Цивільного кодексу, ОГТСУ може також вимагати компенсацію інфляції та компенсацію за використання своїх коштів у розмірі трьох відсотків річних від суми боргу[15].

Можна стверджувати, що, окрім вищезгаданої договірної пені та компенсації за використання коштів та інфляцію, наразі українське законодавство не містить жодних інших видів відповідальності Замовників за їх неоплачені небаланси. Частково така проблема виникає через те, що відбори здебільшого тлумачаться не як незаконне заволодіння майном, а як порушення договору транспортування чи звичайні небаланси в рамках такого договору.

Зловживання ринковими правилами

На підставі наших дискусій з ОГТСУ ми розуміємо, що деякі Замовники навмисно не здійснюють балансування своїх портфоліо.

Ці Замовники зловживають різницею між ринковою ціною на природний газ та платою за балансування негативних та позитивних небалансів. Ціна газу для покриття негативних небалансів, може бути меншою за ринкову ціну на газ, тоді як ціна газу для покриття позитивних небалансів може бути вищою, ніж ринкова ціна. Як наслідок, Замовникам може бути вигідно зловживати механізмом балансування замість того, щоб купувати/продавати газ на ринку.

Незважаючи на те, що, як стверджує ОГТСУ, такі відбори не є критичними, за умови, що замовники належним чином сплачують плату за добовий небаланс, ОГТСУ все ще стикається з деякими технічними труднощами з балансуванням ГТС, а саме – ця ситуація призводить до фізичних перевантажень ГТС та можливих випадків припинення транспортування.

[12] Глава 6, розділ XIV Кодексу ГТС.

[13] Договір транспортування встановлює пеню за прострочення зобов'язання з оплати. Проте, з практичної точки зору, ця пеня може бути стягнення лише через суди, якщо інша сторона не має бажання сплатити її.

[14] Пункт 13.5 Договору транспортування.

[15] Частина 2 статті 625 Цивільного кодексу.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Вищезазначена проблема безпосередньо пов'язана з розміром плати за добовий небаланс, що, як правило, залежить від ціни на природний газ. Згідно з чинним законодавством, ціна природного газу, яка використовується для розрахунку плати за добовий небаланс, визначається як[16]:

- Маржинальна ціна продажу (у разі позитивного небалансу), яка в даний час визначається як[17]:
  - Ціна природного газу, придбаного ОГТСУ під час надання послуг балансування протягом газової доби, зменшеного на величину коригування, або
  - Ціна закупівлі природного газу, отриманого ОГТСУ протягом газового місяця, зменшеного на величину коригування (якщо неможливо застосувати попередній метод).
- Маржинальна ціна купівлі (у разі негативного небалансу), яка в даний час визначається як:[18]
  - Ціна природного газу, придбаного ОГТСУ під час надання послуг балансування протягом газової доби, збільшена на величину коригування, або
  - Ціна закупівлі природного газу, отриманого ОГТСУ протягом газового місяця, збільшена на величину коригування (якщо неможливо застосувати попередній метод).

До 1 вересня 2020 року величина коригування дорівнювала 10 відсоткам як для негативних, так і для позитивних небалансів.[19] У випадку, якщо небаланс Замовника залишався в межах 10-відсоткового допустимого відхилення, ОГТСУ не застосовував коригування до розрахунку платежів за добовий небаланс.[20]

Однак 26 серпня 2020 року НКРЕКП прийняла зміни до Кодексу ГТС для вирішення цього питання та запровадила відповідні стимули для Замовників щодо належного балансування своїх портфоліо. Відповідні зміни набули чинності з 1 вересня 2020 року. Зміни, зокрема, передбачають:[21]

- Зниження розміру допустимого відхилення небалансу з 10 до 3 відсотків (7,5 відсотка для Операторів ГРМ). Отже, Замовникам потрібно буде ретельно збалансувати свої портфоліо, щоб уникнути застосування коригування своєї плати за добовий небаланс, якщо вони перевищать допустимий поріг.
- Збільшення коефіцієнта коригування з 10 до 20 відсотків, якщо небаланс Замовників перевищує 5 відсотків (15 відсотків для Операторів ГРМ) допустимого відхилення. Це призведе до збільшення/зменшення маржинальної ціни продажу/придбання у відповідних випадках.

У результаті, послуги балансування ОГТСУ повинні стати менш привабливими для Замовників. НКРЕКП очікує, що ці зміни стимулюватимуть Замовників вживати відповідних заходів з балансування та створювати менше небалансів. При цьому варто пам'ятати про тимчасові зміни. Запроваджені НКРЕКП щодо цього механізму (див. розділ 3.1.1)[22].

[16] Пункт 8, глава 6, розділ XIV Кодексу ГТС.
[17] Пункти 11 і 12, глава 6, розділ XIV Кодексу ГТС.
[18] Там же.
[19] Пункти 16 та 17, глава 6, розділ XIV Кодексу ГТС.
[20] Пункт 15, глава 6, розділ XIV Кодексу ГТС.
[21] Пункт 1 Постанови НКРЕКП про стимули для балансування.
[22] Постанова НКРЕКП "Про заходи, спрямовані на безперебійний розподіл природного газу споживачам" № 235 від 17 лютого 2021 року.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Однак ми розуміємо, що учасники ринку не підтримують такі зміни із використанням таких аргументів[23]:

- деякі Замовники зазначають, що вони не мають ефективних інструментів, щоб самостійно балансувати свої портфоліо, оскільки, на їхню думку, не існує функціонуючої ліквідної торгової платформи, яка б пропонувала можливі варіанти здійснення балансування;
- інші Замовники вказують, що їм не доступні прогнози щодо видобутку та споживання, тому вони не можуть належним чином балансувати свої портфоліо;
- певні Замовники висловлюють припущення, що трьохвідсотковий рівень допустимого відхилення є занадто низьким, оскільки він не охоплює технічні відхилення, які відбуваються на різних видах обладнання по-різному.

У той же час, відповідно до інформації, наданої ОГТСУ, нам відомо, що НКРЕКП не погоджується з цими претензіями учасників ринку та надала їм відповідь у листі №2946/16.3.2/7-20 від 13 березня 2020 року.

(C) Незаконне заволодіння

У цьому розділі ми розглядаємо можливість кваліфікувати певні типи проблемних відборів (зокрема, небаланси Операторів ГРМ для компенсації виробничо-технологічних витрат, відбори без зареєстрованого Постачальника або через несанкціоновані підключення) як неправомірне заволодіння майном.

Українське цивільне законодавство містить дві концепції заволодіння майном, що потенційно можуть бути застосовані для кваліфікації відбору природного газу:

- незаконне заволодіння майном;
- заволодіння майном без достатньої правової підстави.

Законодавство передбачає два відповідні засоби захисту прав власника:

- віндикаційний позов;
- кондикційний позов.

Незаконне заволодіння майном відбувається, коли майно власника передається третій особі, яка[24]:

- свідомо набуває майно без будь-якої правової підстави (недобросовісний набувач), або
- набуває майно від особи, яка не мала права розпоряджатися цим майном, якщо третя особа не знає про відсутність такого права у свого контрагента (добросовісний набувач).

Оскільки учасники ринку свідомо відбирають природний газ із ГТС, у цьому звіті ми говоримо лише про незаконне заволодіння, здійснене недобросовісним набувачем. У цьому випадку власник має

[23] Доступ за посиланням: https://www.facebook.com/№tes/3283198528403250/.
[24] Частина 1 статті 388, частина 1 статті 390 Цивільного кодексу.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

право витребувати своє майно у недобросовісного набувача, подавши віндикаційний позов[25]. У такому випадку власник несе тягар доказування, який включає такі критерії:

- позивач (тобто ОГТСУ) був власником або добросовісним набувачем цього майна[26];
- майно було передано без будь-якої правової підстави;
- наявний намір або груба необережність особи набувача права власності, спрямована на заволодіння майном.

Заволодіння майном без достатньої правової підстави відбувається, коли чиєсь майно передається третій особі за умови, що:[27]

- не було жодних законних підстав для цього придбання, або таких правових підстав більше немає;
- набувач та власник не є сторонами жодного договору, пов'язаного з майном.

Власник може витребувати майно у набувача в суді, якщо він доведе що:

- набувач отримав таке майно;
- не було жодних правових підстав для набуття майна.

Вищезазначені концепції, а також відповідні засоби захисту потенційно можуть застосовуватися до несанкціонованих відборів природного газу:

- Оператори ГРМ/споживачі, які здійснюють несанкціонований відбір природного газу з ГТС, можуть розглядатися як недобросовісні набувачі, які свідомо заволоділи майном без будь-якої законної підстави, оскільки такий газ споживався з ГТС без відповідної номінації та з урахуванням того, що цей газ був придбаний ОГТСУ та знаходився у його власності для балансування ГТС.
- У якості альтернативи, можна стверджувати, що Оператори ГРМ/споживачі, які здійснюють відбір з ГТС, можуть розглядатися як набувачі, які заволоділи майном без достатньої правової підстави, тобто, що не було закону чи договору, що передбачали таке набуття.

Однак на практиці існує кілька перешкод для застосування ОГТСУ вищезазначених концепцій проти Замовників у суді:

- **Природний газ є річчю, що визначена родовими ознаками**[28]. Судова практика Верховного Суду показує, що віндикаційний позов не повинен використовуватися щодо родових речей[29]. Отже, ОГТСУ не зможе захистити свої права за допомогою віндикаційного позову, оскільки останній може стосуватися лише речей, визначених індивідуальними ознаками.

[25] Частина 1 статті 400 Цивільного кодексу.
[26] Пункт 23 Постанови Пленуму Вищого спеціалізованого суду України з розгляду цивільних та кримінальних справ № 5 від 7 лютого 2014 року.
[27] Частина 1 статті 1212 Цивільного кодексу.
[28] Стаття 184 Цивільного кодексу.
[29] Постанова Верховного Суду у справі № 653/1096/16-ц від 4 липня 2018 року, доступ за посиланням: http://www.reyestr.court.gov.ua/Review/75296538.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- **Наявні правові підстави для набуття**. Згідно з чинним українським законодавством та відповідною судовою практикою, договори між Споживачем, Постачальником, Операторами ГРМ та ОГТСУ становлять достатню правову основу для набуття природного газу. Тому, у разі здійснення відбору газу понад обсяг, зазначений у номінаціях, такі відбори алокуються як небаланси згідно з Кодексом ГТС та положеннями договорів, та їх не слід розглядати як заволодіння майном без достатньої правової підстави.
- **Суд може не визнати право власності ОГТСУ на спожитий газ**. Суд може вважати, що право власності на газ належить Постачальнику або Оператору ГРМ, що підписали договір зі Споживачем[30].
- **Несанкціонований відбір створює небаланс для Операторів ГРМ**. Поточна судова практика визначає несанкціоновані відбори як небаланси ГТС, які слід врегулювати між ОГТСУ та Операторами ГРМ. Таким чином, суд може вважати кондикційні позови ОГТСУ необґрунтованими.

Отже, чинне законодавство України, що регулює енергетичний ринок, а також актуальна судова практика можуть тлумачитися не на користь виконання вимог ОГТСУ щодо незаконного заволодіння природним газом (незаконне заволодіння або заволодіння майном без достатньої правової підстави). Як наслідок, ця концепція ймовірно не може бути застосована на практиці до будь-якого з видів проблемних відборів. Тому ми надалі не розглядаємо цей підхід у Звіті.

Можна стверджувати, що несанкціоновані відбори можуть також бути кваліфіковані згідно з українським кримінальним законодавством. Однак, на основі нашого аналізу, ми вважаємо малоймовірним, що несанкціоновані відбори учасників ринку можуть бути кваліфіковані як злочини, адже відповідний склад злочину наразі не передбачений Кримінальним кодексом України.

(D) Висновки щодо правової кваліфікації проблемних відборів

Чинні нормативні акти охоплюють відбори, здійснені без номінації або із її перевищенням. У випадку, якщо Споживач відбирає природний газ без договору постачання природного газу, обсяг фактично спожитого газу алокується на відповідного Оператора ГРМ. Небаланси, створені учасниками ринку в рамках Договору транспортування, алокуються на відповідних учасників ринку.

Таким чином, чинне регулювання загалом дозволяє ідентифікувати відповідного учасника ринку, який здійснив проблемний відбір, та формально дозволяє притягнути його до відповідальності за це. Однак, є й інші проблеми, які впливають на поточну ситуацію з проблемними відборами:

- Оператори ГРМ можуть не виконувати обов'язки з балансування своїх портфоліо;
- Боржники можуть не мати фінансових ресурсів або не хотіти сплачувати свої рахунки постачальникам або ОГТСУ;
- Учасники ринку можуть належним чином не дотримуватися чинного законодавства або зловживати ринковими правилами;

[30] У цьому Звіті ми безпосередньо детально не обговорюємо, кого слід вважати власником природного газу, який транспортується через ГТС або відбирається з неї, у кожному конкретному випадку. Загалом, право власності, а також обов'язки учасників ринку перед один одним, визначаються відповідно до правил алокації Кодексу ГТС. Українські суди піж час тлумачення Кодексу ГТС можуть не погодитися з ОГТСУ щодо визначення права власності на природний газ відповідно до Кодексу ГТС. Зокрема, вони можуть присвоїти відповідні права власності Постачальнику або Оператору ГРМ, які підписали договір зі Споживачем, що не дозволить ОГТСУ стверджувати, що відбулося незаконне заволодіння майном.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- ОГТСУ та іншим учасникам ринку може бракувати ефективних засобів захисту для стягнення заборгованості.

Отже, необхідно зосередитись скоріше на розробці відповідних механізмів, що запобігатимуть проблемним відборам з ГТС, гарантуватимуть фінансову стабільність та/або надаватимуть ефективні засоби захисту для учасників ринку. У наступних розділах ми детально наводимо відповідні причини проблемних відборів та їх детальний опис.

(E) Відповідальність, передбачена за несанкціоновані відбори та неоплачені небаланси

Види відповідальності, що наразі існують за неоплачені/несанкціоновані відбори можна розділити на дві групи:

- договірна відповідальність за порушення, закріплена у відповідних договорах;
- адміністративна відповідальність за порушення ринкових правил, передбачена законодавством.

Кодекс ГТС містить лише загальні положення щодо відповідальності, і вони в першу чергу стосуються не обсягів відібраного газу, а, натомість, потужності транспортування:

- Замовники послуг транспортування несуть відповідальність за перевищення замовлених потужностей відповідно до договору транспортування природного газу[31].
- Якщо прямий споживач здійснює несанкціонований відбір, він несе відповідальність за фактично використану потужність як за перевищення потужності у точці виходу[32].

Фактичні розміри відповідальності визначаються в договорах транспортування та розподілу. Зокрема, договірна відповідальність включає такі штрафи за невчасну оплату споживачем послуг ОГТСУ/Операторів ГРМ:

- для клієнтів ОГТСУ: пеню в розмірі подвійної облікової ставки Національного банку України, що діяла в період, за який сплачується пеня, від суми простроченого платежу за кожен день прострочення платежу[33];
- для клієнтів Операторів ГРМ: пеню у розмірі подвійної облікової ставки Національного банку України, що діяла в період, за який сплачується пеня, від суми простроченого платежу за кожен день прострочення платежу[34];
- для побутових споживачів Операторів ГРМ: пеню в розмірі 0,01 відсотка суми боргу за кожен день прострочення. Загальний розмір нарахованої пені не може перевищувати 100 відсотків загальної суми боргу[35].

[31] Пункт 15, глава 1, розділ IX Кодексу ГТС.
[32] Пункт 11, глава 1, розділ IX Кодексу ГТС.
[33] Пункт 13.5 Договору транспортування.
[34] Пункт 8.2 Договору розподілу.
[35] Там же.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Окрім вищезазначеного, згідно із загальними положеннями Цивільного кодексу, ОГТСУ/Оператори ГРМ можуть також вимагати від своїх клієнтів компенсацію з урахуванням встановленого індексу інфляції за весь час прострочення, а також три проценти річних від суми боргу[36].

Адміністративна відповідальність за порушення на ринку природного газу, в першу чергу, визначається Законом про ринок газу. Закон передбачає декілька видів порушень, що мають значення для цілей цього звіту, зокрема[37]:

- несанкціонований відбір природного газу;
- використання природного газу Споживачами в обсягах, що перевищують підтверджені Постачальниками (тобто з перевищенням номінації);
- несанкціоноване втручання у функціонування газової інфраструктури;
- несанкціоноване підключення до системи, що впливає на безпеку постачання природного газу визначених розмірів;
- відмова у наданні доступу до приладів обліку представникам ОГТСУ/Операторів ГРМ;
- необґрунтована відмова у підписанні заяви про передачу та приймання природного газу.

Загалом, згідно із законом, за порушення законодавства у сфері ринку природного газу НКРЕКП може застосовувати до відповідних учасників ринку (i) попередження, (ii) штраф, (iii) зупинення дії ліцензії, (iv) анулювання ліцензії[38].

Штрафи

Штраф за вищезазначені порушення (та інші порушення правил функціонування ринку) становить від 51 000 грн (приблизно 1900 доларів США) до 850 000 гривень (приблизно 31 500 доларів США), а фактична сума визначається НКРЕКП в кожному окремому випадку.

Закон також передбачає певну додаткову адміністративну відповідальність за порушення на газовому ринку для фізичних та посадових осіб:

- для посадових осіб компанії: штраф від 340 до 15 300 грн (приблизно від 12 до 555 доларів США) за вищезазначені порушення (та інші порушення правил функціонування ринку)[39];
- для посадових осіб компанії: штраф від 170 до 1700 грн (приблизно від 6 до 60 доларів США) за недотримання встановленого режиму споживання газу, споживання газу в обхід приладів обліку, або самовільне відновлення споживання газу[40];
- для посадових осіб компанії: попередження або штраф від 510 до 1360 грн (приблизно від 18 до 50 доларів США) за несанкціоноване використання природного газу з корисливою метою, що не завдало значної шкоди[41];

[36] Частина 2 статті 625 Цивільного кодексу.
[37] Частина 2 статті 59 Закону про ринок газу.
[38] Частина 3 статті 59 Закону про ринок газу.
[39] Пункт 6 частини 4 статті 59 Закону про ринок газу.
[40] Стаття 101 Кодексу України про адміністративні правопорушення № 8073-X від 7 грудня 1984 року.
[41] Стаття 103-1 Кодексу України про адміністративні правопорушення № 8073-X від 7 грудня 1984 року.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- для фізичних осіб: штраф від 170 до 850 грн (приблизно від 6 до 30 доларів США) за несанкціоноване використання природного газу з корисливою метою, що не завдало значної шкоди[42].

Загалом, існуюча відповідальність не відповідає фактичним розмірам відборів, здійснених учасниками ринку. Можна обґрунтовано стверджувати, що така відповідальність не заохочує учасників ринку до належної поведінки.

Зупинення/анулювання ліцензії

Відповідно до нормативного регулювання ринку природного газу, зупинення/анулювання ліцензії може бути застосовано до Операторів ГРМ, які відбирають природний газ із ГТС без оплати. Нижче ми пропонуємо короткий опис регуляторних актів з цього питання.

Ліцензійні умови для діяльності з розподілу природного газу передбачають, що Оператор ГРМ повинен:

- дотримуватися вимог Кодексу ГРС[43] (що включає закупівлю природного газу для власних потреб Операторів ГРМ у власників природного газу (включаючи виробників, Оптових торговців або Постачальників), виходячи з ринкових умов)[44];
- використовувати надходження від надання послуг розподілу для покриття відповідних витрат відповідно до структури тарифу[45] (що включає витрати на використання природного газу для виробничо-технологічних витрат Операторів ГРМ)[46];
- укласти Договір транспортування з ОГТСУ та оплатити послуги транспортування[47] (що включає доступ до потужності, фізичне транспортування та добове балансування)[48].

З огляду на вищевикладене, НКРЕКП може потенційно вважати порушенням ліцензійних умов неспроможність Операторів ГРМ купувати природний газу для виробничо-технологічних витрат та оплатити добові небаланси. Крім того, НКРЕКП може також обґрунтовано поставити під сумнів використання надходжень від тарифу, враховуючи, що тариф включає витрати на потреби Операторів ГРМ у природному газі.

Таким чином, виходячи з вищевикладеного, НКРЕКП може потенційно прийняти рішення про зупинення та/або анулювання ліцензії Операторів ГРМ, що порушує вищезазначені вимоги ліцензійних умов.

У той же час, НКРЕКП може застосовувати такі санкції до Операторів ГРМ лише відповідно до конкретної процедури, що передбачена її постановами. Нижче ми окреслимо найбільш актуальні випадки.

---

[42] Там же.
[43] Підпункт 14, пункт 2.2., розділ 2 Ліцензійних умов для розподілу природного газу.
[44] Пункт 4, глава 6, розділ III Кодексу ГРС.
[45] Підпункт 16, пункт 2.2., глава 2 Ліцензійних умов для розподілу природного газу.
[46] Пункт 4 розділ III Методології визначення тарифів на розподіл.
[47] Підпункти 27 та 28, пункт 2.2., глава 2 Ліцензійних умов для розподілу природного газу.
[48] Пункт 1 глави 1 розділу VIII Кодексу ГТС.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Зупинення ліцензії[49]	Анулювання ліцензії[50]
НКРЕКП має право зупинити дію ліцензії, якщо, серед іншого: ▸ Ліцензіат не виконує рішення НКРЕКП про усунення порушень ліцензійних умов, що підтверджується відповідним актом перевірки НКРЕКП.	НКРЕКП має право анулювати ліцензію, якщо, серед іншого: ▸ Ліцензіат не усуває обставини, що призводять до зупинення дії ліцензії, що підтверджується відповідним актом перевірки НКРЕКП. ▸ Ліцензіат неодноразово порушує умови ліцензування та інші норми у сфері енергетики та житлово-комунальних послуг, що підтверджується відповідним актом перевірки НКРЕКП.

Отже, зупинення/анулювання ліцензії може бути здійснено лише після другої перевірки НКРЕКП, під час якої вона виявляє, що ліцензіату або не вдалося усунути порушення, або він вчинив порушення повторно.

НКРЕКП проводить планові перевірки один раз на рік згідно з графіком, прийнятим НКРЕКП на основі підходу, що ґрунтується на оцінці ризиків[51]. Крім того, НКРЕКП може також ініціювати проведення позапланової невиїзної та виїзної перевірки, зокрема, у таких випадках:

- невиїзна перевірка[52]:
  - на підставі обґрунтованої скарги фізичної/юридичної особи на порушення її прав ліцензіатом;
  - на підставі обґрунтованої скарги учасника ринку/споживача на порушення ліцензіатом ліцензійних умов;
  - для перевірки виконання попереднього рішення НКРЕКП про усунення порушень.
- виїзна перевірка[53]:
  - на підставі обґрунтованої скарги фізичної/юридичної особи на порушення її прав ліцензіатом із наданням відповідних документів, що підтверджують таке порушення;
  - на підставі обґрунтованої скарги учасника ринку/споживача на порушення ліцензіатом умов ліцензування із наданням відповідних документів, що підтверджують таке порушення;
  - у випадку, якщо НКРЕКП виявляє зловживання доходами, передбаченими встановленою структурою тарифів та/або затвердженою інвестиційною програмою під час моніторингу звітів ліцензіата.

Під час перевірки НКРЕКП може виявити вищезазначені порушення ліцензійних умов Оператором ГРМ. У такому разі НКРЕКП розглядає справу та приймає рішення про застосування санкцій протягом 30 днів після перевірки[54]. НКРЕКП також повідомляє ліцензіата про таке рішення[55].

[49] Пункт 6.4 Процедури ліцензування видів діяльності, регульованих НКРЕКП.
[50] Пункт 7.1 Процедури ліцензування видів діяльності, регульованих НКРЕКП.
[51] Пункт 7.1 Порядку контролю за дотриманням ліцензійних умов.
[52] Пункт 4.1 Порядку контролю за дотриманням ліцензійних умов.
[53] Пункт 5.1 Порядку контролю за дотриманням ліцензійних умов.
[54] Пункт 7.4 Порядку контролю за дотриманням ліцензійних умов.
[55] Пункт 10.5 Порядку контролю за дотриманням ліцензійних умов.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Після отримання повідомлення ліцензіат повинен усунути порушення ліцензійних умов та подати до НКРЕКП письмовий звіт із супровідними документами до терміну, зазначеного у рішенні[56].

Якщо ліцензіат не виконує рішення НКРЕКП (тобто не усуває порушення та/або не подає звіт), НКРЕКП ініціює проведення позапланової перевірки ліцензіата[57]. Якщо під час цієї перевірки НКРЕКП виявить, що ліцензіат не зміг виправити порушення, вона може зупинити дію його ліцензії на строк до шести місяців[58]. Згодом НКРЕКП анулює ліцензію, якщо ліцензіат не усуває порушення протягом цього строку[59].

Крім того, НКРЕКП може також анулювати ліцензію, якщо ліцензіат здійснить повторне порушення[60] протягом одного року після прийняття НКРЕКП рішення про усунення порушень[61].

Відповідно, зупинення та анулювання ліцензії, як правило, включатиме такі основні етапи:

- ініціювання перевірки НКРЕКП;
- прийняття рішення НКРЕКП про усунення порушень ліцензійних умов;
- зупинення дії ліцензії, якщо Оператор ГРМ не усуває порушення;
- анулювання ліцензії, якщо Оператор ГРМ не усуває первинні порушень протягом 6-місячного строку;
- анулювання ліцензії, якщо Оператор ГРМ вчинив повторне порушення протягом одного року після рішення НКРЕКП про усунення порушень.

Однак НКРЕКП застосовує відповідні санкції на власний розсуд, і вона повинна дотримуватися принципів пропорційності порушень та покарань, а також ефективності обмежувальних санкцій[62]. Таким чином, НКРЕКП може не застосовувати зупинення/анулювання ліцензії, якщо вона не вважатиме ці санкції пропорційними порушенню ліцензійних умов Оператором ГРМ.

У той же час ми знайшли принаймні один випадок, коли НКРЕКП використала вищезазначену аргументацію та виявила порушення ліцензійних умов ПрАТ «Тернопільміськгаз», яке не виконало обов'язків з балансування своїх портфоліо та не сплатило ОГТСУ за створені небаланси[63]. НКРЕКП наклала на ПрАТ «Тернопільміськгаз» штраф у розмірі 850 000 гривень (приблизно 30 000 доларів США) своєю постановою від 17 червня 2020 року[64]. Пізніше НКРЕКП призначила позапланову інспекцію ПрАТ «Тернопільміськгаз», щоб перевірити, чи виконало воно постанову про накладення штрафу[65]. На даний момент ми не маємо інформації про подальші дії НКРЕКП

[56] Пункт 10.8 Порядку контролю за дотриманням ліцензійних умов.
[57] Пункт 10.11 Порядку контролю за дотриманням ліцензійних умов.
[58] Пункт 6.4 Процедури ліцензування видів діяльності, регульованої НКРЕКП.
[59] Пункт 7.1 Процедури ліцензування видів діяльності, регульованої НКРЕКП.
[60] Пункт 1.5 Порядку контролю за дотриманням ліцензійних умов.
[61] Пункт 7.1 Процедури ліцензування видів діяльності, регульованої НКРЕКП.
[62] Пункт 10.1 Порядку контролю за дотриманням ліцензійних умов.
[63] Акт перевірки № 136 від 18 травня 2020 року, доступ за посиланням: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog8/naftogas/2020/18.05.2020/Akt-_Ter№pilmiskgaz__18.05.2020-136.pdf.
[64] Постанова НКРЕКП «Про накладення штрафу на ПрАТ «Тернопільміськгаз» за порушення Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу природного газу та здійснення заходів державного регулювання» № 1137 від 17 червня 2020 року.
[65] Постанова НКРЕКП «Про проведення позапланової виїзної перевірки ПрАТ «Тернопільміськгаз» № 1637 від 2 вересня 2020 року.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

щодо цього випадку. Отже, можна зробити висновок, що НКРЕКП вважала несплату Оператора ГРМ за створені небаланси ОГТСУ порушенням ліцензійних умов.

Однак, ми не можемо виключати, що НКРЕКП може відмовитись застосовувати зупинення/анулювання ліцензії у якості санкцій до Оператора ГРМ, оскільки всі Оператори ГРМ є монополістами у своїх регіонах, і зупинення/анулювання ліцензії Оператора ГРМ може потенційно негативно вплинути на функціонування ринку у відповідному регіоні.

2.1.2. Опис договірних відносин учасників ринку та правил алокації

Для цілей цього Звіту ми розглядаємо таких основних зацікавлених учасників ринку природного газу, які мають договірні відносини між собою: ОГТСУ, Оператори ГРМ, ТКЕ, постачальники, Оптові торговці, побутові споживачі та інші Споживачі.

Всі ці ринкові учасники укладають між собою такі договори та угоди:

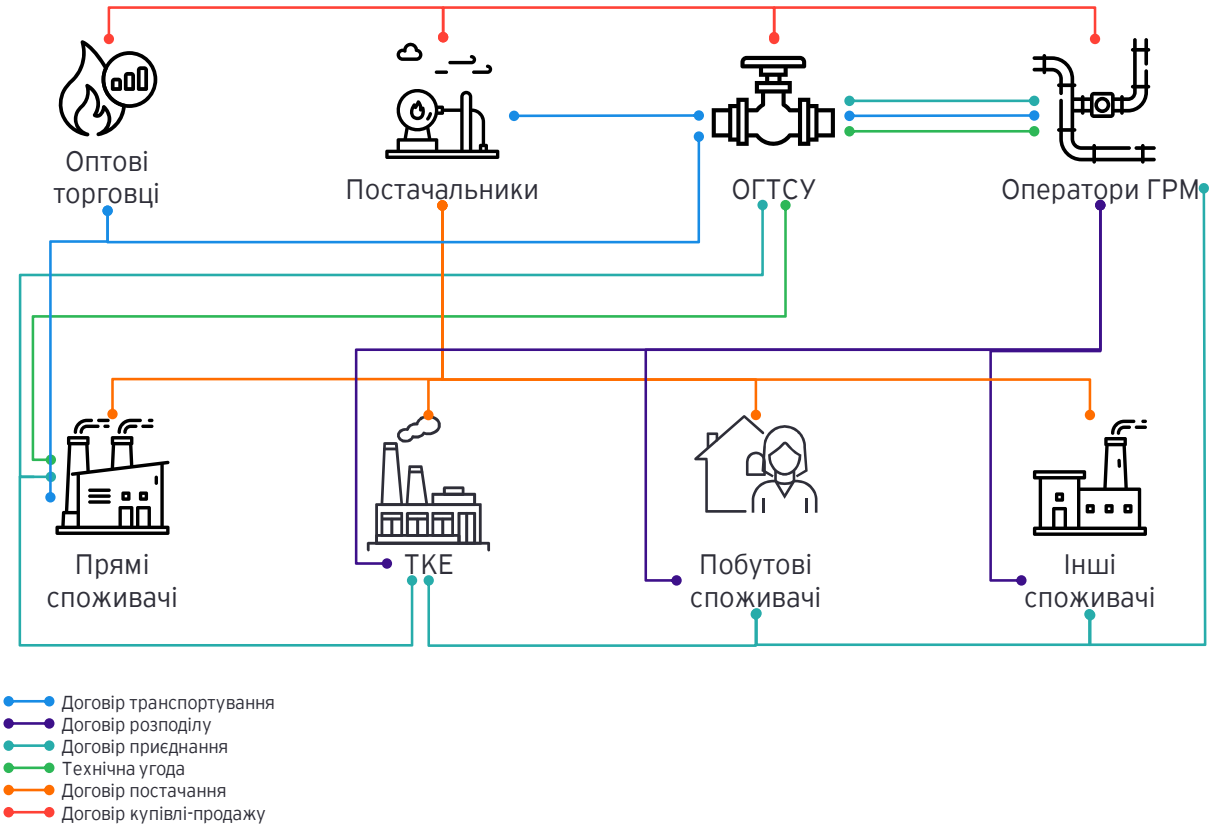
- договори транспортування – для отримання доступу до потужностей у точках входу та виходу до/з ГТС, фізичного транспортування технічного газу ГТС та вжиття заходів щодо врегулювання добового небалансу;
- договори розподілу – для фізичної доставки та/або цілодобового доступу об'єктів споживачів до ГРС;
- договори приєднання (типові для Операторів ГРМ[66]) – для підключення об'єктів до ГТС/ГРС;
- технічні угоди (типові для приєднань між Операторами ГРМ та суміжним учасником ринку (наприклад, іншим Оператором ГРМ, Оператором ГС, виробником зрідженого природного газу, виробником газу), крім ОГТСУ та споживача[67]) – для обліку газу у точках входу та виходу;
- договори постачання (типові версії були затверджені для домогосподарств та ПОН, істотні умови передбачені у Правилах постачання) – на постачання природного газу споживачеві ліцензованим Постачальником;
- договори купівлі-продажу – на придбання та доставку природного газу між учасниками ринку.

Нижче ми наводимо малюнок, де зображено відповідні договірні відносини та зв'язки, та опис договірних відносин залучених сторін.

[66] Додатки 11 та 12 до Кодексу ГРС.
[67] Додаток 2 до Кодексу ГРС.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Малюнок 1: Договірні відносини



ОГТСУ укладає такі види договорів із такими учасниками ринку:

- договори приєднання з Операторами ГРМ та Прямими споживачами[68];
- технічні угоди з Операторами ГРМ та Прямими споживачами[69];
- договори транспортування з Операторами ГРМ та Постачальниками[70].

Оператори ГРМ укладають такі види договорів із такими учасниками ринку:

- договори купівлі-продажу з Оптовими торговцями[71];
- договори транспортування, приєднання та технічні угоди з ОГТСУ;
- договори розподілу зі Споживачами[72];

[68] Пункт 5, глава 1, розділ I і пункт 9, глава 1, розділ VI Кодексу ГТС.
[69] Пункт 9, глава 2, розділ III Кодексу ГТС.
[70] Пункт 5, глава 1, розділ I і пункт 1 і 9, глава 1, розділ VIII Кодексу ГТС.
[71] Пункти 1, 4, глава 6, розділ III та параграф 9, глава 1, розділ VI Кодексу ГРС.
[72] Пункт 4, глава 1, розділ I; пункт 2, глава 1, розділ VI; пункт 1, глава 3, розділ VI Кодексу ГРС.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- договори приєднання зі Споживачами та суміжними учасниками ринку (наприклад, іншим Оператором ГРМ, Оператором ГС, виробником зрідженого природного газу, видобувачем газу)[73];
- технічні угоди з суміжними учасниками ринку (наприклад, іншим Оператором ГРМ, Оператором ГС, виробником зрідженого природного газу, видобувачем газу).

Постачальники укладають такі види договорів із такими учасниками ринку:

- договори купівлі-продажу з Оптовими торговцями[74];
- договори транспортування з ОГТСУ;
- договори постачання зі Споживачами.

ТКЕ та інші споживачі укладають такі види договорів з такими учасниками ринку:

- договори розподілу та приєднання з Операторами ГРМ;
- технічні угоди та договори приєднання з ОГТСУ (для Прямих споживачів);
- договори постачання з Постачальниками[75].

Кодекс ГТС передбачає стандартні правила алокації у точках виходу для учасників ринку:

- ОГТСУ щодня здійснює попередню добову алокацію. Відбори природного газу з ГТС повинні бути віднесені до відповідних замовників послуг транспортування ОГТСУ шляхом алокації. Алокація газу, відібраного споживачем, здійснюється лише на існуючого постачальника такого споживача[76].
- Обсяг природного газу, відібраного в точках виходу до ГРС, підлягає розподілу відповідним Замовникам шляхом визначення алокації. Якщо обсяг природного газу, що передається в ГРС (з урахуванням обсягу, який забезпечують видобувачі газу та суміжні Оператори ГРМ), перевищує загальну кількість природного газу, що відбирають споживачі з ГРС, тоді відповідна різниця повинна вважатися відбором Операторів ГРМ[77].
- У точках виходу до прямого споживача ОГТСУ проводить алокацію всього обсягу природного газу на його діючого Постачальника на підставі даних Реєстру споживачів Постачальника[78].
- Несанкціонований відбір природного газу споживачами, як правило, вноситься в алокацію відповідного Оператора ГРМ (або ОГТСУ, якщо це Прямий споживач)[79].
- Остаточна алокація добових подач та відборів Замовника з ГТС здійснюється щомісяця[80]:
  - остаточна алокація на замовника/споживача з добовим обліком дорівнює сумі попередніх алокацій, крім випадків зміни режимів нарахування;

[73] Пункт 4, глава 1, розділ I і пункт 4, глава 1, розділ V Кодексу ГРС.
[74] Пункти 21 та 22, стаття 1 Закону про ринок газу.
[75] Стаття 12 Закону про ринок газу, пункт 3, розділ I Правил постачання.
[76] Глава 6, розділ XII Кодексу ГТС.
[77] Пункт 4, глава 6, розділ XII Кодексу ГТС.
[78] Пункт 5, глава 6, розділ XII Кодексу ГТС.
[79] Пункт 7, глава 6, розділ XII Кодексу ГТС.
[80] Глава 7, розділ XII Кодексу ГТС.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- остаточна алокація на замовника/споживача без добового обліку (з обліком за допомогою комерційного вузла обліку, оснащеного коректором), а також обсяги остаточних щодобових алокацій для таких споживачів коригується та дорівнює фактичному споживанню за відповідну газову добу газового місяця за даними обчислювача (коректора), крім випадків зміни режимів нарахування;
- якщо фактичний місячний обсяг відбору/споживання дорівнює сумі попередніх добових алокацій за місяць (для споживання без добового обліку та з комерційним вузлом обліку без коректора), обсяги щодобових остаточних алокацій дорівнюють обсягам, визначеним попередніми щодобовими алокаціями;
- в іншому випадку (якщо фактичні обсяги відбору/споживання не дорівнюють сумі попередніх добових алокацій без добового обліку та з комерційним вузлом обліку без коректора), слід здійснити відповідну корекцію добових алокацій для визначення остаточних добових алокацій.

- Інформація щодо фактичного споживання природного газу повинна надаватись Операторами ГРМ до ОГТСУ з метою здійснення остаточної алокації[81].

Виходячи з правил алокації (які описано в цьому розділі та розділі 2.1.1(A) вище), ми розуміємо, що:

- відбори газу споживачами, здійснені без реєстрації в Реєстрі споживачів Постачальника, вноситься в алокацію Операторів ГРМ (або ОГТСУ, якщо це прямий споживач);
- відбори газу, здійснені Споживачами без зареєстрованого Постачальника або через несанкціоновані підключення, вважаються несанкціонованими і вносяться в алокацію Операторів ГРМ (або ОГТСУ, якщо це Прямий споживач);
- відбори Операторів ГРМ вносяться в алокацію цих Операторів ГРМ;
- відбори газу, здійснені Постачальниками (та їхніми Споживачами) понад їх номінації, вносяться в алокацію таких Постачальників;
- попередні добові алокації коригуються на суму фактичного споживання.

Вищезазначені договірні рамки дозволяють сторонам вимагати компенсації за порушення договірних зобов'язань та відповідного регулювання ринку природного газу іншою стороною:

- якщо Постачальник здійснює більший відбір у точках виходу, ніж подає газу до ГТС у точках входу, Постачальник сплачує ОГТСУ плату за добовий небаланс та перевищення потужності (як звичайний платіж за послуги транспортування)[82]. Якщо оплата послуг не здійснюється, цей небаланс стає неоплаченим небалансом, і до Замовника можуть застосовуватися відповідні санкції, як описано в розділі 2.1.1(E);
- якщо Споживач споживає більше або менше, ніж передбачено номінацією, Споживач повинен компенсувати постачальнику різницю між фактичним та номінальним обсягами, плюс збитки за надмірне споживання[83];

[81] Пункт 6, глава 3 та пункт 5, глава 4 розділу IX Кодексу ГРС.
[82] Пункт 9.3, розділ IX Договору транспортування.
[83] Пункти 1, 4 та 6, розділ VII Правил постачання.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

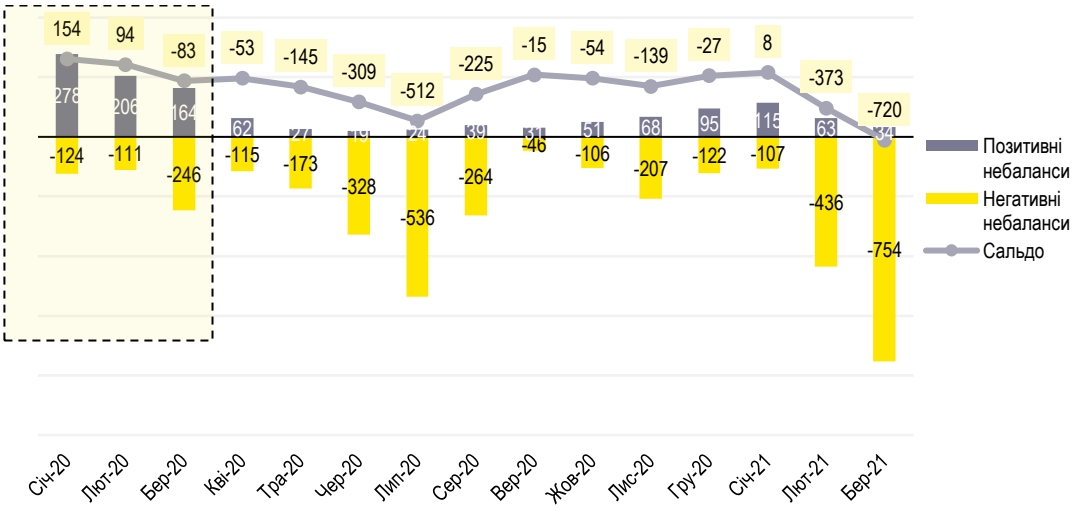
- якщо Споживач не пускає представників Постачальника для звіряння фактичних об'ємів споживання, Постачальник може вимагати оплату за спожитий газ та збитки за спеціальною формулою[84];
- якщо Споживач здійснює несанкціонований відбір природного газу, ОГТСУ/Оператор ГРМ може зупинити постачання природного газу такому Споживачу[85];
- якщо Споживач здійснює несанкціонований відбір природного газу, кількість фактично спожитого природного газу вноситься в алокацію відповідного Оператора ГРМ (або ОГТСУ, якщо це Прямий споживач), який покриває негативний небаланс[86].

Ми надаємо більш детальний опис відповідних договірних умов у розділі 3 нижче.

2.1.3. Попередня кількісна оцінка ситуації з небалансами

Як зазначалося раніше, в системі існують позитивні та негативні небаланси газу. В 2020 році більшість позитивних небалансів виникли в I кварталі і склали 648 млн куб. м (60.9% від загальної суми позитивних небалансів, накопичених протягом 2020 року). В цей час обсяг негативних небалансів був незначним, що призвело до позитивного щомісячного сальдо. Починаючи з березня 2020 року, сальдо стало негативним і постійно збільшувалося. Так, до середини року (період з червня по серпень) було сформовано 1 128 млн. куб. м негативних небалансів, що становило 47,5% від загального обсягу негативних небалансів протягом 2020 року.

Графік 1. Відношення небалансів газу (щомісячно), млн. куб. м[87]



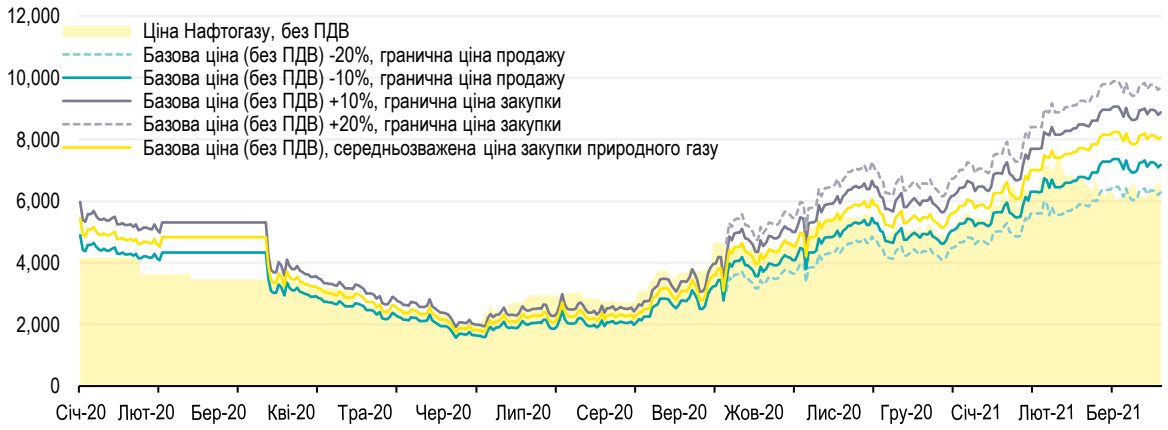
Традиційно обсяги небалансів залежали від ринкових цін на природний газ - у випадку, коли базова ціна на газ для небалансу нижча за ринкову, користувачі мережі отримують вигоди, створюючи негативні небаланси, і купують газ у ОГТСУ. В іншому випадку, якщо базова ціна вища за ринкову, користувачі мережі створюють позитивні небаланси та продають газ ОГТСУ. Наприклад, з точки зору формування небалансів 1 квартал 2020 був досить незвичним, оскільки

[84] Підпункт 3, пункт 1, розділ VII Правил постачання.
[85] Підпункт 1, пункт 2, глава 1, розділ X Кодексу ГТС.
[86] Пункт 7, глава 6, розділ XII Кодексу ГТС.
[87] ОГТСУ, розрахунки та аналіз EY.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

через різке падіння цін на газ Замовники створювали позитивні небаланси (здійснюючи квазіпродаж газу ОГТСУ), щоб отримати плату за позитивний небаланс. Однак, після зміни динаміки цін та введення коригувальних заходів (див. "Зловживання ринковими правилами", розділ 2.1.1), "звичайні" (переважно негативні небаланси) стали більш частими (див. графік вище).

Графік 2. Порівняння цін газ Нафтогазу та фактичних цін купівлі / продажу газу ОГТСУ, грн. за тис. куб. м[88]



Середня закупівельна ціна газу ОГТСУ в січні 2020 року становила 4 835 грн за тис. куб. м, що на 19,8% перевищувало середні ціни Нафтогазу. Різниця в цінах зберігалася до середини березня і становила в середньому 17,8%. Така розбіжність стимулювала учасників ринку створювати штучні позитивні небаланси. Оскільки середньозважена ціна придбання Оператором ГТС зрівнялася з ринковою, маніпулювання з небалансами припинилися.

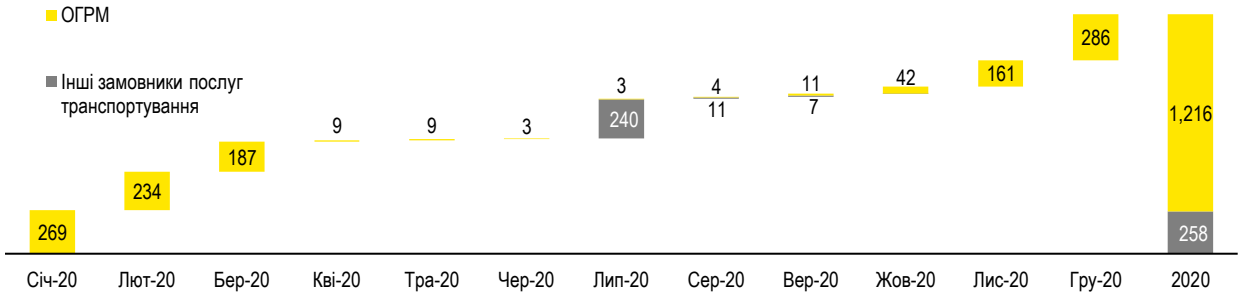
Протягом аналізованого періоду ОГТСУ повністю виконував свої зобов'язання та оплатив учасникам ринку 1,1 млрд. куб. м позитивних небалансів вартістю 5.5 млрд. грн[89], тоді як вартість негативних небалансів не компенсувалася ОГТСУ або компенсувалася частково. Основними двома групами споживачів, які накопичують борги, є Оператори ГРМ та інші замовники послуг транспортування. Станом на 27 квітня 2021 року борг цих учасників ринку становив 82,5% та 17,5% відповідно (графік 3).

[88] ОГТСУ, інформація з офіційного сайту Нафтогазу.

[89] Офіційний сайт ОГТСУ. Доступно за посиланням: https://tsoua.com/news/za-2020-rik-uchasnyky-rynku-gazu-zaborguvaly-ogtsu-16-milyarda-gryven/.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Графік 3. Накопичена заборгованість перед ОГТСУ за групами учасників ринку, 2020, млн. грн[90]



Всього, Операторами ГРМ було накопичено 1,2 млрд. грн. боргу за негативні небаланси перед ОГТСУ за 2020 рік. Ці борги розподілені нерівномірно - 83% накопичено п'ятьма Операторами ГРМ, а саме: "Донецькоблгаз" (374 млн. грн), "Луганськгаз" (270 млн. грн), "Тернопільміськгаз" (269 млн. грн), "Київоблгаз" (59 млн. грн), "Уманьгаз" (34 млн. грн).

Таблиця 1. Накопичений борг Операторів ГРМ перед ОГТСУ, 2020, млн. грн[91]

	Січ	Лют	Бер	Кві	Тра	Чер	Лип	Сер	Вер	Жов	Лис	Гру	2020	Частка,%
Донецькоблгаз	5.5	17.0	12.1	-	-	-	-	-	-	12.7	111.7	214.5	373.5	31%
Луганськгаз	-	142.2	128.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	270.4	22%
Тернопільміськгаз	57.5	58.6	34.7	7.3	5.7	0.8	1.7	2.6	4.1	16.0	29.0	51.1	269.2	22%
Київоблгаз	59.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59.0	5%
Уманьгаз	-	-	-	0.4	2.6	1.6	0.6	0.9	2.7	7.0	10.7	7.7	34.1	3%
Миколаївгаз	28.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.4	2%
Харківгаз	3.6	13.2	8.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.5	2%
Мелітопольгаз	-	3.2	2.7	1.0	0.3	0.1	0.4	0.4	0.7	1.2	6.3	9.1	25.5	2%
Закарпатгаз	23.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.7	2%
Львівгаз	20.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.9	2%
Інші	69.9	-	-	-	-	-	0.2	0.3	3.2	4.7	3.3	3.9	85.8	7%
Всього	268.6	234.1	186.5	8.7	8.7	2.6	2.8	4.3	10.8	41.6	161.0	286.4	1,216.1	100%

Донецькоблгаз є найбільшим боржником ОГТСУ за неоплачені негативні небаланси станом на 1 лютого 2021 року. Основна сума боргу була накопичена в жовтні-грудні 2020 року. За цей період Донецькоблгазом було відібрано 42,2 млн куб. м та ще 24,2 млн куб. м в січні 2021. Протягом року Донецькоблгаз оплатив лише 30% відібраного обсягу газу, тоді як додатково 375,5 млн грн залишилися невиплаченими. Такі обсяги відборів є не можуть бути віднесені до технологічного споживання, адже становлять до 25% від загального обсягу розподілу Оператором ГРМ. Для порівняння, така частка становить в середньому 4-5% для інших ОГРМ.

Беручи до уваги, що Донецькоблгаз не мав неоплачених небалансів перед ОГТСУ протягом квітня-вересня, збільшення боргів у 4 кварталі 2020 р. (з урахуванням 16,5 млн. грн. у жовтні при 4,25-

[90] ОГТСУ, розрахунки та аналіз EY.
[91] ОГТСУ, розрахунки та аналіз EY.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

кратному та 6,25-кратному прирості в листопаді та грудні відповідно) створює загрозу для фінансової стабільності ОГТСУ.

«Луганськгаз» також викликає особливу стурбованість. Основна заборгованість «Луганськгазу» перед ОГТСУ була накопичена протягом лютого-березня за газ, спожитий Луганською ТЕС. За даними «Луганськгазу», Луганська ТЕС виробляє теплову та електричну енергію і відповідно до режиму ПСО уклала договори з Нафтогазом. Проблема полягає в тому, що Луганська ТЕС не мала постачальника від 2 лютого 2020[92] року, що було підтверджено повідомленням, отриманим «Луганськгаз» на інформаційній платформі ОГТСУ 28 січня 2020 року. Відповідно до Кодексу ГРМ, якщо споживач не має існуючого постачальника, споживач не має права споживати / відбирати природний газ із газорозподільної системи. Як результат, Луганській ТЕС було повідомлено про необхідність припинення споживання на початку лютого 2020 року. Фактично розподіл газу на Луганській ТЕС не було зупинено, а відбір газу здійснювався без постачальника. За цей період Луганська ТЕС з мереж «Луганськгазу» відібрала 55 млн. куб. м газу. За цей період було накопичено основну суму боргу «Луганськгазу» перед ОГТСУ - 270,5 млн. грн.

Для захисту своїх прав ОГТСУ звернувся до суду з вимогою стягнути з «Луганськгаз» 295.3 млн грн, що включають в себе 286.4 млн грн обсягу неоплачених добових небалансів, 6.6 млн грн пені за несвоєчасне виконання грошових зобов`язань, 1.2 млн грн інфляційної індексації та 1.1 млн грн відсотків нарахованих на обсяг заборгованості. До розгляду справи також було залучено Нафтогаз та ТОВ «ДТЕК Східенерго» на стороні ОГТСУ та «Луганськгазу» відповідно. Однак суд першої інстанції визнав дії «Луганськгазу» у лютому-березні 2020 року такими, що не порушують вимог Кодексу ГТС, та відмовив ОГТСУ у задоволенні позовних вимог у повному обсязі. Пізніше, ОГТСУ звернувся до Східного апеляційного господарського суду з метою оскарження рішення суду першої інстанції. Апеляційний суд розглянув доводи та заперечення учасників справи та постановив залишити апеляційні скарги ОГТСУ та Нафтогазу без задоволення базуючись на висновку «про недоведеність в спірних правовідносинах підстав для Нафтогазу, враховуючи приписи п.3 глави 5 розділу IV Кодексу ГТС та п.3 Положення про ПСО, для виключення виробника теплової енергії - ТОВ «ДТЕК Східенерго» з Реєстру постачальника із спеціальними обов`язками». Також суд відзначив, що: «відбір газу останнім [ТОВ «ДТЕК Східенерго»] у лютому, березні 2020 року не можна вважати несанкціонованим, тобто таким, що здійснений з порушенням вимог чинного законодавства у розумінні п.5 глави 1 розділу I Кодексу ГТС, що, своєю чергою, виключає відповідальність «Луганськгазу», як оператора газорозподільної системи, в силу приписів абз.2 п.7 глави 6 розділу XII Кодексу ГТС та п.4 глави 5 розділу VI Кодексу ГРС.»[93].

Для оскарження цього рішення Нафтогаз звернувся з касаційною скаргою до Верховного Суду, розгляд призначено на 29 квітня 2021 року[94].

«Тернопільміськгаз» також становить великий ризик для стабільності ГТС. Це третій за величиною Оператор ГРМ за рівнем боргу перед ОГТСУ. «Тернопільміськгаз» порушує умови договору про транспортування газу з ОГТСУ в пункті оплати добових небалансів. Незважаючи на те, що

[92] Акт первірки № 242 від 26 червня 2020, режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog8/naftogas/2020/26.06.2020/Akt-AT_Lugankgaz__26.06.2020-242.pdf.
[93] Постанова Східного апеляційного господарського суду у справі № 913/345/20 від 1 лютого 2021 року, доступ за посиланням: https://reyestr.court.gov.ua/Review/94655258.
[94] Ухвала Верховного Суду у справі № 913/345/20 від 19 березня 2021 року, доступ за посиланням: https://reyestr.court.gov.ua/Review/95642785.

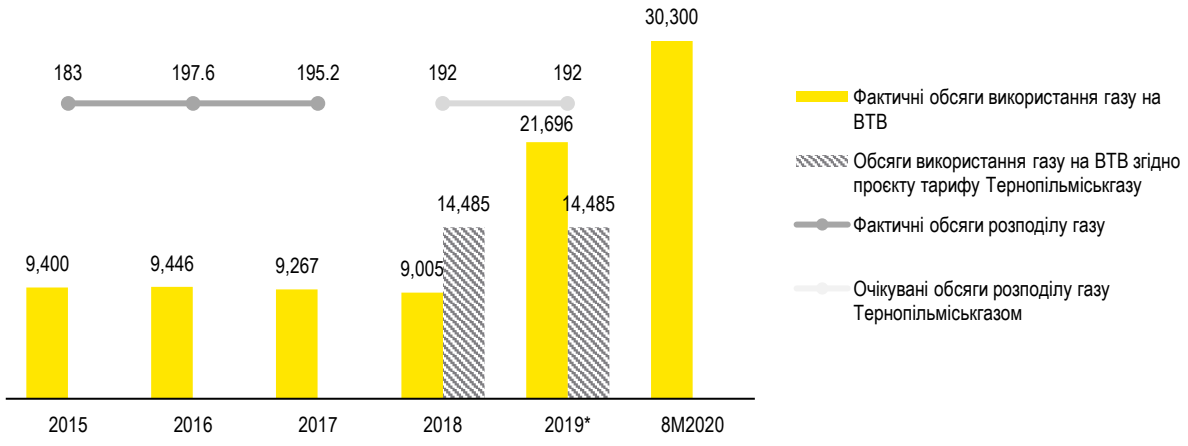
A member firm of Ernst & Young Global Limited

відповідні кошти були додатково включені до його тарифу, цей Оператор ГРМ з початку року не придбав жодного кубометра газу для покриття власних виробничо-технологічних витрат[95].

Для захисту своїх прав, ОГТСУ звернувся до Національної поліції та судових інстанцій, щоб примусити «Тернопільміськгаз» погасити борги за негативні небаланси. Сам «Тернопільміськгаз» не заперечує та не оскаржує вимоги ОГТСУ, але і не здійснює жодних розрахунків. Загалом, за 8 місяців 2020 року «Тернопільміськгаз» відібрав та не оплатив 30,3 млн. куб. м природного газу. Основна сума боргу «Тернопільміськгазу» була накопичена за холодний період року - 155.7 млн. грн та 80.1 млн. грн. за Січень-березень та листопад-грудень 2020 року, відповідно. Ці неоплачені небаланси склали 86,1% боргу, накопиченого ОГРМ протягом року. Упродовж 2020 року «Тернопільміськгаз» не вживав жодних заходів для покращення ситуації та погашення боргів перед ОГТСУ.

Згідно з позицією Тернопільміськгазу, причиною появи та збільшення боргу є відсутність тарифних ресурсів для покриття всіх витрат, включаючи газ для технологічних потреб та власного споживання. Історично, тариф на розподіл природного газу для Тернопільміськгазу з 2015 по 2017 рік не покривав витрат, що призвело до збитків у розмірі 41,2 млн грн, 6,5 млн грн та 164,8 млн. грн. відповідно. При цьому вартість газу для технологічних потреб та власного споживання перевищила встановлену тарифом суму у 2-3 рази. Протягом 2015-2018 рр. обсяг газу для технологічних потреб у натуральному вираженні залишався стабільним - на рівні 9-9,5 млн куб. м.

Графік 4. Обсяг газу для технологічних потреб та власного споживання Тернопільміськгазу та обсяги розподілу газу, 2015-2020 рр., млн. куб. м[96]



Примітка: Фактичні обсяги вказані за 1 півріччя 2019 року.

Такі обсяги споживання протягом 4 років поспіль можуть поверхнево окреслити реальні потреби ОГРМ у технологічному газі. Починаючи з 2018 року, в рамках тарифних проєктів, які Оператори ГРМ подають до НКРЕКП, Тернопільміськгаз хотів збільшити своє технологічне споживання до 14,5 млн куб. м. без пояснення причин. Фактично мало місце незначне збільшення кількості

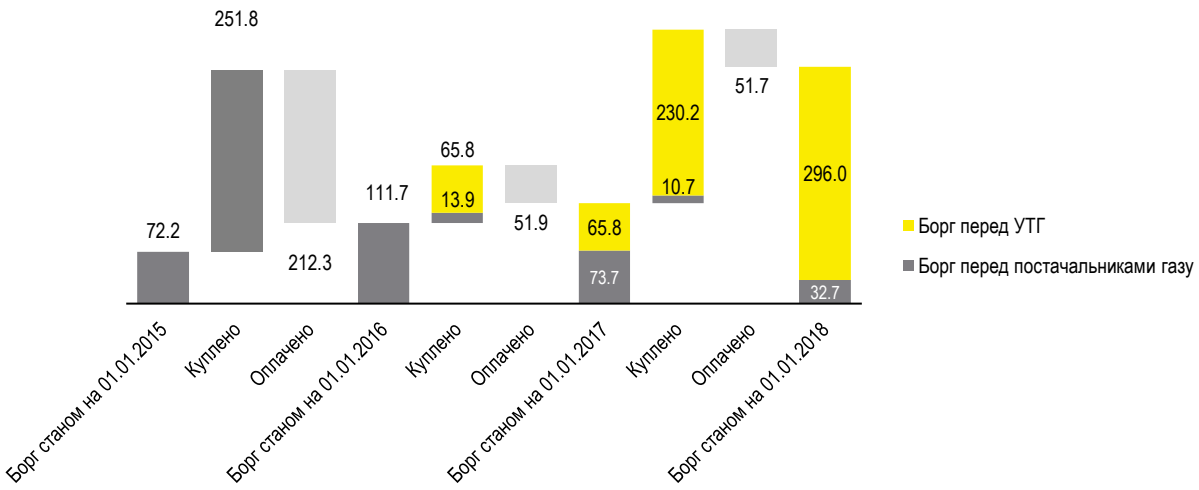
[95] Акт первірки № 136 від 18 травня 2020, режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog8/naftogas/2020/18.05.2020/Akt-_Ternopilmiskgaz__18.05.2020-136.pdf.
[96] Акт перевірки НКРЕКП № 258 від 16 липня 2018, сторінки 33,38, 43, Проект тарифу Тернопільміськгазу га 2019 рік, Режим доступу: http://www.tmgaz.te.ua/fckfiles/file/obg_tar_2019.PDF

A member firm of Ernst & Young Global Limited

підключених споживачів або обсягів розподілу. У першій половині 2019 року фактичне споживання газу для технологічних потреб Тернопільміськгазу становило 21,7 млн. куб. м, що в 2,5 рази більше середнього річного історичного споживання. Обсяг споживання газу за період січень-серпень 2020 року склав ще більше - приблизно 30,3 млн куб. м.

Ще однією проблемою, пов'язаною з Тернопільміськгазом, є низький рівень оплати за газ для технологічних потреб та за послуги балансування. За період з 2015 по 2017 рік було накопичено 320 млн грн боргу. Відповідно до Актів перевірки НКРЕКП, середній рівень оплат становив 65,6%, 12,3% та 4,2% за цей період.

Графік 5. Динаміка накопичення боргу за газ Тернопільміськгазом перед контрагентами, млн. грн [97]



Водночас заборгованість перед постачальниками газу за аналізований період зменшилась із 72,2 млн. грн. до 32,7 млн. грн. Заборгованість перед "Укртрансгазом" лише зростала. За 2016-2017 років було погашено менше 1% боргу перед УТГ за послуги балансування. Як результат, станом на 1 січня 2018 року борг за послуги балансування становив 90% від загальної суми боргу Тернопільміськгазу.

Упродовж 2020 року, деякі Оператори ГРМ покращили свою платіжну дисципліну. Наприклад, з травня по вересень Оператори ГРМ, що належать до групи РГК, зменшили свій борг за послуги балансування майже на чверть (з 420 млн. грн до 319 млн. грн), в т.ч. три компанії повністю погасили борги перед ОГТСУ. Більше того, загальний борг ОГРМ, що працюють під брендом РГК, з вересня по грудень зменшився ще на 26,8%[98] до кінця 2020 року.

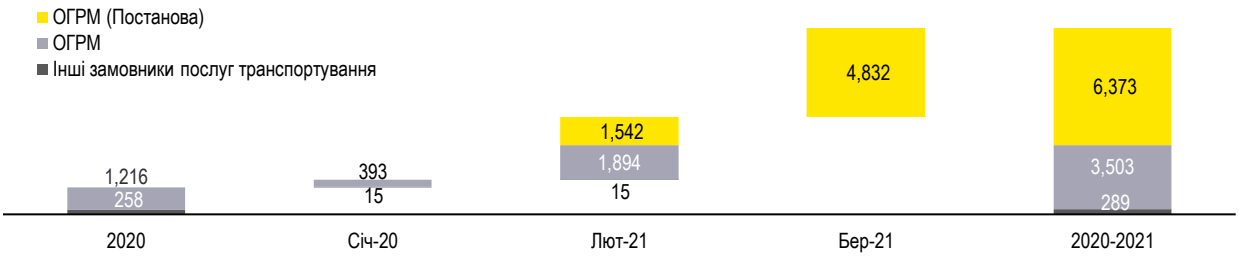
Незважаючи на погашення компаніями групи РГК в 2020 році, ситуація на газовому ринку залишається невирішеною. Більше того, оскільки деякі боржники продовжують систематично створювати негативні небаланси в ГТС не здійснюючи оплату, вони створюють ризики постачання газу споживачам і надійній роботі всієї ГТС.

[97] Акт перевірки НКРЕКП № 258 від 16 липня 2018, сторінки 37-40
[98] ОГТСУ, розрахунки та аналіз EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Більше того, ситуація з неоплаченими небалансами погіршилася з початку 2021 року. У січні Оператори ГРМ відібрали з ГТС 38 млн куб. м. природного газу. Різке збільшення обсягів відборів посилилося в наступні місяці - 380 млн куб. м та 675 млн куб. м у лютому та березні відповідно.

Графік 6. Накопичена заборгованість перед ОГТСУ за групами учасників ринку, 2021, млн. грн[99]



Станом на 27 квітня 2021, сума, яку Оператори ГРМ зобов'язані сплатити ОГТС за відібраний газ, становить близько 10 млрд грн. З них 3,5 млрд. грн. - прострочена заборгованість, а 6,5 млрд. грн. - нарахована. Швидше за все, дії ОГРМ були викликані змінами, внесеними Постановою НКРЕКП №235 від 17.02.2021. Постанова надала Операторам ГРМ можливість здійснювати платежі за період лютий-березень 2021 року з відстрочкою на 90 днів.

Як результат, більшість ОГРМ скористалися такою можливістю. Станом на 27 квітня 2021 року "Київоблгаз" став ключовим боржником. Його зобов'язання перед ГТСО зросли у 19,7 рази, складаючи 12% від загальної суми накопиченого боргу. Однак цей борг, як і більшість інших, накопичених у 1 кварталі 2021 року є нарахованим, а не простроченим.

Таблиця 2. Накопичений борг Операторів ГРМ перед ОГТСУ, 2021, млн. грн[100]

	2020	Частка,%	Січ-21	Лют-21	Бер-21	2021	Частка,%	2020-2021	Частка,%
Київоблгаз	59.0	5%	-	450.6	653.3	1,103.9	13%	1,162.9	12%
Донецькоблгаз	373.5	31%	242.3	159.5	110.3	512.1	6%	885.6	9%
Львівгаз	20.9	2%	-	326.3	489.3	815.6	9%	836.5	8%
Харківгаз	25.5	2%	-	238.1	322.9	561.0	6%	586.5	6%
Днапропетровськгаз	-	0%	0.5	228.4	299.7	528.6	6%	528.6	5%
Вінницягаз	18.2	1%	-	200.5	290.7	491.2	6%	509.4	5%
Тернопільміськгаз	269.2	22%	104.5	70.9	36.0	211.4	2%	480.6	5%
Івано-Франківськгаз	3.5	0%	3.3	188.2	279.1	470.6	5%	474.1	5%
Хмельницькгаз	6.9	1%	-	152.1	230.7	382.8	4%	389.7	4%
Миколаївагаз	28.4	2%	-	132.1	196.8	328.9	4%	357.3	4%
Інші	410.9	34%	41.9	1,289.2	1,922.8	3,253.9	38%	3,664.7	37%
Всього	**1,216.1**	**100%**	**392.5**	**3,436.0**	**4,831.5**	**8,660.1**	**1.0**	**9,876.1**	**100%**

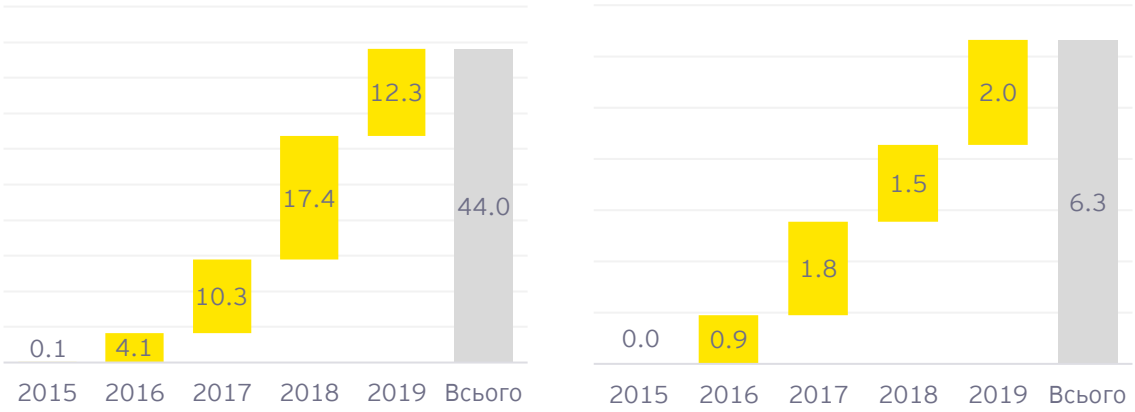
[99] Розрахунки та аналіз EY на основі даних ОГТСУ
[100] Розрахунки та аналіз EY на основі даних ОГТСУ

A member firm of Ernst & Young Global Limited

2.2. Потенційні негативні наслідки для ОГТСУ

Після запровадження нового регулювання у 2015 році, попередній Оператор АТ "Укртрансгаз" зіткнувся з новим викликом - несанкціонованими відборами та неоплаченими небалансами. У 2016-2019 рр. ці відбори призвели до збитків ОГТСУ у розмірі 44 млрд. грн. Протягом попередніх двох років (2018-2019) борг зріс на 29,7 млрд грн та 3,5 млрд куб. м, що становить 65,7% та 47,6% від загальної суми боргу станом на кінець 2019 року (графік 6).

Графік 7. Заборгованість за негативні небаланси перед Укртрансгазом 2016-2019 рр., млрд. грн. (зліва), млн куб. м (справа)[101]



Починаючи з 1 січня 2020 року, після відокремлення від НАК «Нафтогаз України» ОГТСУ став новим Оператором ГТС. У той же час заборгованість, накопичена "Укртрансгазом", не була передана новому Оператору, тому ОГТСУ не мав заборгованості за негативні небаланси. Проте питання не було вирішене, тому наразі ОГТСУ стикнувся з аналогічною проблемою - постійним збільшенням боргу користувачів мережі за негативні небаланси та несанкціоновані відбори.

Станом на кінець 2020 р. загальна заборгованість перед ОГТСУ за негативні небаланси становила 1,6 млрд грн[102]. Більше того, ОГТСУ очікує значного збільшення заборгованості протягом наступних 10 років. Згідно з наданими розрахунками, за умови 70% оплати негативних небалансів, загальна заборгованість користувачів мережі перед ОГТСУ до кінця 2030 року може скласти 58,8 млрд грн.

Очікується, що до кінця 2021 року може бути накопичено додатково 2,5 млрд грн боргу. Ця цифра базується на припущенні, що протягом 2021 року середня ціна на газ буде на рівні 4 394 грн. за тис. куб. м (без ПДВ), а рівень розрахунків за створені негативні небаланси складе в середньому 70%. Очікується, що ціна на газ зростатиме відповідно до цін у Європі. Потенційно сума боргу за негативні небаланси до кінця 2021 року може зрости ще більше зважаючи на наступні причини:

- Погіршення платіжної дисципліни, спричинене наслідками COVID-19 та підвищення тарифів для домогосподарств з початку 2021;

[101] Нафтогаз
[102] Офіційний сайт ОГТСУ. Режим доступу: https://tsoua.com/news/za-2020-rik-uchasnyky-rynku-gazu-zaborguvaly-ogtsu-16-milyarda-gryven/.

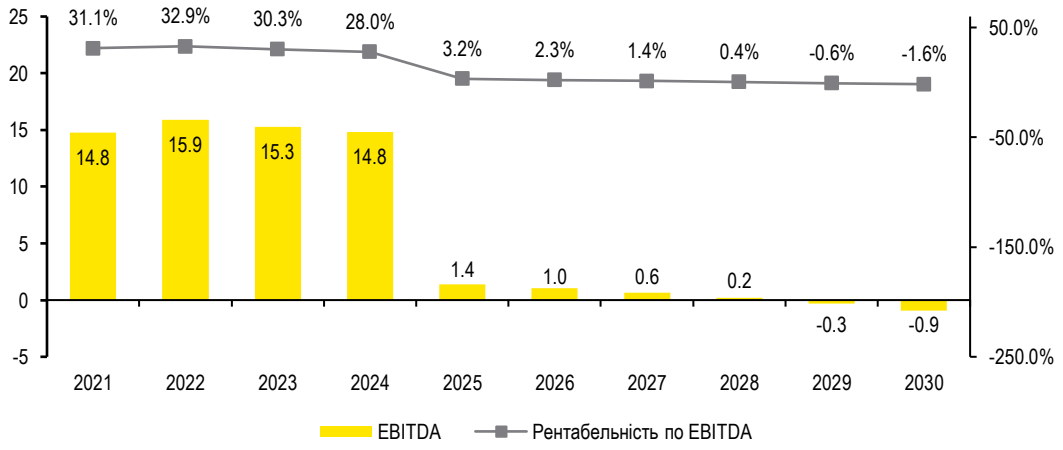
A member firm of Ernst & Young Global Limited

- Тарифні обмеження введені НКЕРКП для 13 ОГРМ в січні 2021 року[103];
- Можливе збільшення відбору компаній ТКЕ без постачальника після скасування ПСО;

Без прийняття негайних дій, цілком ймовірно, що ситуація із відборами погіршиться, тому за основу було взято консервативний прогноз на період 2021 - 2030 рр. Очікується, що річна заборгованість перед ОГТСУ за негативні небаланси щорічно зростатиме на 9,5%. Також очікується, що загальний борг користувачів мережі до 2025 р. досягне 22,3 млрд. грн., після чого до 2030 р. збільшиться ще в 2,6 рази. Такі диспропорції істотно загрожують фінансовому становищу та прибутковості ОГТСУ.

Історично збитки, спричинені боргами користувачів мережі за негативні небаланси, покривались доходами від транзиту газу. Після запровадження європейського законодавства, тарифи не враховують витрати на функцію балансування газу, адже вони призначені для покриття експлуатаційних витрат та здійснення капітальних інвестицій, необхідних для підтримки газотранспортної системи (а не для покриття збитків від балансування). Таким чином, перенаправлення доходів від тарифів на покриття збитків від балансування відбувається за рахунок цілісності газотранспортної системи. Крім того, транзитне джерело доходу зменшилось через скорочення обсягів за газовою угодою між Нафтогазом та Газпромом. Угода передбачає скорочення транзиту до 65 млрд куб. м у 2020 р. з подальшим зменшенням до 40 млрд куб. м в рік протягом 2021-2024 років. Можливе повне припинення транзиту має призвести до зменшення прибутковості ОГТСУ після 2024 року (графік 7).

Графік 8. Прогнозована 10-річна рентабельність по EBITDA та EBITDA ОГТСУ, млрд. грн [104]

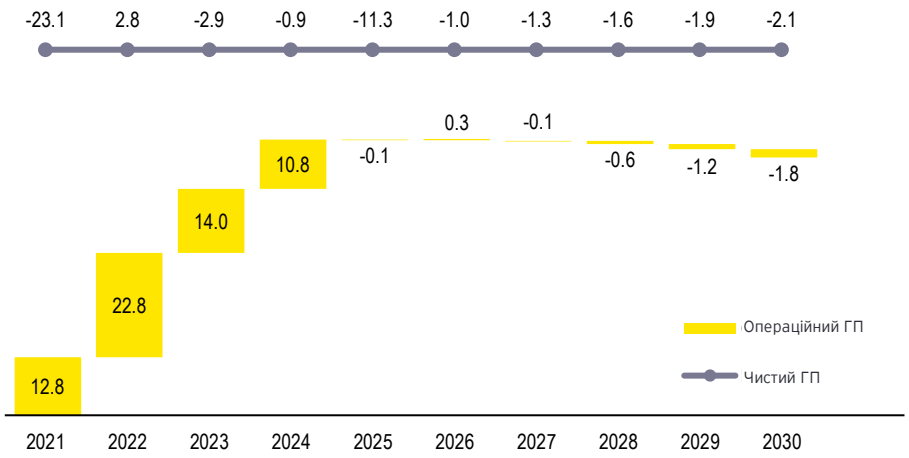


Подібний вплив очікується і на величину грошового потоку. Починаючи з 2023 року, очікується, що чистий грошовий потік буде негативним, тоді як операційний грошовий потік має значно знизитися після 2024 та стати від'ємним в довгостроковій перспективі.

[103] НКРЕКП. Режим доступу: https://www.nerc.gov.ua/?id=58126
[104] ОГТСУ, аналіз та розрахунки EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Графік 9. Прогноз операційного та чистого грошового потоку ОГТСУ 2020-2030, млрд. грн [105]



У прогнозованому періоді (2021-2030) фінансовий стан ОГТСУ може бути поставлений під загрозу, враховуючи волатильність цін на газ. Для аналізу була побудована 10-річна таблиця чутливості. Як результат, збільшення / зниження ціни на газ в межах 2000 грн. за тис. куб. м та зміна рівня розрахунків від 50% до 90% може призвести до рівня заборгованості за небаланси від 10,4 до 138,8 млрд. грн.

Таблиця 3. 10-річна таблиця чутливості заборгованості перед ОГТСУ до ціни на газ та рівня розрахунків, млрд. грн [106]

		Прогнозована 10-річна середня ціна на природний газ, грн. за тис. куб. м								
		4 853	5 353	5 853	6 353	6 853	7 353	7 853	8 353	8 853
Рівень розрахунків	90,0%	10,4	12,6	14,7	16,9	19,1	21,2	23,4	25,6	27,8
	85,0%	15,6	18,8	22,1	25,4	28,6	31,9	35,1	38,4	41,6
	80,0%	20,8	25,1	29,5	33,8	38,1	42,5	46,8	51,2	55,5
	75,0%	26,0	31,4	36,8	42,3	47,7	53,1	58,5	64,0	69,4
	70,0%	31,2	37,7	44,2	50,7	57,2	63,7	70,2	76,7	83,3
	65,0%	36,4	44,0	51,6	59,2	66,8	74,3	81,9	89,5	97,1
	60,0%	41,6	50,2	58,9	67,6	76,3	85,0	93,6	102,3	111,0
	55,0%	46,8	56,5	66,3	76,1	85,8	95,6	105,4	115,1	124,9
	50,0%	52,0	62,8	73,7	84,5	95,4	106,2	117,1	127,9	138,8

[105] ОГТСУ
[106] ОГТСУ, розрахунки та аналіз EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

3. ДЕТАЛЬНИЙ ОГЛЯД ГІПОТЕЗ ЩОДО ПРИЧИН ПРОБЛЕМНИХ ВІДБОРІВ

На основі наших обговорень основних проблем із відповідними зацікавленими сторонами, ми побудували нашу гіпотезу та розуміння ключових причин, що призводять до створення несанкціонованих відборів та неоплачених небалансів.

На основі нашого аналізу ми розуміємо, що поточні причини проблем із несанкціонованими відборами та неоплаченими небалансами загалом можна розділити на три групи:

- **Причини, що зумовлені дизайном ринку**
  - Ця група включає причини, пов'язані із поточною структурою правовідносин між учасниками ринку, обсягом їх прав та обов'язків, а також недоліками процедурного регулювання. Ключовою проблемою може бути недосконалий дизайн певних елементів нормативної бази та їх впровадження, який залишає місце для неоднозначного тлумачення, що негативно впливає на поведінку учасників ринку.
- **Економічні та фінансові причини**
  - Ця група включає причини економічного та фінансового характеру. Завдяки значному залученню держави в регулювання ринку природного газу, учасники ринку іноді можуть бути змушені здійснювати свою діяльність в економічно необґрунтований спосіб. Внаслідок неефективного управління економічною стороною ринку природного газу, його учасники можуть бути нездатними забезпечити відповідний рівень розрахунків за їх договірними та іншими зобов'язаннями.
- **Причини, пов'язані з відповідальністю та механізмами примусового виконання**
  - Ця група включає причини, пов'язані з відповідальністю та засобами примусу учасників ринку до належної поведінки. Чинне регулювання іноді не дозволяє застосовувати фінансові заходи впливу до певних учасників ринку, які не виконують свої зобов'язання щодо належного рівня розрахунків за надані послуги, здійснюють несанкціоновані відбори природного газу та іншу неправомірну поведінку на ринку.

Наша методологія ґрунтувалась на перевірці гіпотез для виявлення основних проблем, що призвели до накопичення несанкціонованих відборів та неоплачених небалансів. Усі гіпотези щодо причин були перевірені на предмет їх застосовності до загальної проблеми. Для цього ми використовували такі джерела інформації:

- чинні закони України та підзаконні акти;
- звіти про перевірки, проведені НКРЕКП протягом 2017-2020 років (стосувались Операторів ГРМ, ТКЕ та Постачальників);
- дані, надані ОГТСУ за 2020 рік;
- іншу загальнодоступну інформацію, включно з коментарями учасників ринку.

Нижче ми наводимо детальний опис кожної з груп причин.

ПРОЕКТ

A member firm of Ernst & Young Global Limited

3.1. Причини, що зумовлені дизайном ринку

На основі наданої нам інформації та нашого аналізу, ми розуміємо, що основні проблеми дизайну ринку стосуються розподілу прав та обов'язків між основними учасниками ринку - Операторами ГТС та ГРМ, споживачами та постачальниками.

Основними причинами виникнення проблем, пов'язаних з проблемними відборами газу, є такі:

- невиконання Операторами ГРМ обов'язків з балансування своїх портфоліо;
- суперечності в режимі ПСО;
- проблеми запровадження плати за нейтральність балансування;
- різні розміри пені для непобутових та побутових споживачів за прострочення платежів.

3.1.1. Невиконання Операторами ГРМ обов'язків з балансування своїх портфоліо

Враховуючи особливості руху природного газу через газорозподільну систему, Оператор ГРМ зазнає виробничо-технологічних витрат газу. Ці витрати визначаються як газ, втрачений під час його транспортування через газорозподільні та внутрішні системи, а також під час технічного обслуговування та поточного ремонту[107].

Оператори ГРМ повинні купувати природний газ на ринку для покриття цих потреб[108]. Однак деякі Оператори ГРМ не купують газ для своїх потреб, а беруть його з ГТС, не здійснюючи за нього оплату. В результаті, ОГТСУ накопичує дебіторську заборгованість спричинену такими діями Операторів ГРМ.

Ця проблема виникає через те, що Оператори ГРМ не купують природний газ у ліцензованих постачальників на підставі угод про постійне постачання газу, а повинні купувати його в кожному конкретному випадку в інших учасників ринку за договорами купівлі-продажу. Оскільки чинне українське законодавство не розглядає Операторів ГРМ як споживачів, постачання газу Операторам ГРМ не включене до законодавчої бази, що регулює відносини постачальника та споживача та відповідні запобіжні механізми.

Згідно з українським законодавством, споживач - це фізична або юридична особа, яка отримує природний газ за договором постачання для власних потреб, а не для комерційного продажу чи переробки[109]. Постачальник - це суб'єкт господарювання, який має ліцензію на здійснення діяльності з постачання природного газу. Таким чином, кожен споживач повинен укласти з постачальником договір на постачання природного газу.

Однак, згідно з Кодексом ГТС, Оператори ГРМ розглядаються як оператори суміжних систем, а не як звичайні споживачі.

Крім того, Кодекс ГРС містить пряму вимогу, згідно з якою Оператор ГРМ повинен купувати природний газ для здійснення своєї господарської діяльності у власника природного газу (видобувача, Оптового торговця, Постачальника) на загальних підставах та відповідно до ринкових

[107] Пункт 3, розділ 3 Методики визначення питомих виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами.
[108] Пункт 4, глава 6, розділ III Кодексу ГРС.
[109] Пункт 37, частина 1, стаття 1 Закону про ринок газу.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ПРОЄКТ

умов (на основі *договору купівлі-продажу*)[110]. Для цього Оператор ГРМ може укладати договори купівлі-продажу природного газу з метою покриття обсягів (сум) виробничо-технологічних витрат природного газу у своїй ГРС для забезпечення фізичного балансування газорозподільної системи та власної господарської діяльності[111].

Загалом, на відміну від моделі взаємовідносин Оптовий торговець - Оператор ГРМ, існуюча модель відносин між постачальником та споживачем регулює негативні наслідки порушення правил поведінки з боку споживача шляхом встановлення таких механізмів:

- фінансова відповідальність постачальника перед ОГТСУ у разі виникнення небалансів, створених споживачем такого постачальника[112];
- надання постачальником фінансової гарантії або передоплати за послуги транспортування ОГТСУ[113];
- відповідальність споживача перед постачальником у разі виникнення небалансу, створеного таким споживачем[114].

Така структура взаємовідносин захищає ОГТСУ від збитків, спричинених порушеннями з боку споживача, оскільки кожен споживач має відповідного постачальника. Крім того, постачальник може також застосувати такі заходи у разі порушення споживачем своїх зобов'язань:

- стягнути плату та пеню за споживання природного газу поза договірними межами[115];
- припинити постачання[116].

У той же час, договірні відносини за договором купівлі природного газу (договір про купівлю-продаж природного газу, укладений між Операторами ГРМ та видобувачами, Оптовими торговцями, Постачальниками) суттєво відрізняються від відносин між постачальником та споживачем, описаних вище. Контрагенти Операторів ГРМ (наприклад, Оптові торговці або видобувні компанії) за договорами купівлі-продажу природного газу не входять до категорії ліцензованих постачальників. Як результат, такі продавці не несуть відповідальності за будь-які небаланси та інші неправомірні дії Операторів ГРМ, які можуть призвести до завдання фінансової шкоди ОГТСУ.

Через відсутність постачальників Оператори ГРМ укладають договори транспортування як звичайні Замовники (в іншому випадку, Оператори ГРМ не були б Замовниками, а, натомість, Постачальники замовляли б послуги з транспортування обсягів газу, що замовлені Операторами ГРМ).

На даний момент передбачена договірна основа правовідносин Оператор ГРМ-ОГТСУ встановлює структуру, за якою Оператори ГРМ самостійно несуть відповідальність за небаланси, створені у

[110] Пункт 4, глава 6, розділ III Кодексу ГРС.
[111] Пункт 1, глава 6, розділ III Кодексу ГРС.
[112] Пункт 2, глава 6, розділ XIV Кодексу ГТС.
[113] Глава 2, розділ VIII Кодексу ГТС.
[114] Пункт 10, розділ II Правил постачання.
[115] Там само.
[116] Пункт 13, розділ II Правил постачання.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ПРОЕКТ

випадку відбору. Наразі договірні відносини між ОГТСУ та Операторами ГРМ основані на трьох типах угод:

- **Заява на приєднання та технічна угода.** Ці документи містять загальні положення про порядок приєднання до ГТС, обмін інформацією, облік у точках входу та виходу, порядок та розрахунок для визначення технічних втрат після комерційних приладів обліку, правила передачі та приймання, правила управління балансовим рахунком тощо[117]. Вони не містять деталей щодо несанкціонованих відборів природного газу.
- **Договір транспортування.** Відповідно до цього договору, Оператор ГРМ зобов'язаний збалансувати своє портфоліо, використовувати ГТС у межах виділеної потужності, оплачувати небаланс та надмірне використання потужності[118]. Відповідно, Оператори ГРМ мають практично ті самі зобов'язання, що і Постачальники за Договором транспортування.

Враховуючи статус Операторів ГРМ як операторів суміжних систем, чинна договірна база загалом відповідним чином відображає права та обов'язки сторін. Отже, немає окремої необхідності внесення змін до вищезазначених договорів (принаймні до запровадження відповідних змін до статусу Операторів ГРМ). У той же час, враховуючи, що ОГТСУ не має можливості відключити Операторів ГРМ від ГТС, це створює ситуацію, коли Оператори ГРМ можуть відбирати газ практично без обмежень. Враховуючи, що Оператори ГРМ не надають фінансових гарантій/передоплат за балансування, єдиним доступним засобом захисту для ОГТСУ є звернення до суду. Отже, це питання могло б бути вирішене або через зміну статусу та зобов'язань Операторів ГРМ, або шляхом введення вимоги щодо надання відповідних фінансових гарантій/передоплат за небаланси.

Загалом, проблемні відбори Операторів ГРМ існують через невиконання Операторами ГРМ обов'язків з балансування своїх портфоліо у якості операторів суміжних систем, і надання переваги відборам природного газу із ГТС, замість його купівлі його на ринку. Однак, з точки зору ОГТСУ, ця проблема існує через те, що Оператори ГРМ, в першу чергу, повинні виконувати балансування самостійно. Якби всім Операторам ГРМ було заборонено купувати газ на ринку та існувала вимога щодо наявності у них належного Постачальника, відповідального за постачання природного газу для потреб Операторів ГРМ (що працює за правилами для Постачальників, як описано в цьому розділі вище), ОГТСУ змогла б притягувати таких Постачальників до відповідальності за будь-які створені негативні небаланси.

Окрім вищезазначеного, 17 лютого 2021 року НКРЕКП прийняла постанову, яка передбачає деякі особливі правила відбору природного газу з ГТС[119]. Зокрема, протягом лютого - березня 2021 року ОГТСУ зобов'язаний:

- здійснювати врегулювання добових небалансів Операторів ГРМ за рахунок закупівлі природного газу в рамках процедур публічних закупівель та відборів власного природного газу із газосховищ;
- для цілей розрахунку плати за добовий небаланс Операторів ГРМ застосовувати маржинальну ціну придбання/продажу природного газу, яка визначається шляхом збільшення/зменшення на величину коригування 5% середньозваженого значення за звітний газовий місяць ціни

[117] Пункти 7 та 9 глава 2 розділ III, пункт 2 глава 1 розділ IV, пункт 8 розділ XIII Кодексу ГТС.
[118] Підпункт 4.1., пункт 4, розділ IV Договору транспортування.
[119] Постанова НКРЕКП "Про заходи, спрямовані на безперебійний розподіл природного газу споживачам" № 235 від 17 лютого 2021 року.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

придбання газу на підставі договору(-ів) про закупівлю природного газу та ціни власного природного газу, відібраного із газосховищ з урахуванням витрат на зберігання (закачування, відбір);

- визначити для Операторів ГРМ строк оплати рахунку за добовий небаланс 90 календарних днів з дня, наступного за днем закінчення місяця надання послуги транспортування;
- не включати до розрахунку плати за нейтральність балансування будь-які витрати та доходи, сформовані внаслідок виконання цієї постанови.

Прийняттям цієї Постанови, НКРЕКП не вирішує проблему з неоплаченими небалансами. Незважаючи на те, що Постанова є тимчасовою та її дія припиниться 31 березня 2021 року, можна стверджувати, що вона в кінцевому підсумку заохочує Операторів ГРМ відбирати природний газ із ГТС протягом цього періоду. Це потенційно може призвести до подальшого накопичення заборгованості Операторів ГРМ перед ОГТСУ та до погіршення платіжної дисципліни.

3.1.2. Суперечності в режимі ПСО

У даний час режим ПСО містить деякі суперечності та прогалини, які негативно впливають на функціонування ринку. Недосконалий регуляторний дизайн структури прав та обов'язків у режимі ПСО у поєднанні з державною політикою захисту певних категорій споживачів в результаті призводить до завдання фінансової шкоди ОГТСУ. Крім того, згідно з коментарями ОГТСУ, постачальник ПСО (Нафтогаз) не отримує належної компенсації за виконання функцій ПСО.

Відповідно до Закону про ринок газу, для забезпечення суспільних інтересів щодо функціонування ринку природного газу на його учасників можуть бути покладені певні спеціальні обов'язки, у виняткових випадках та на визначений строк, на умовах, визначених КМУ після консультацій з Секретаріатом Енергетичного Співтовариства[120]. На сьогодні такі спеціальні обов'язки (тобто ПСО) покладені на Нафтогаз.

Зокрема, Нафтогаз зобов'язаний постачати природний газ теплопостачальним компаніям до 1 травня 2021 року[121]. Нафтогаз не може відмовляти клієнтам щодо укладання з ними договорів постачання природного газу[122] за умови, що ці споживачі дотримуються відповідних норм регулювання[123].

У той же час теплопостачальні компанії мають право купувати природний газ для всіх видів використання у Нафтогазу до 1 травня 2021 року за певних умов[124]:

- укладення договору про постачання природного газу з Нафтогазом;
- відкриття поточного банківського рахунку зі спеціальним режимом використання (у певних конкретних випадках);
- виконання однієї з таких умов:

[120] Частина 1, стаття 11 Закону про ринок газу.
[121] Підпункт 1, пункт 3 Положення про ПСО.
[122] Пункт 5, розділ I Правил постачання.
[123] Пункт 8, розділ II Правил постачання.
[124] Пункт 11, Положення про ПСО.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ПРОЄКТ

- рівень розрахунків за договорами про постачання природного газу, укладеними між теплопостачальною компанією та Нафтогазом, повинен бути не нижче 90% (або 60% для суб'єктів господарювання, що перебувають у віданні Фонду державного майна), або
- теплопостачальна компанія повинна укласти угоду про реструктуризацію боргу за спожитий газ з Нафтогазом, або
- теплопостачальна компанія повинна подати Нафтогазу графік врегулювання заборгованості, затверджений Нафтогазом та виконавчим органом відповідної муніципальної ради, та здійснювати розрахунки згідно з цим графіком, а також здійснити поточні розрахунки за спожитий природний газ.

Враховуючи вищезазначені зобов'язання, відповідно до Положення про ПСО, сам факт укладення договору про постачання між теплопостачальною компанією та Нафтогазом не покладає на Нафтогаз безумовного обов'язку продавати газ такій компанії. З одного боку, Нафтогаз зобов'язаний забезпечувати природним газом теплопостачальні компанії, але з іншого, він може відмовитись це робити, якщо рівень їхньої заборгованості перевищує встановлений законодавством поріг.

Згідно з Кодексом ГТС, якщо постачальник ПСО хоче фізично припинити постачання природного газу споживачеві через борг останнього, постачальник повинен ініціювати припинення постачання такому споживачеві відповідно до Правил постачання[125]. Однак, згідно з Правилами постачання, фактичне припинення повинно здійснюватися Операторами ГРМ (або ОГТСУ для Прямих споживачів) на основі повідомлення постачальника[126]. У той же час КМУ заборонив Операторам ГРМ відключати ТКЕ і ТЕЦ від ГРС та/або обмежувати постачання газу таким компаніям протягом опалювального сезону в 2019/2020 році нижче технологічного мінімуму споживання газу[127]. Отже, постачання газу ТКЕ і ТЕЦ, навіть якщо вони мають значну заборгованість перед Нафтогазом, не може бути фізично припинено.

Крім того, вищезазначене розпорядження КМУ також вимагало від Нафтогазу забезпечити безперервне постачання газу до ТКЕ та ТЕЦ протягом опалювального сезону в 2019/2020 році[128].

Виходячи з вищевикладеного та інформації, наданої нам ОГТСУ, ми розуміємо, що, незважаючи на зобов'язання забезпечити постійне постачання, покладене на Нафтогаз Розпорядженням КМУ, для зупинки постачання Нафтогаз виключає відповідних боржників зі свого Реєстру споживачів, відмовляється підписувати акти про передачу та приймання природного газу та видає відповідні повідомлення про припинення постачання Операторів ГРМ.

Однак, беручи до уваги вищезазначену заборону на відключення (яка детально описана в розділі 3.3.2), Оператори ГРМ не можуть від'єднати ТКЕ. У результаті чого такі споживачі із заборгованістю продовжували відбирати газ, створюючи негативний небаланс у відповідній ГРС. Враховуючи, що такі ТКЕ не враховуються в інформаційній системі ОГТСУ як клієнти Нафтогазу, їхні відбори розподіляються на відповідних Операторів ГРМ.

[125] Пункт 3, глава 5, розділ IV Кодексу ГТС.
[126] Пункт 14, розділ II, пункт 21, розділ III Правил постачання.
[127] Пункт 2 Розпорядження Кабінету Міністрів України «Деякі питання опалювального сезону 2019/20» № 921-р від 29 вересня 2019 р. Ця постанова стосується опалювального сезону 2019/2020. Однак ми не можемо виключати, що таке саме правило буде встановлено щодо опалювального сезону 2020/2021.
[128] Пункт 1 Розпорядження Кабінету Міністрів України «Деякі питання опалювального сезону 2019/20» № 921-р від 29 вересня 2019 року.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Щоб збалансувати свої ГРС, Оператори ГРМ відбирають природний газ із ГТС, що в кінцевому рахунку призводить до завдання фінансової шкоди ОГТСУ. Як наслідок, вищезазначені суперечливі положення режиму ПСО призводять до несанкціонованих відборів природного газу з ГРС, а отже, і з ГТС.

Ми зазначаємо, що ця проблема існує, оскільки Положення про ПСО на практиці дозволяє Нафтогазу відмовлятись від постачання природного газу до ТКЕ. Якби Нафтогазу було заборонено зупиняти постачання, усі відповідні відбори ТКЕ були б розподілені на Нафтогаз, а, отже, не виникло б проблем із небалансами у ГТС та ГРС (але в той же час виникне нова проблема заборгованості ТКЕ перед Нафтогазом). Чинне Положення про ПСО, яке містить умови постачання, практично підриває цілі ПСО (забезпечення загальносуспільних інтересів) і створює ситуацію, коли дії учасників ринку відповідно до ПСО безпосередньо шкодять ОГТСУ.

Крім того, Положення про ПСО не визначає порядок виплати належної компенсації Нафтогазу за виконання своїх зобов'язань. Закон про ринок газу передбачає, що постачальники в рамках ПСО мають право на компенсацію економічно обґрунтованих витрат, за вирахуванням доходу, отриманого під час виконання своїх функцій ПСО, та враховуючи допустимий рівень прибутку відповідно до порядку, затвердженого КМУ[129]. Однак КМУ ще не затвердив такий порядок. Як наслідок, протягом усього періоду функціонування Нафтогазу як постачальника в рамках ПСО, він не отримав відповідної компенсації від держави. Відсутність компенсації створила значні збитки для Нафтогазу, і дала підстави Нафтогаз вимагати у КМУ компенсацію у розмірі 146 мільярдів гривень (приблизно 5.2 мільярди доларів США) станом на кінець 2019 року. 17 лютого 2020 року Парламент прийняв зміни до державного бюджету на 2020 рік, якими передбачив можливість виплати Нафтогазу компенсації економічно обґрунтованих витрат.[130]

Отже, суперечності у режимі ПСО та умовний характер ПСО Нафтогазу створюють ситуацію, коли Нафтогаз відмовляється постачати природний газ ТКЕ з боргами, ТКЕ продовжують відбирати газ, а їх борг за природний газ перетворюється на небаланс, створений в ГРС/ГТС. Запровадження безумовного ПСО та компенсації Нафтогазу за виконання своїх зобов'язань може потенційно вирішити цю проблему. Однак це залежить від рішення КМУ та наявності фінансових ресурсів.

3.1.3. Проблеми запровадження плати за нейтральність балансування

Плата за нейтральність балансування призначена для того, щоб гарантувати, що ОГТСУ не отримує прибутку або збитків під час здійснення своєї діяльності з балансування. Однак, за даними ОГТСУ, учасники ринку в даний час не задоволені механізмом оплати, своїми частками, розподілом та розрахунком цих платежів. Нижче ми детально розглянемо правовий аспект цієї проблеми.

Відповідно до Кодексу ГТС, ОГТСУ не повинен отримувати фінансову вигоду або зазнавати фінансових збитків внаслідок сплати або отримання платежу за добовий небаланс або внаслідок витрат на вчинення балансуючих дій, пов'язаних зі своєю діяльністю з балансування[131].

[129] Частина 7, стаття 11 Закону про ринок газу.
[130] Закон України "Про внесення змін до Закону України "Про Державний бюджет України на 2020 рік" № 1006-IX від 17 листопада 2020 року.
[131] Пункт 1, глава 8, розділ XIV Кодексу ГТС.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ПРОЄКТ

ОГТСУ повинен щомісяця обчислювати плату за нейтральність[132] та здійснювати платіж Замовникам або вимагати оплату від них[133].

Розрахунок плати за нейтральність повинен надаватися ОГТСУ з 1 березня 2020 року[134] окремо для кожного Замовника[135].

Плата за нейтральність визначається пропорційно обсягу транспортування природного газу споживачам, за винятком обсягів природного газу, що транспортується в режимі митного транзиту або в режимі митного зберігання[136].

Якщо ставка[137] плати за нейтральність є позитивною, плата за нейтральність сплачується ОГТСУ Замовниками. Якщо ставка є негативною, ОГТСУ сплачує Замовникам плату за нейтральність[138].

У той же час, згідно з Кодексом ГТС, плата за нейтральність не сплачується за газовий рік 2019/2020[139]. Клієнти повинні сплатити плату за нейтральність для газового року 2020/2021 до 1 січня 2022 року[140].

Крім того, на основі інформації, опублікованої НКРЕКП, ми розуміємо, що Регулятор планує відкласти впровадження плати за нейтральність на один рік[141]. У цьому випадку клієнти повинні будуть сплатити плату за нейтральність для газового року 2021/2022 до 1 січня 2023 року.

Можна зробити висновок, що така затримка імплементації плати за нейтральність загалом знеохочує учасників ринку від належної ринкової поведінки.

Крім того, як ми вже зазначали вище, деякі учасники ринку, як відомо, не підтримують запровадження плати за нейтральність, стверджуючи, що механізм розподілу на основі обсягів транспортування газу, замовлених певним Замовником, є неправильним. Завдяки цьому механізму видобувники природного газу та інші Замовники, які інтенсивно використовують ГТС, але не створюють значних небалансів, можуть мати несправедливу та непропорційно велику частку в загальній платі за нейтральність.

Таким чином, регулювання плати за нейтральність, можливо, вимагатиме вдосконалення для вирішення вищезазначених проблем.

ПРОЄКТ

[132] Плата за нейтральність балансування - плата, яка дорівнює різниці між (i) коштами, які були отримані оператором газотранспортної системи або підлягають виплаті оператору газотранспортної системи, та (ii) коштами, які були сплачені оператором газотранспортної системи або підлягають виплаті оператором газотранспортної системи у зв'язку з діями, пов'язаними з балансуванням газотранспортної системи, що має бути стягнута оператором газотранспортної системи із замовника послуг транспортування або виплачена оператором газотранспортної системи замовнику послуг транспортування (пункт 5, глава 1, розділ I Кодексу ГТС).

[133] Пункт 2, глава 8, розділ XIV Кодексу ГТС.

[134] Пункт 12, глава 8, розділ XIV Кодексу ГТС.

[135] Пункт 6, глава 8, розділ XIV Кодексу ГТС.

[136] Пункт 6, глава 8, розділ XIV Кодексу ГТС.

[137] Розраховується як різниця між витратами на балансування та балансовим доходом, поділена на обсяг газу, переданого протягом кожного газового місяця.

[138] Пункт 7, глава 8, розділ XIV Кодексу ГТС.

[139] Пункт 9, глава 8, розділ XIV Кодексу ГТС.

[140] Пункт 10, глава 8, розділ XIV Кодексу ГТС.

[141] Доступ за посиланням: http://www.nerc.gov.ua/index.php?news=10469.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

3.1.4. Різні розміри пені для непобутових та побутових споживачів за прострочення платежів

Відповідно до Господарського кодексу, штрафні санкції за порушення грошових зобов'язань встановлюються у відсотках, розмір яких визначається обліковою ставкою Національного банку України[142]. При цьому пеня за прострочку платежу не може перевищувати подвійної облікової ставки Національного банку України, що діяла у період, за який сплачується пеня за кожен день прострочення[143].

Як ми розуміємо з загальнодоступних джерел[144], договори постачання між ТКЕ та Нафтогазом або іншими постачальниками зазвичай передбачають максимально допустиму ставку пені, тобто подвійну облікову ставку Національного банку України.

На час складання цього звіту облікова ставка Національного банку України становить **шість відсотків** річних[145]. Таким чином, ТКЕ повинні сплачувати 0,0329 відсотків пені за кожен день прострочення платежу своїм постачальникам[146]. Окрім цього, типовий договір постачання Нафтогазу також передбачає додатковий штраф у розмірі семи відсотків суми боргу, якщо виплата затримується більше ніж на 30 днів[147].

У той же час, Закон про ЖКП передбачає, що у разі несвоєчасної оплати з боку споживачів ТКЕ можуть застосовувати пеню, що не перевищує 0,01 відсотка від суми боргу за кожен день прострочення. Загальна сума нарахованих штрафних відсотків не повинна перевищувати 100% від початкової заборгованості[148].

Як правило, доходи ТКЕ обмежуються виплатами, які здійснюються їх споживачами відповідно до тарифу. Несвоєчасна оплата споживачами послуг ТКЕ може призвести до несвоєчасної оплати природного газу за договорами постачання, укладеними ТКЕ з Нафтогазом та іншими постачальниками.

Як наслідок, у той час як Нафтогаз або інші постачальники можуть нараховувати пеню у розмірі до 0,0329 відсотків[149] за кожен день прострочення, а також додатковий штраф, якщо затримка перевищує 30 днів, ТКЕ не можуть стягувати пеню зі своїх побутових споживачів вище 0,01 відсотків за день затримки через законодавче обмеження. Це потенційно може призвести до значної різниці у розмірі неустойки, яку нараховують постачальники, та суми неустойки, яку можуть нараховувати ТКЕ для своїх клієнтів, які власне і спричиняють затримку платежу. Крім того, під час карантинних заходів, введених КМУ щодо поширення COVID-19, нарахування та

[142] Частина 6, стаття 231 Господарського кодексу.
[143] Частина 2, стаття 343 Господарського кодексу.
[144] Примірник договору постачання природного газу між Нафтогазом та ТКЕ, доступ за посиланням: https://www.naftogaz.com/files/SaleOfGas/Dogovir-TKE-19-GD.pdf.
[145] Рішення Правління Національного банку України від 11 червня 2020 року №397-рш.
[146] Зверніть увагу, що облікова ставка Національного банку України може змінюватися протягом періоду затримки платежу. До 12 червня 2020 року ставка була вищою. Національний банк України може підвищити ставку в майбутньому.
[147] Пункт 7.2., Глава 7 Примірника договору постачання природного газу між Нафтогазом та ТКЕ, доступ за посиланням: https://www.naftogaz.com/files/SaleOfGas/Dogovir-TKE-19-GD.pdf.
[148] Частина 1, стаття 26 Закону про ЖКП.
[149] Це максимальна ставка, передбачена законом і встановлена типовим договором постачання Нафтогазу. Менша ставка може бути встановлена іншими постачальниками у відповідних договорах.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

стягнення штрафних санкцій за затримку оплати комунальних послуг заборонено впродовж карантину та протягом 30 днів після його закінчення[150].

Як наслідок, ТКЕ можуть не мати фінансової можливості розраховуватися з постачальниками та сплачувати відповідні штрафи, оскільки штрафні санкції, що застосовуються постачальниками за несвоєчасну оплату, завжди будуть вищими, ніж штрафні санкції, які можуть застосувати та стягувати ТКЕ зі своїх клієнтів. Це питання потенційно може бути вирішене або зменшенням розміру пені, яку можуть нараховувати постачальники, або збільшенням розміру пені, яку можуть нараховувати ТКЕ.

3.2. Економічні на фінансові причини

У цьому розділі ми надаємо детальний опис потенційних причин відборів:

- обґрунтованість тарифів;
- рівень обліку газу та норми споживання;
- недостатній рівень платежів від споживачів;
- накопичені борги та джерела покриття штрафних санкцій.
- відсутність необхідної допомоги з боку місцевих органів влади;

3.2.1. Оператори ГРМ

У секторі газорозподілу ми визначили три основні фактори, що впливають на фінансовий стан ОГРМ, і тому підлягають подальшому аналізу, а саме:

- Обґрунтованість тарифів, що впливає на здатність покривати витрати та отримувати прибуток Операторами ГРМ.
- Рівень обліку газу та нормативні норми споживання газу споживачами без лічильників
- Відсоток платежів від споживачів, що впливає на здатність ОГРМ здійснювати платежі за природний газ у повному обсязі, включаючи проблему накопичених боргів

Ми проаналізували діяльність трьох Операторів ГРМ за період 2018 - 2019 років. Цей аналіз підкріплений конкретними прикладами, серед яких «Львівгаз», що належить до групи РГК, «Кіровоградгаз», що належить Нафтогазу та «Полтавагаз» , що належить приватній особі.

Обґрунтованість тарифів

Модель функціонування ОГРМ передбачає самофінансування. Тарифи на розподіл природного газу встановлюються за принципом «витрати плюс». Це означає, що розмір тарифу має бути встановлений таким чином, щоб забезпечити Операторам ГРМ отримання певної обґрунтованої дохідності. Така модель ефективна лише в тому випадку, якщо всі витрати, включені в тариф, відповідають фактичним витратам ОГРМ, інакше вона не є стійкою. Отже, предметом аналізу є відповідність коштів, передбачених у тарифі, реальним потребам ОГРМ, в т.ч.:

[150] Підпункт 4 пункту 3 розділу II Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України, спрямованих на запобігання виникненню і поширенню коронавірусної хвороби (COVID-19)» № 530-IX від 17 березня 2020 року.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ПРОЄКТ

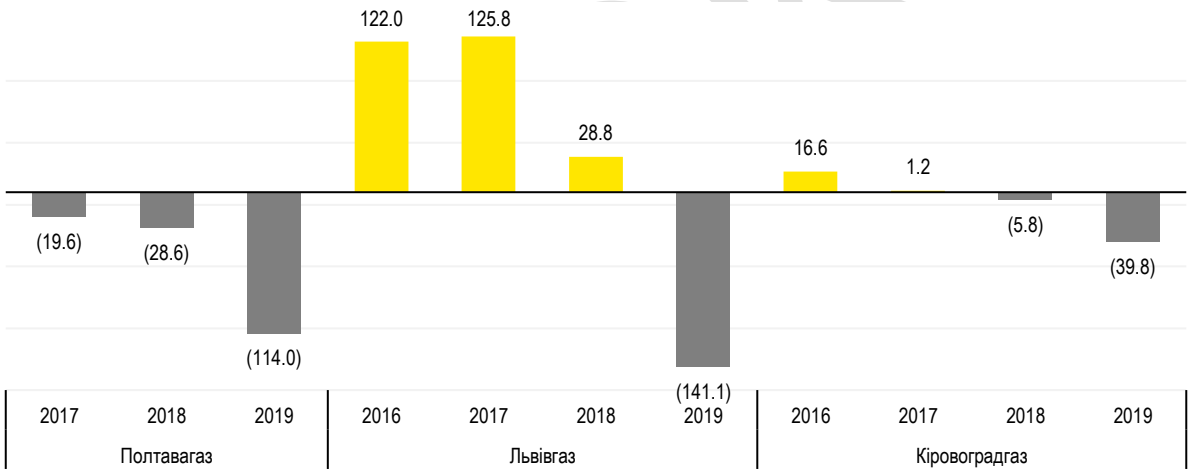
- Планові обсяги розподілу;
- Обсяги технологічного споживання газу;
- Витрати на оплату праці;
- Плановий прибуток.

Планові обсяги розподілу

Протягом періоду 2016-2019 рр. розмір тарифу на розподіл природного газу залежав від запланованих обсягів розподілу газу. Тому будь-яке відхилення в обсязі розподілу викликало наступні проблеми:

- неможливість ОГРМ покривати витрати у разі зменшення обсягів розподілу;
- недостатнє використання потужностей газорозподільної мережі.

Графік 10. Зменшення / збільшення тарифної виручки внаслідок зміни обсягів розподілу, 2016 - 2019, млн. грн[151]



Насправді, зміни в методології розрахунку тарифів частково вирішили ці проблеми. Починаючи з 2020 року, тариф ґрунтується на замовленій потужності (розраховується на основі обсягу розподілу попереднього року, що все ще є недосконалим принципом розрахунку), а отже, ОГРМ повинні отримувати однакову суму доходу щомісяця. Але оскільки їх витрати щомісяця різняться, через нестабільні ціни на газ для виробничо-технологічних витрат, можуть виникати невідповідності.

Додаткові зміни були внесені Поставою НКРЕКП №580 від 06 березня 2020 року, починаючи з 1 січня 2021 року[152]. Постанова встановлює мінімальний поріг, нижче якого не може зменшуватися розмір заброньованої потужності для споживача, незалежно від його фактичного споживання в попередньому періоді. Такий поріг становить 39, 126 та 314 кубічних метрів на споживача з газовою плитою, газовою плитою та водонагрівачем та індивідуальною системою опалення

[151] Розрахунки та аналіз EY на основі Акта перевірки № 232 від 03 липня 2019 року, Акта перевірки № 373 від 11 листопада 2017 року, Акта перевірки № 231 від 11 грудня 2017 року
[152] НКРЕКП. Режим доступу: https://www.nerc.gov.ua/?id=50041.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

відповідно. Такі поправки повинні згладити коливання обсягу забронюваних потужностей з року в рік та позитивно вплинути на фінансовий стан ОГРМ.

Оскільки інформація про фактичні витрати ОГРМ доступна лише до 2017 року, дані для аналізу за 2018-2019 роки були розраховані на основі публічної інформації. Для цілей аналізу витрати були відсортовані відповідно до тарифної методології: виробничо-технологічні витрати газу, витрати на оплату праці, соціальні внески.

Окрім аналізу, що проводився на основі інформації з актів перевірки НКРЕКП, розрахунки проводились на основі фінансової звітності ОГРМ. За основу було використано останню загальнодоступну фінансову звітність ОГРМ (звіт про доходи та витрати АТ «Полтавагаз» за 2019 рік та звіт про доходи та витрати ВАТ «Кіровоградгаз» за 2017 рік) та скориговані на аналогічні фактори до тих, що були використані в аналізі на основі даних НКРЕКП. Розрахункові дані базуються на наступних припущеннях:

- Витрати на споживання газу залежать в основному від ціни на газ;
- Фактичні витрати на ФОП змінюються відповідно до середнього темпу зростання заробітної плати в сфері розподілу газу, води та електроенергії;
- Єдиний соціальний внесок розраховувався як 22% від ФОП згідно із Законом «Про збір та облік єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування» від 08.07.2010 № 2464-VI.

Витрати на технологічне споживання газу

Традиційно виробничо-технологічні витрати природного газу є ключовим елементом витрат ОГРМ. Оскільки ця група витрат включає використання газу для технологічних цілей та нормативні втрати газу в мережах, то його вплив на загальні витрати та, відповідно, рентабельність ОГРМ безпосередньо пов'язані з цінами на газ.

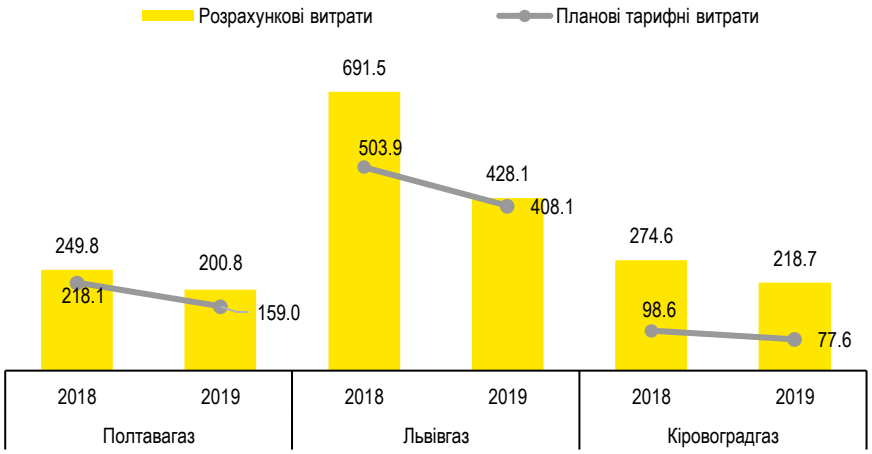
ОГРМ повинні закуповувати газ для виробничо-технологічних витрат на відкритому ринку. Згідно з поточною ринковою моделлю, ОГРМ укладають угоди щодо купівлі газу з різними продавцями та подають номінації до ОГТСУ від свого імені як окрема група учасників ринку газу. Оскільки вони купують газ на нерегульованому ринку, ринкові тенденції також визначають їх середньозважену ціну на газ.

Відповідно до позиції ОГРМ, виробничо-технологічні витрати, включені до тарифу, занижені і не відповідають фактичним потребам. Розрахунково досліджено, що оціночні витрати Операторів ГРМ могли перевищувати закладені тарифом кошти (графік 10). Щороку ОГРМ подають до НКРЕКП проекти тарифів, в яких пропонують збільшити планові витрати на закупівлю газу, заробітну плату та інші витрати. З іншого боку, невідомо, наскільки справедливі ці витрати, оскільки не існує універсального механізму контролю за їх використанням.

ПРОЕКТ

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Графік 11. Порівняння планових та розрахованих виробничо-технологічних витрат обраних ОГРМ, млн. грн[153]



Примітка: Для Полтавагазу та Львівгазу розрахункові дані наведені на основі розрахунків на базі наявних даних НКРЕКП за 2017 рік. Для Кіровоградгазу розрахункові дані були замінені фактичними витратами на 2018-2019 року, опублікованими Регулятором[154].

Графік ілюструє, що розраховані виробничо-технологічні витрати перевищують суму, встановлену в тарифі для ОГРМ. Для Полтавагазу та Львівгазу за аналізований період дефіцит досягає 27,1%. При цьому «Кіровоградгаз» витратив у 2,78 та 2,81 рази більше, ніж встановлено тарифом, відповідно у 2018 та 2019 роках. Цей факт сприяє зниженню прибутковості ОГРМ.

Витрати на оплату праці

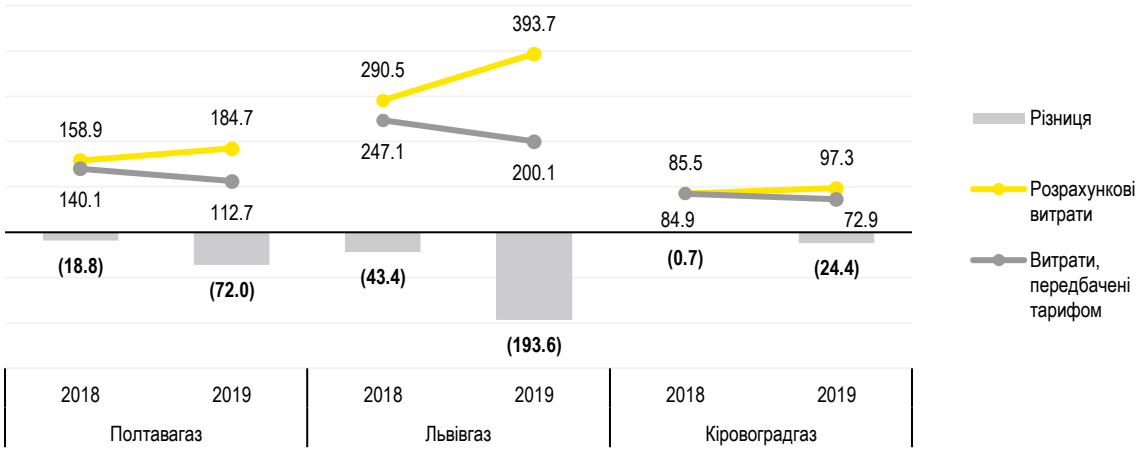
Іншою важливою статтею витрат на розподіл природного газу і, отже, потенційним джерелом небалансу між плановими та фактичними витратами є витрати на фонд оплати праці. Для деяких аналізованих компаній різниця між фондом оплати праці, передбаченим у встановлених тарифах, та розрахунковими витратами на оплату праці за аналізований період становить 60-95%. Можливі причини некоректно визначених витрат на оплату праці включають наступні:

- планові заробітні плати не відповідають ринковому рівню
- висока плинність персоналу.

[153] НКРЕКП, Фінансова звітність ОГРМ, розрахунки та аналіз EY
[154] Обґрунтування проекту постанови НКРЕКП, режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Materialy_zasidan/2020/serpen/05.08.2020/p20_05-08-20.pdf

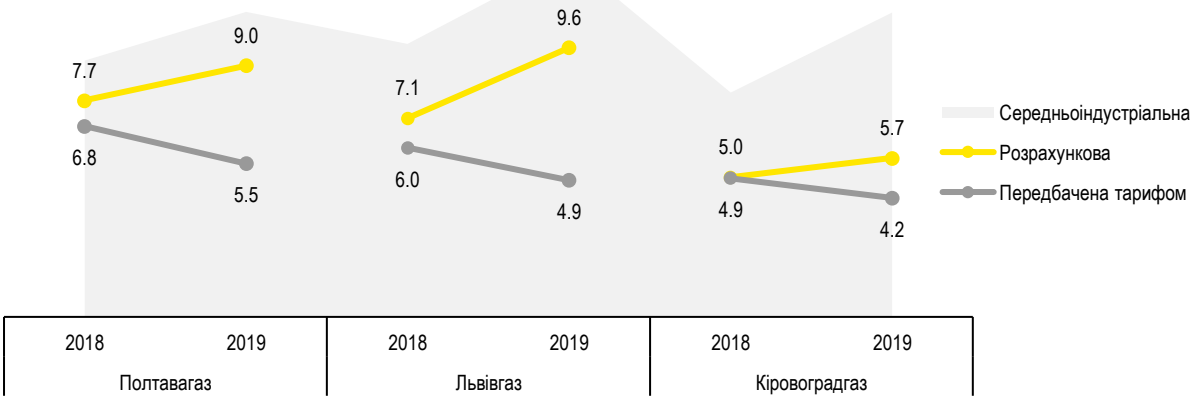
A member firm of Ernst & Young Global Limited

Графік 12. Різниця в плановому та розрахунковому обсязі витрат на оплату праці та оціночний розмір нестачі коштів млн. грн[155]



Середній розрахунковий рівень зарплат у Полтавагазі, Львівгазі та Кіровоградгазі на 35% - 45% нижчий за середній показник по галузі. Тому досвідчені працівники шукають краще оплачувану роботу. Як приклад, згідно з офіційними даними, кількість працівників, які залишили "Львівгаз" у період з початку 2018 року по серпень 2019 року становить 542 особи (17% від загальної чисельності персоналу). Більше того, фактична кількість робітників нижча від планової, наприклад станом на середину 2019 року фактична кількість працівників «Львівгазу» на 345 (11%) осіб нижча від необхідної кількості працівників.

Графік 13. Співвідношення планової та розрахункової місячної заробітної плати із середньою заробітною платою в секторі розподілу газу, електроенергії та води у відповідному регіоні, тис. грн на місяць[156]



Тарифи, встановлені в 2017 році, не змінювались до січня 2020 року. Це означає, що планові витрати на заробітну плату були фіксованими упродовж 3 років. Насправді середнє зростання

[155] НКРЕКП, обласні управління статистики, розрахунки та аналіз EY

[156] Акт перевірки № 232 від 03 липня 2019 року, сторінка 45, Акт перевірки № 373 від 11 листопада 2017 року, сторінка 26, Акт перевірки № 231 від 11 грудня 2017 року, сторінка 22, обласні управління статистики, розрахунки та аналіз EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

заробітної плати у сфері розподілу газу, електроенергії та водопостачання протягом періоду 2017-2020 рр. становило 25% - 30% щорічно (графік 13).

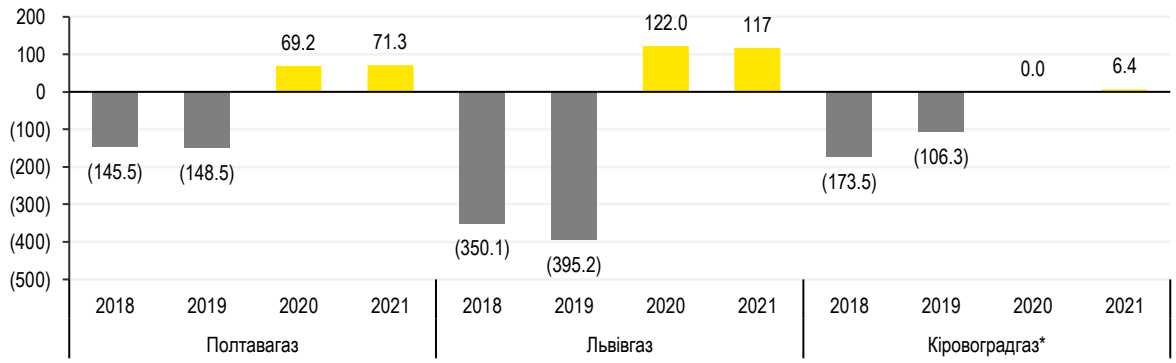
Методологія розрахунку тарифу передбачає можливий перегляд тарифу, коли ціни на газ, матеріали, зарплати, мінімальні ставки заробітної плати змінюються більш ніж на 5%. Той факт, що тариф не переглядався при фактичному зростанні заробітної плати на 25-30%, став однією з основних причин збитків ОГРМ за розглянутий період.

Плановий прибуток

Відповідно до методології, якщо фактичний дохід перевищує запланований, законодавство заохочує ОГРМ спрямувати ці кошти на збільшення заробітної плати або витрат на інвестиційну програму. Якщо фактичний дохід нижчий за запланований, тариф наступного періоду повинен забезпечити компенсацію цих збитків. Однак, оскільки тариф не переглядався протягом трьох років, ОГРМ фактично накопичували збитки.

Починаючи з 2020 року, НКРЕКП передбачила в тарифах на розподіл природного газу компенсацію збитків за минулі періоди для більшості ОГРМ, що склало близько 1,1 млрд грн у 2020 році, і було збільшено в середньому ще на 18% у 2021.

Графік 14. Порівняння річних збитків ОГРМ (сірий) із плановою компенсацією (жовтий)[157]



Облік та норми споживання

Для контролю за обсягом газу, що транспортується і розподіляється по мережах, газопроводи обладнані лічильниками. Вимірювання відбувається на рівні газотранспортної мережі - між Оператором ГТС та ОГРМ, і, як правило, становить 100%, та на рівні газорозподільчих систем - від ОГРМ до споживачів. Рівень вимірювання в цьому випадку нижчий. У пункті обліку природного газу можуть виникнути дві проблеми:

- відсутність стовідсоткового обліку, що створює можливість для необлікованого споживання газу;
- необґрунтовані норми споживання газу для користувачів без лічильників, що не відображають фактичних обсягів споживання.

[157] Дані про компенсацію базуються на тарифному пакеті, затвердженому НКРЕКП, дані Полтавагазу базуються на фактичній фінансовій звітності, доступній на офіційному сайті, дані Львівгазу та Кіровоградгазу базуються на розрахунках та аналізі EY.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

В Україні питання обліку споживання газу кінцевими споживачами регулюється законодавством. Відповідно до Закону України від 16 червня 2011 р. № 3533-VI «Про забезпечення комерційного обліку природного газу»[158] постачання природного газу підлягає його комерційному обліку. Цей закон розділяє групи споживачів газу та визначає терміни встановлення лічильників газу:

- споживачі, що використовують газ комплексно – до 01.01.2012;
- споживачі, що використовують газ для підігріву води та приготування їжі – до 01.01.2016;
- споживачі, що використовують газ виключно для приготування їжі – до 01.01.2021.

Однак термін встановлення лічильників газу для споживачів, які використовують природний газ для приготування їжі, буде продовжений до 1 січня 2023 року. Проєкт Закону про внесення змін до Закону України "Про забезпечення комерційного обліку природного газу" (щодо перегляду термінів встановлення споживачам лічильників природного газу) було прийнято 5 березня 2021 року[159].

За даними НКРЕКП, відсоток побутових споживачів з комерційним обліком газу на 1 січня 2020 року становив 91%[160] порівняно з 89% на 1 січня 2019 року[161]. Фактичний відсоток обліку газу за групами споживання не відповідає законодавчим вимогам:

Таблиця 4. Рівень обліку газу за групами споживачів[162]

	Для приготування їжі	Для приготування їжі та підігріву води	Для комплексного споживання
Індивідуальний облік	43%	94%	99%
Загальнобудинковий облік	26%		
Без обліку газу	31%	6%	1%

В розрізі областей рівень комерційного обліку газу в Закарпатській області становить 100%, тоді як у Луганській області рівень обліку є найнижчим - 76%. В обласних центрах проблема комерційного обліку є більш вираженою - у Києві та Харкові рівень обліку складає 64% та 57% відповідно[163]. Відсутність стовідсоткового вимірювання споживання газу є проблемою для ОГРМ. Насправді є 9% споживачів, фактичні обсяги споживання яких не відстежуються, що приводить до створення небалансів.

Більше того, облік споживання газу в Україні вимагає поділу споживачів на групи залежно від наявності газових приладів: плита з централізованим гарячим водопостачанням, плита без централізованого гарячого водопостачання та плита з газовим водонагрівачем. Насправді споживач може переходити від категорії до категорії, змінюючи газові пристрої, не повідомляючи ОГРМ.

[158] Режим доступу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3533-17#Text.
[159] Режим доступу: http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=70349
[160] Щорічний звіт НКРЕКП 2019, сторінка 133.
[161] Щорічний звіт НКРЕКП 2018, сторінка 98.
[162] Офіційний сайт НКРЕКП
[163] Щорічний звіт НКРЕКП 2019, сторінка 133

A member firm of Ernst & Young Global Limited

В Україні для споживачів природного газу без встановлених приладів обліку споживання встановлюється відповідно до Постанови Кабінету Міністрів від 27 лютого 2019 р. №143:

Таблиця 5. Норми споживання для користувачів без комерційного обліку газу[164]

Група споживачів	Нормативне значення, куб. м на особу
Газова плита з централізованим гарячим водопостачанням (ЦГВ)	3.28
Газова плита без централізованого гарячого водопостачання	5.39
Газова плита та водонагрівач	10.49

Оператори ГРМ вважають, що встановлений нормативний рівень споживання є низьким, тому подібні норми часто оскаржуються у суді. Як результат, за останні шість років норми споживання природного газу споживачами без лічильників змінились сім разів.

Усі Постанови КМУ, спрямовані на зменшення норм споживання, які уряд прийняв з 2015 року, потенційно могли були підготовлені та прийняті з порушенням процедури[165]. Як результат, ОГРМ звернулись до судових інстанцій. Вони ґрунтували свої позови на тому, що рівень споживання був невиправдано низьким. Так, у 2015 році уряд знизив норми споживання газу для споживачів, які не мають лічильника газу (Постанова №237). Однак це рішення було оскаржене в суді, а постанова втратила чинність у тому ж році. У 2016 році уряд знизив норми споживання газу (Постанова №203). Ця Постанова втратила чинність у 2018 році. Постанова КМУ №63 від 30.01.2019 також втратила чинність.

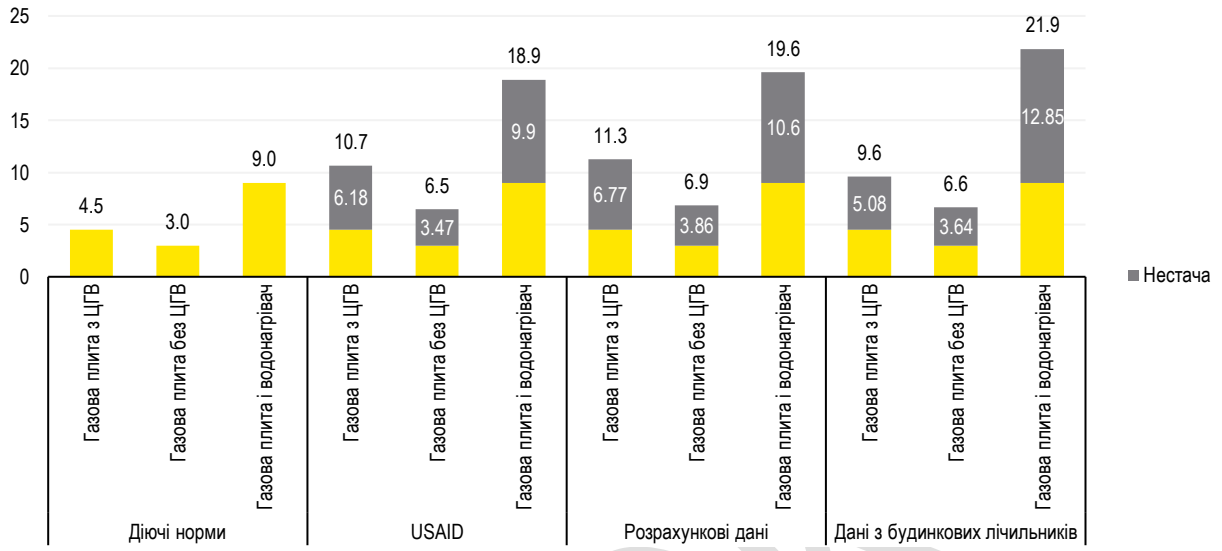
«Регіональна газова компанія» посилається на дослідження «УкрНДІінжпроект», яке стверджує, що встановлені норми споживання є необґрунтованими. Дослідження, посилається на декілька джерел які показують, що поточні норми споживання занадто низькі, а існування таких норм створює можливість для необлікованого споживання газу. Згадане вище дослідження ґрунтується на даних USAID, даних будинкових лічильників газу та розрахункових даних.

ПРОЄКТ

[164] Режим доступу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/143-2019-%D0%BF#Text
[165] Режим доступу: https://jurliga.ligazakon.net/news/182904_normy-potrebleniya-gaza-bez-schetchikov-uvelicheny-cherez-sud.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Графік 15. Порівняння норм споживання газу для користувачів без обліку з фактичними обсягами споживання, куб. м [166]



Обсяги споживання користувачів з газовою плитою та централізованим постачанням становлять від 6,47 до 6,86 кубічних метрів на людину при законодавчо встановленому рівні споживання 3 куб. м. Поточний рівень споживання для користувачів із газовою плитою без централізованого гарячого водопостачання становить 4,5 кубічних метрів на людину при фактичних обсягах від 9,56 до 11,27. Норми споживання для користувачів з газовою плитою та водонагрівачем у 2 рази нижчі від розрахункових обсягів, що призводить до необлікованого споживання домогосподарствами.

Рівень розрахунків та розмір заборгованості перед ОГРМ

ОГРМ надають послуги з розподілу природного газу різним категоріям споживачів на різних умовах. Залежно від цього рівень оплати споживачів за послуги розподілу може відрізнятися.

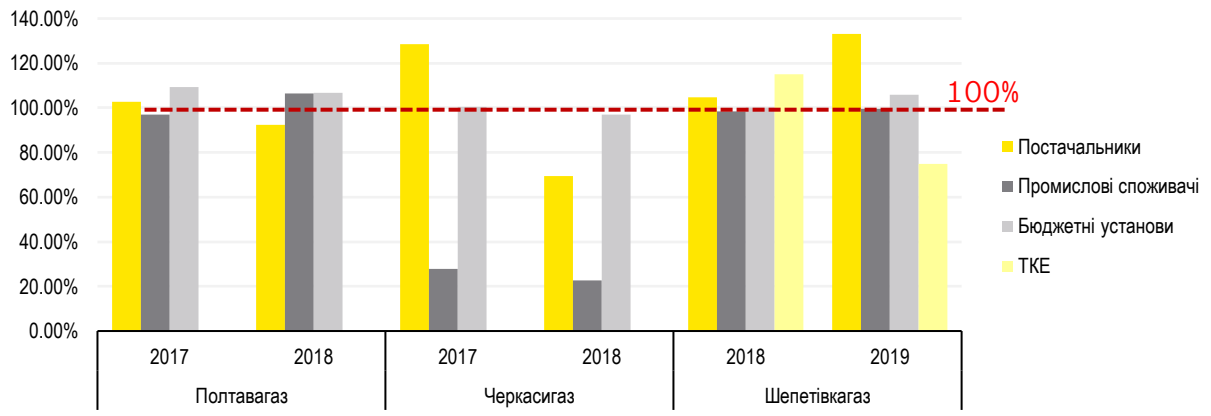
Для цілей аналізу були відібрані компанії на основі наявності даних щодо розрахунків з контрагентами - Полтавагаз, Черкасигаз, Шепетівкагаз. З одного боку, ОГРМ купує газ на ринку для виробничо-технологічних витрат та балансування. З іншого боку, ОГРМ надає послуги з розподілу газу кінцевим споживачам. У цьому процесі можуть виникнути наступні проблеми:

- низький рівень розрахунків кінцевими споживачами за розподіл газу і, як наслідок, ризик накопичення боргів та загроза фінансовому стану ОГРМ в довгостроковій перспективі;
- низький рівень розрахунків ОГРМ з контрагентами. У цьому випадку існує не тільки ризик накопичення боргу, але й штрафні санкції, які будуть накладені на ОГРМ.
- Для своєчасної оплати технологічного газу ОГРМ повинні мати стабільний та своєчасний потік грошових коштів від споживачів послуг розподілу. Ключовим показником платоспроможності таких споживачів є відсоток платежів за послуги, який представлений на графіку нижче:

[166] Режим доступу: https://ua.112.ua/statji/bez-lichylnyka-komu-zahrozhuie-pidvyshchennia-tsin-na-haz-i-naskilky-bilshe-dovedetsia-platyty-457439.html

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Графік 16. Рівень розрахунків за послуги з розподілу газу за групами споживачів[167]



Основними групами споживачів послуг розподілу є газопостачальні компанії, які замовляють послуги з розподілу газу для домогосподарств та промислових споживачів. На ці дві категорії припадає близько 90% обсягу розподілу аналізованих компаній. Рівень розрахунків промислових споживачів з Черкасигазом нижчий, ніж з Полтавагазом та Шепетівкагазом. Більше того, низький рівень платежів Черкасигазом від промислових споживачів призводить до накопичення боргу. Для «Полтавагазу» та «Шепетівкагазу» основними споживачами є регіональні постачальники, які сплачують рахунки повністю та вчасно. У той же час промислові споживачі послуг з розподілу «Черкасигаз» забезпечують 74% загального попиту. Беручи до уваги рівень оплати в 28% та 23% в 2017 та 2018 роках відповідно[168], ця група споживачів накопичує основну суму боргу перед ОГРМ.

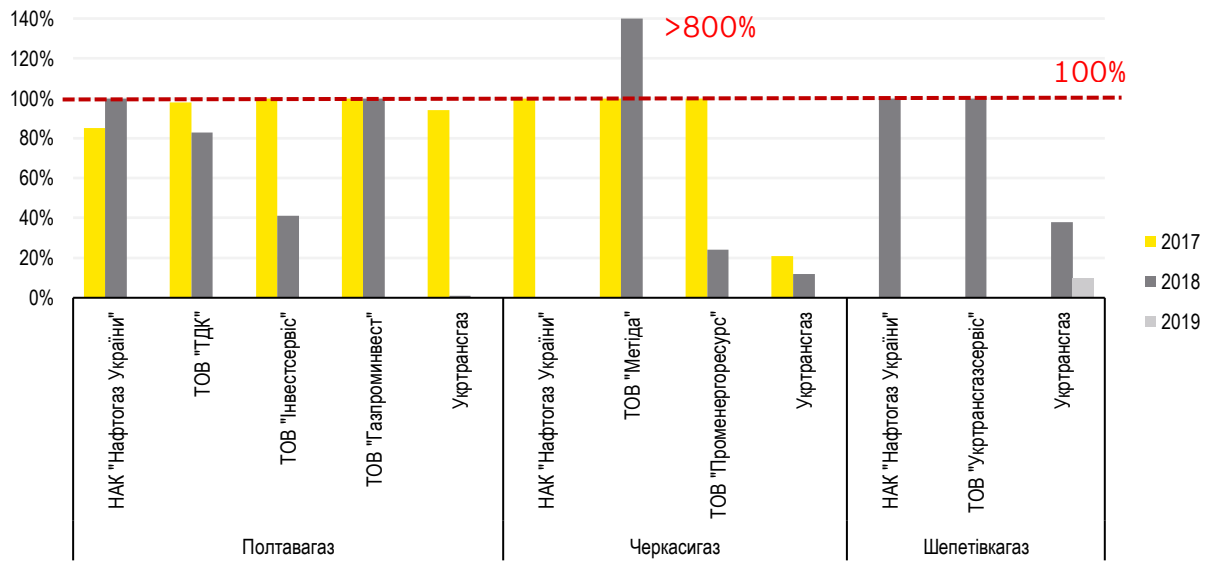
З іншого боку, ОГРМ не завжди розраховуються зі своїми постачальниками газу. Насправді рівень оплати у цьому сегменті ще нижчий. Найнижчий рівень розрахунків ОГРМ - з Укртрансгазом. У більшості періодів рівень розрахунків аналізованих компаній з Укртрансгазом не перевищує 40%. Рівень розрахунків з Нафтогазом та іншими постачальниками вищий і коливається від 80% до 100%.

ПРОЄКТ

[167] Акт перевірки № 232 від 03 липня 2019 року, сторінка 67, Акт перевірки № 362 від 22 жовтня 2019 року, сторінка 77, Акт перевірки № 77 від 03 липня 2019 року, сторінка 70, Розрахунки та аналіз EY
[168] Акт перевірки № 362 від 22 жовтня 2019 року, сторінка 77, Розрахунки та аналіз EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Графік 17. Рівень розрахунків з контрагентами за укладеними контрактами[169]



Низький рівень розрахунків призводить до накопичення заборгованості ОГРМ перед контрагентами. Графік 18 ілюструє, що накопичений борг за газ для покриття виробничо-технологічних витрат зростає в кілька разів щороку. Великі обсяги споживання та систематичні нерозрахунки з контрагентами не лише створюють борговий тягар для ОГРМ, а й загрожують довгостроковій стабільності інших учасників ринку газу.

Отже, виходячи з результатів аналізу, ми не вважаємо рівень розрахунків за послуги з розподілу газу кінцевими споживачами однією з ключових причин неоплачених небалансів ОГРМ.

3.2.2. ТКЕ

У секторі централізованого теплопостачання ми визначили три основні фактори, що впливають на грошові потоки ТКЕ, і підлягають подальшому аналізу:

- **Обґрунтованість тарифів,** що впливає на покриття витрат та рентабельність ТКЕ
- **Відсоток оплати від споживачів,** що впливає на можливість ТКЕ здійснювати платежі за природний газ у повному обсязі
- **Можливість фінансової підтримки від місцевих бюджетів,** що потенційно може підвищити ефективність та платоспроможність ТКЕ

Ми досліджували виробників тепла, які використовують природний газ як основне джерело енергії. Наш аналіз підкріплений конкретними прикладами на основі таких компаній: «Теплоенерго» (Дніпро) та «Полтаватеплоенерго», а також ТЕЦ, серед яких «Дніпровська ТЕЦ» та «Харківська ТЕЦ».

[169] Акт перевірки № 232 від 03 липня 2019 року, сторінка 66, Акт перевірки № 362 від 22 жовтня 2019 року, сторінка 75, Акт перевірки № 77 від 03 липня 2019 року, сторінка 68, Розрахунки та аналіз EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Обґрунтованість тарифів

Згідно з діючою ринковою моделлю, ТКЕ повинні самостійно фінансувати свою операційну діяльність та стратегічний розвиток за рахунок отриманого доходу на основі тарифів, розрахованих відповідно до методології «витрати плюс» та затверджених НКРЕКП. Оцінка ефективності такої системи базується на аналізі прибутковості ТКЕ та рівні покриття фактичних витрат, які залежать від обґрунтованості тарифів. Аналіз зосереджений на ключових складових тарифу виробництва теплової енергії, серед яких:

- плановий рівень виробництва;
- вартість палива;
- фонд оплати праці;
- запланований прибуток, включаючи виробничі інвестиції за інвестиційною програмою;
- додаткові коригування, згідно з методологією, включаючи компенсацію збитків.

Відповідно до процедури призначення тарифів, ТКЕ повинні подавати обґрунтовані оцінки виробництва теплової енергії на основі історичної інформації, норм споживання, даних обліку, впливу від вжитих заходів підвищення ефективності, виробничо-технологічних витрат та додаткових коригувань. Зазвичай на цьому етапі можуть виникати наступні труднощі:

- Невчасне подання заявок від ТКЕ до НКРЕКП щодо планового виробництва теплової енергії (з 2017 по 2019 рр. «Теплоенерго» отримувало планові запити від НКРЕКП про заповнення обов'язкової форми щодо зміни тарифів та збору необхідної інформації, включаючи планове виробництво. Комунальне підприємство отримало штраф за невиконання вимог НКРЕКП).
- ТКЕ переоцінює або занижує майбутній попит споживачів теплової енергії (наприклад, відносно тепла зима 2019 р. спровокувала неочікуване зменшення попиту в обсягах споживання тепла).
- ТКЕ цілеспрямовано застосовує консервативні припущення щодо виробництва тепла з метою збільшення компоненту постійних витрат та фонду оплати праці у тарифах (історично, середня частка постійних витрат у тарифах становить 5%).
- Фактичне виробництво теплової енергії зменшується через відмову Нафтогазу у номінаціях для ТКЕ. (хоча є приклади компаній, які продовжували виробляти тепло без підтвердження номінації постачальником, наприклад «Харківська ТЕЦ» у квітні 2017 р.).

Серед досліджених компаній фактичний обсяг виробництва за аналізований період на 7-25% менший порівняно із запланованим обсягом, причому «Теплоенерго» є виключенням. Таким чином, як правило, компанії схильні переоцінювати планове виробництво тепла. Порівняння запланованої та фактичної теплової потужності для муніципальних компаній та ТЕЦ представлено на нижченаведеній діаграмі.

ПРОЄКТ

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Графік 18. Планове та фактичне виробництво ТКЕ, тис. Гкал[170]

Тарифи для «Теплоенерго» були розраховані в 2013 р. та затверджені в 2014 р. До 2019 р. компанія не висувала вимог щодо зміни тарифів та не коригувала існуючі на зміну ціни на газ, електроенергію та мінімальну заробітну плату. Отже, більшість припущень, включаючи обсяги виробництва тепла, питоме споживання палива та електроенергії, тарифи на водопостачання та кількість працівників, залишались фіксованими, що призводило до постійно зростаючих розбіжностей. Більше того, з моменту розрахунку тарифу потужність компанії зросла за рахунок основних засобів інших теплогенеруючих компаній, що були передані на баланс адміністрацією міста Дніпра.

Традиційно природний газ є основним ресурсом для виробництва тепла. Його вплив на загальні витрати, встановлені тарифи та чистий прибуток ТКЕ обумовлений його часткою у вартості тепла та волатильністю його ціни. Насправді, невідповідність вартості газу, включеного до затвердженого тарифу, та фактичної вартості газу, що використовується для виробництва тепла, може потенційно призвести до збитків ТКЕ і неможливості покрити фактичні витрати за встановленим тарифом. Історично склалося так, що більшість компаній зіштовхнулися з ситуацією перевищення фактичної вартості природного газу над тією, що зазначена у тарифі, що презентовано на графіку нижче.

Середнє перевищення фактичної вартості природного газу над плановою серед аналізованих компаній за розглянутий період становить 6%. Через високу волатильність ціни на газ та залежність від імпорту, точне прогнозування витрат на паливо ускладнюється. Отже, система повинна забезпечувати достатню гнучкість для підтримання рентабельності роботи ТКЕ. На думку теплогенеруючих компаній, однією з ключових причин збитків за останні роки був тривалий проміжок часу між зміною вартості газу та зміною тарифів. Отже, проаналізуємо два аспекти: можливість прогнозування вартості газу та ефективність процесу перегляду тарифів, що відображається у тривалому проміжку між зміною вартості природного газу та відповідною зміною тарифів на тепло.

Оскільки вартість газу волатильна, то ключовими факторами її зміни є:

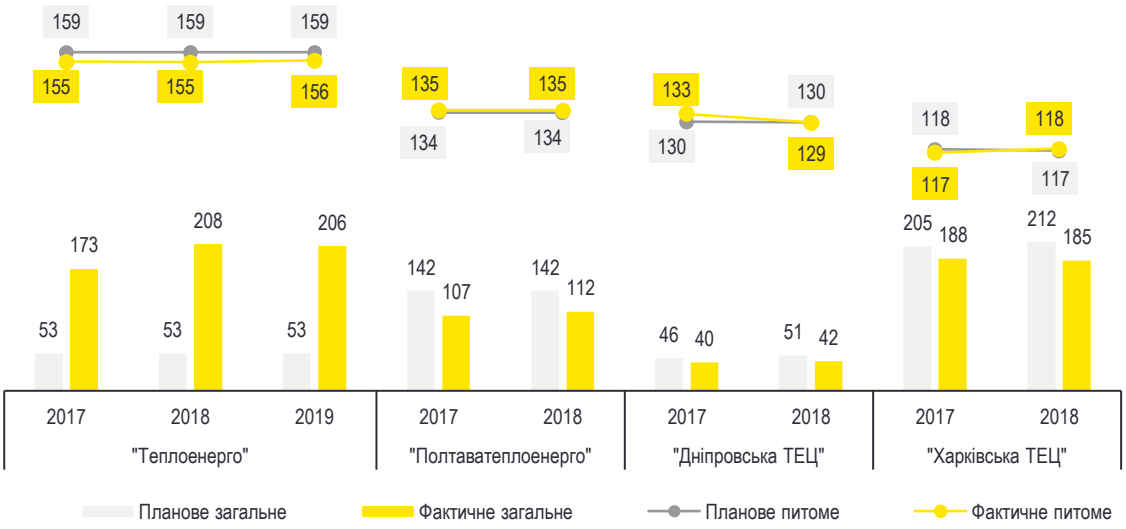
[170] Акт перевірки № 398 від 17 грудня 2018 року, сторінка 22, Акт перевірки № 67 від 28 лютого 2020 року, сторінка 10, 17, Акт перевірки № 384 від 19 лютого 2019 року, сторінка 4, Акт перевірки № 70 від 6 березня 2019 року, сторінка 3, Акт перевірки № 72 від 3 березня 2019 року, сторінка 15, Акт перевірки № 104 від 5 травня 2018 року, сторінка 12-13, Розрахунки та аналіз EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- Питоме споживання природного газу для вироблення тепла
- Ціна на природний газ.

Норма споживання газу залежить від технологічного прогресу, що відображається в енергоефективності процесу виробництва тепла. Таким чином, належні інвестиції можуть призвести до її зменшення, тоді як зростаючий рівень фізичної амортизації та застарілості тягне за собою збільшення питомої витрати палива. Історично склалося так, що відхилення фактичної питомої норми споживання від передбаченої в тарифі становить до 3%, оскільки норма споживання підлягає нормативній оцінці. Потенційно відсутність приладів обліку газу може спричинити розбіжності, але всі аналізовані компанії повідомили про 100% вимірювання вхідних даних. Зіставлення запланованого та фактичного загального споживання природного газу та питомої норми споживання для вибраних компаній наведено у наступному графіку.

Графік 19. Планове та фактичне загальне споживання (млн. куб. м) та рівень питомого споживання природного газу (куб. м/Гкал)[171]



Оскільки обсяг планового споживання газу для «Теплоенерго» залишається незмінним з 2013 р., щорічне зростання виробництва тепла тягне за собою чотириразове перевищення фактичних обсягів споживання над запланованими. Близькість фактичних норм споживання до планових вказує на те, що ціна на газ є основним фактором відхилення від планових показників паливних витрат.

Згідно з діючою ринковою моделлю, ТКЕ отримують природний газ переважно від Нафтогазу, який зобов'язаний постачати газ ТКЕ для потреб населення за заздалегідь визначеною ціною. Окрім вартості самого газу, вартість палива, передбачена в тарифах, включає також плату за транспортування та розподіл газу. Фактично, для аналізованих компаній ключовими учасниками ланцюга постачання газу є Нафтогаз, «Укртрансгаз» (попередній Оператор ГТС) та Оператори

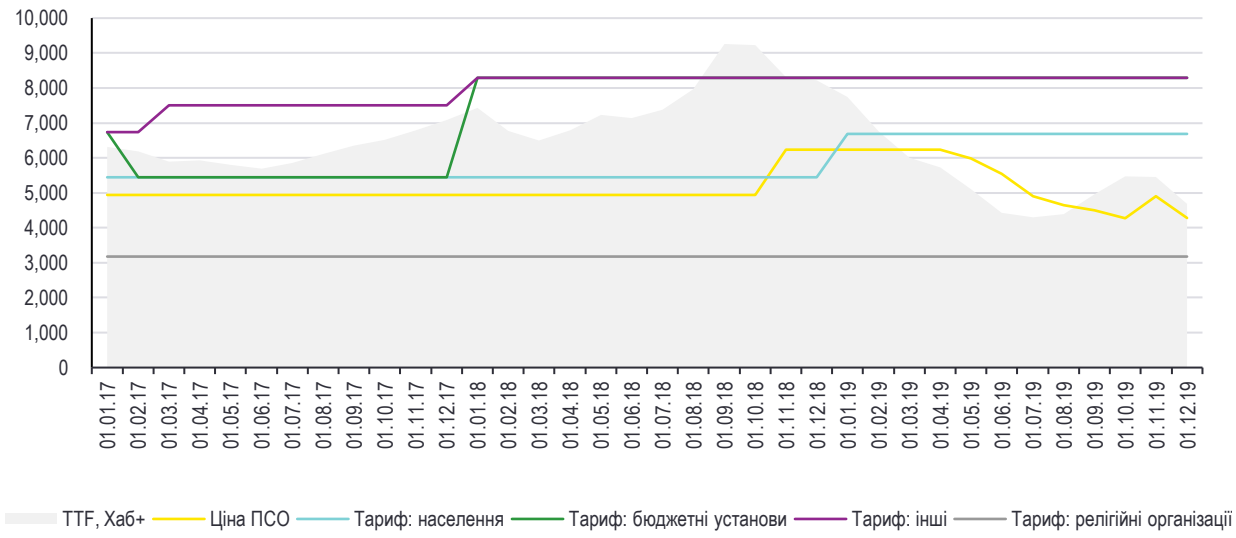
[171] Акт перевірки № 398 від 17 грудня 2018 року, сторінка 25, Акт перевірки № 67 від 28 лютого 2020 року, сторінка 12,19, Акт перевірки № 384 від 19 лютого 2019 року, сторінка 16, 23, Акт перевірки № 70 від 6 березня 2019 року, сторінка 18, 32, Акт перевірки № 72 від 3 березня 2019 року, сторінка 22, Акт перевірки № 104 від 5 травня 2018 року, сторінка 20, Розрахунки та аналіз EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ГРМ, як це відображено на графіку нижче. Оскільки середня частка вартості газу, що постачається за ПСО, становить 86,9%, то врахування ціни за ПСО визначає економічну обґрунтованість тарифу

До жовтня 2018 р. режим ПСО передбачав два можливих варіанти ціни на природний газ: або 4 942 грн за тис. м³, або за ціною імпортного паритету, якщо остання перевищує першу більше, ніж на 10%. З листопада 2018 р. в методику розрахунку ціни на природний газ за режимом ПСО було внесено зміни, і до квітня 2019 р. ціна, за якою Нафтогаз був зобов'язаний поставляти газ ТКЕ для потреб населення, розраховувалась із застосуванням коефіцієнта дисконту до середньої ціни на газ у третьому кварталі 2018 р. Коефіцієнт дисконтування був визначений КМУ на рівні 0,6943 і, як очікувалося, він мав збільшитися до 0,8 з травня 2019 р. Проте, у квітні 2019 р. методологія розрахунку ціни була ще раз змінена, щоб збільшити гнучкість ринку та захистити споживачів від коливань ціни на газ. Згідно з новою методологією, ціна ПСО є мінімальною серед ціни імпорту, ціни на Українській енергетичній біржі, ціни попереднього місяця, застосовуваної в операціях, що передбачають авансові платежі, та ціни, розрахованої за попередньою методологією. Як показано на графіку нижче, такий підхід вимагає частішого перегляду тарифів на виробництво тепла.

Графік 20. Порівняння ціни TTF Hub +, ціни за режиму ПСО та вартості природного газу, в т.ч. передача та розподіл, передбачені в тарифах «Полтаватеплоенерго», грн/тис. куб. м[172]



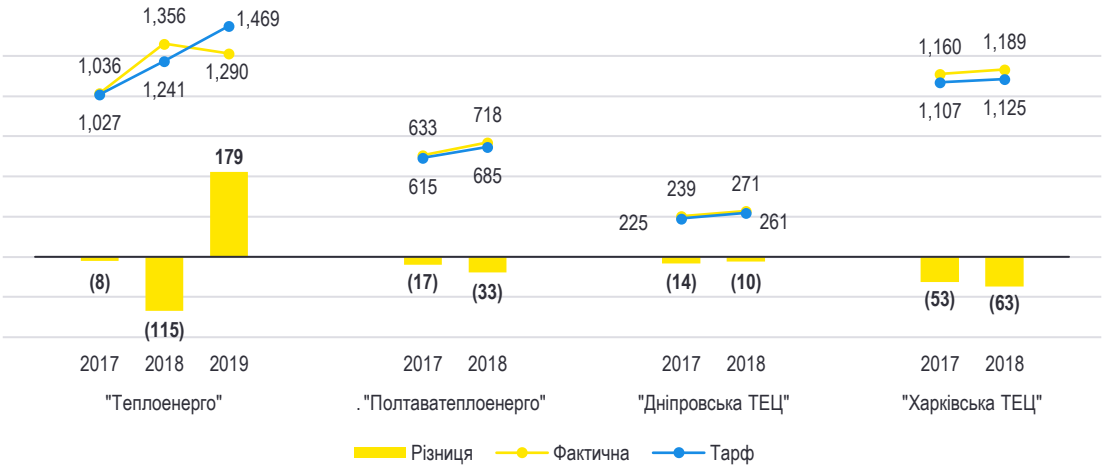
Насправді, за даними ТКЕ, часовий інтервал між зміною ціни на газ та коригуванням тарифу став основною причиною дисбалансу витрат на газ у 2018 р. Історично тривалість процесу перегляду тарифів тривала два місяці, протягом яких компанії несли збитки. Система розрахунку тарифів передбачає механізм відшкодування збитків, спричинених такими дисбалансами. Фактично відшкодування збитків, понесених у листопаді та грудні 2018 р, було включено до тарифів на 2020 р. на загальну суму 323,5 млн. грн. Система працює також і у зворотному напрямку. Наприклад, перевищення вартості газу, передбачене в тарифах на 2019 р., над фактичною ціною за ПСО, спричинене зміною методології розрахунку, спричинило додаткові вигоди для ТКЕ, як показано на графіку 24. Частина цих прибутків була використана для покриття збитків, понесених в попередньому році, тоді як основна частка була врахована під час розрахунку нових тарифів на 2020 р. на загальну суму -288,1 млн. грн.

[172] Capital IQ, НКРЕКП, розрахунок та аналіз EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

З метою підвищення гнучкості для ТКЕ та пом'якшення проблеми розривів, що виникають через довгостроковий перегляд тарифів, в грудні 2019 р. Кабінетом Міністрів України було прийнято Постанову № 1082, згідно з якою постачальники тепла мають право змінювати розмір нарахувань за теплову енергію в разі зміни цін на газ протягом опалювального періоду 2019/20, виключаючи будь-які зміни тарифів транспортування та розподілу газу, а також торгових премій для постачальників. Після прийняття даної постанови «Теплоенерго» здійснило перерахунок вартості тепла для населення, що призвело до зниження вартості палива, передбаченого тарифами, на 69,2 млн. грн. Крім того, зниження фактичної ціни на газ з травня по листопад 2019 р. призвело до подальшого зниження перерахованої вартості палива в тарифах на 61,5 млн грн.

Графік 21. Прибутки та збитки, спричинені різницею у плановій та фактичній собівартості природного газу, млн грн[173]



Таким чином, діюча система призначена для пом'якшення негативного впливу зміни ціни на газ на ТКЕ, хоча довгостроковість у відшкодуванні збитків та наявність даних розривів погіршують фінансовий стан підприємств, що виробляють тепло, та їх здатність здійснювати своєчасні платежі.

Іншим значним елементом витрат на виробництво тепла, а отже, і потенційним джерелом дисбалансу між запланованим доходом та фактичними витратами є фонд оплати праці. Для деяких аналізованих компаній різниця між фондом оплати праці, передбаченим у встановлених тарифах, та фактичними прямими витратами на оплату праці протягом досліджуваного періоду сягала 70-90%. Діапазон можливих причин невідповідності запланованій сумі фонду оплати праці включає наступне:

- некоректна чи застаріла інформація щодо чисельності персоналу, передбачена в тарифі;
- завищення / заниження середньої заробітної плати;
- неточні прогнози обсягу виробництва, що призводять до спотворення оцінки фонду оплати праці на кожен Гкал виробленого тепла.

[173] Акт перевірки № 398 від 17 грудня 2018 року, сторінка 22-23, Акт перевірки № 67 від 28 лютого 2020 року, сторінка 11-12, 17-18, Акт перевірки № 384 від 19 лютого 2019 року, сторінка 14- 15, 22, Акт перевірки № 70 від 6 березня 2019 року, сторінка 12-13, 26-27, Акт перевірки № 72 від 3 березня 2019 року, сторінка 13-14, Акт перевірки № 104 від 5 травня 2018 року , сторінка 11-12, Розрахунки та аналіз EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Історично компанії, що виробляють тепло, схильні переоцінювати чисельність персоналу при розрахунку тарифів, як це представлено на графіку нижче.

Графік 22. Планова та фактична чисельність персоналу, чоловік[174]

Оскільки плановий штат «Теплоенерго» залишається фіксованим з 2013 р., рівень розриву між фактичною та плановою чисельністю персоналу є винятком. Для інших компаній середній рівень перевищення планового штату над фактичним за розглянутий період становить 38,9%.

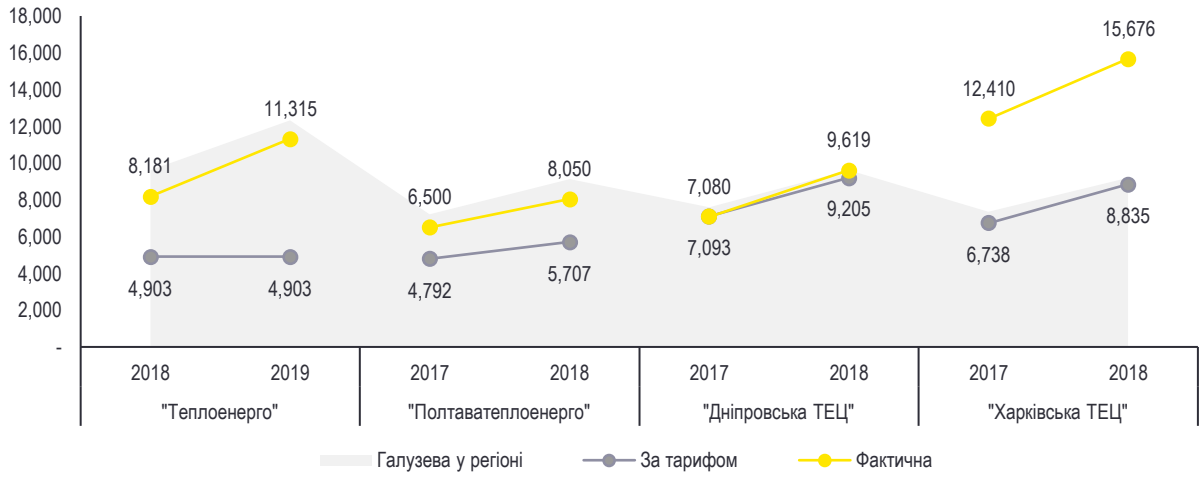
Загальною причиною такого завищення є підхід НКРЕКП до планового затвердження середньої заробітної плати. Насправді НКРЕКП застосовує консервативну практику при плановому розгляді заробітної плати, виходячи із середньої ставки в Україні, наданої Державною службою статистики. Тим не менше, заробітна плата суттєво відрізняється в різних регіонах, галузях та компаніях. Як результат, запланована заробітна плата, передбачена встановленими тарифами, може бути занижена порівняно із середньою зарплатою галузі в регіоні або фактичною історичною зарплатою, про яку повідомляє компанія, як показано на графіку нижче. Щоб покрити таку занижену оцінку, компанії, як правило, переоцінюють чисельність персоналу.

ПРОЄКТ

[174] Акт перевірки № 67 від 28 лютого 2020 року, сторінка 16, 22, Акт перевірки № 384 від 19 лютого 2019 року, сторінка 19, 26, Акт перевірки № 70 від 6 березня 2019 року, сторінка 19, 33

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Графік 23. Співвідношення планової та фактичної місячної заробітної плати порівняно із середньою заробітною платою у галузі тепло- та електропостачання у відповідному регіоні, грн/особу[175]



Середня заробітна плата на «Харківській ТЕЦ» перевищила планову та середньообласну галузеву середню відповідно на 80,8% та 69,6%. За повідомленням НКРЕКП, відхилення було спричинене підвищеннями мінімальної заробітної плати та положеннями Промислової угоди та Колективної трудової угоди.

Заниження планової середньої заробітної плати «Теплоенерго» та значне перевищення фактичної заробітної плати і над плановою, і середньою за галуззю в регіоні призвели до збільшення фактичних витрат на виробництво тепла, а отже, до додаткових збитків для компаній (графік 27).

Графік 24. Прибутки та збитки, спричинені різницею планового та фактичного фондів оплати праці, млн грн[176]

[175] ДССУ, Акт перевірки № 67 від 28 лютого 2020 року, сторінка 16, 22, Акт перевірки № 384 від 19 лютого 2019 року, сторінка 19, 26, Акт перевірки № 70 від 6 березня 2019 року, сторінка 19, 33, Акт перевірки № 72 від 3 березня 2019 року, сторінка 23, Акт перевірки № 104 від 5 травня 2018 року, сторінка 27, Розрахунки та аналіз EY

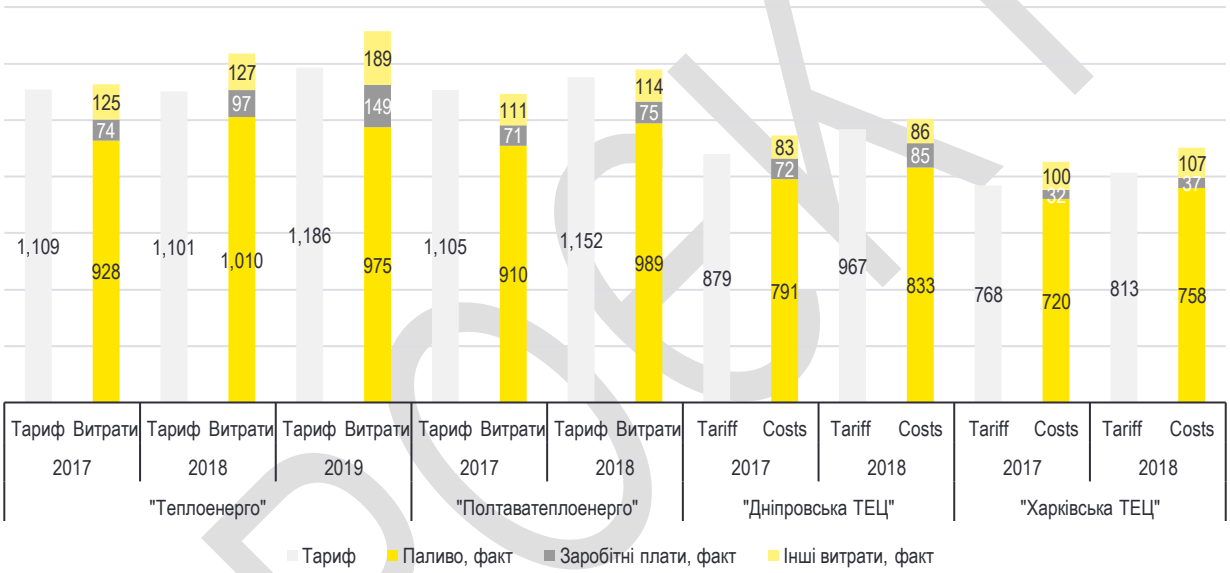
[176] Акт перевірки № 398 від 17 грудня 2018 року, сторінка 22-23, Акт перевірки № 67 від 28 лютого 2020 року, сторінка 17-18, Акт перевірки № 384 від 19 лютого 2019 року, сторінка 14-15, 22, Акт перевірки № 70 від 6 березня 2019 року, сторінка 12-13, 26-27, Акт перевірки № 72 від 3 березня 2019 року, сторінка 13-14, Акт перевірки № 104 від 5 травня 2018 року, сторінка 11 12, розрахунки та аналіз EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Окрім чисельності персоналу та середньої заробітної плати, баланс між запланованим фондом заробітної плати у структурі тарифів та фактичною вартістю робочої сили залежить від точності прогнозування обсягу виробництва. Наприклад, «Дніпровська ТЕЦ» зіштовхнулася з перевищенням фактичного використання фонду заробітної плати на 5,1% над тим, що був передбачений у тарифі на 2017 р., незважаючи на зменшення чисельності штату та середньої заробітної плати.

Враховуючи помилкові оцінки вартості газу, фонду оплати праці та обсягів виробленого тепла, а також відсутність затверджених інвестиційних програм та недостатнє їх фінансування, тарифи, встановлені НКРЕКП, в середньому, покривають 100% витрат пального, 100% витрат фонду оплати праці та 94% інших витрат серед аналізованих ТКЕ за розглянутий період. Зіставлення призначених тарифів та фактичних витрат представлено на графіку нижче.

Графік 25. Покриття витрат за встановленими тарифами, грн/Гкал[177]

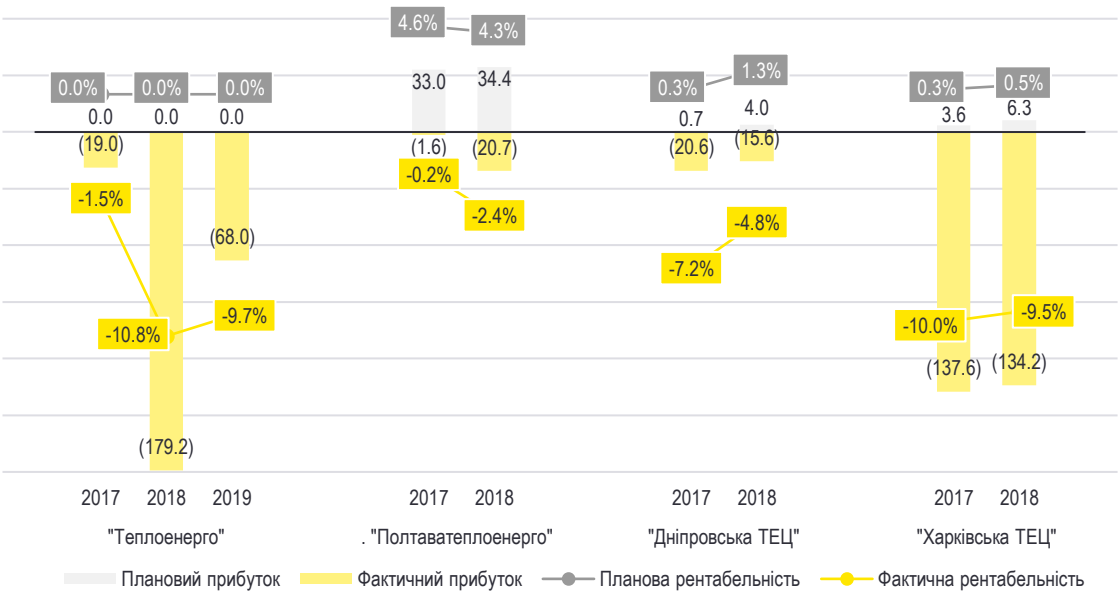


Оскільки дохід, отриманий ТКЕ згідно з встановленими тарифами, недостатній для фактичного покриття витрат, існує постійне відхилення рівня прибутковості від передбаченого НКРЕКП. Насправді компанії несуть збитки, що стримує інвесторів до розширення та вдосконалення бізнесу. Порівняння планової та фактичної прибутковості обраних ТКЕ наведено нижче.

[177] Акт перевірки № 398 від 17 грудня 2018 року, сторінка 22-23, Акт перевірки № 67 від 28 лютого 2020 року, сторінка 11-12, 17-18, Акт перевірки № 384 від 19 лютого 2019 року, сторінка 14- 15, 22, Акт перевірки № 70 від 6 березня 2019 року, сторінка 12-13, 26-27, Акт перевірки № 72 від 3 березня 2019 року, сторінка 13-14, Акт перевірки № 104 від 5 травня 2018 року , сторінка 11-12, розрахунки та аналіз EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Графік 26. Плановий та фактичний прибуток (млн грн) та відсоток рентабельності[178]



Підтримка місцевої влади та інша безпроцентна фінансова допомога

Для того, щоб підтримати операційну діяльність компаній, що виробляють тепло, та забезпечити доступні тарифи для споживачів за попередніми ринковими моделями, місцева влада надавала ТКЕ фінансову підтримку. Оскільки діюча модель передбачає самостійне фінансування діяльності ТКЕ, підтримка з боку місцевих органів влади зменшена і вже не є поширеною в секторі.

Серед розглянутих компаній фінансування з місцевого бюджету надається лише адміністрацією міста Дніпро для «Теплоенерго». Місто розпочало Програму фінансової підтримки та збільшення акціонерного капіталу компаній муніципальної власності у місті Дніпро на 2016-2022 рр. Вся фінансова допомога «Теплоенерго» була надана в рамках цієї програми. З 2017 по 2019 рр. місто Дніпро надало 710,4 млн грн на визначені цілі. Крім того, у 2018 р. компанія отримала 11,2 млн грн як відшкодування різниці в тарифах та використала ці гроші на придбання природного газу.

Детальна інформація про місцеву фінансову допомогу «Теплоенерго» представлена в таблиці нижче.

[178] НКРЕКП, розрахунок та аналіз EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Таблиця 6. Фінансова підтримка 'Теплоенерго' з бюджета міста Дніпро, млн. грн[179]

Рік	Запланований обсяг фінансової допомоги	Фактичний обсяг фінансової допомоги	Основні цілі
2017	154,2	482,8	▶ Погашення боргу перед Нафтогазом ▶ Капітальний ремонт теплових мереж ▶ Встановлення вимірювального обладнання
2018	171,0	93,6	▶ Платежі за природний газ та електроенергію ▶ Ремонти та обслуговування ▶ Закупівля обладнання ▶ Виплата заробітних плат ▶ Підготовка навчальних закладів до опалювального сезону
2019	320,0	134,0	▶ Платежі за природний газ та електроенергію ▶ Оплата робіт та послуг ▶ Виплата заробітних плат

Оскільки ТКЕ мають від'ємний робочий капітал, ключовим напрямком використання фінансової підтримки є покриття поточних зобов'язань: оплати постачальникам природного газу та електроенергії, а також виплати заробітних плат працівникам, здійснення поточних ремонтів та технічного обслуговування, що показано на діаграмах нижче. Таким чином, кошти отримуються для покриття поточних операційних витрат, а не для сприяння стратегічному зростанню, розвитку та вдосконаленню.

Ті ТКЕ, які отримують недостатню фінансову підтримку від місцевої влади або взагалі не отримують такої підтримки, шукають інші варіанти здійснення регулярних платежів. Наприклад, протягом розглянутого періоду «Харківська ТЕЦ» отримувала безвідсоткову поворотну допомогу від приватних компаній, що дозволило ТЕЦ управляти ліквідністю в короткостроковій перспективі. За даними компанії, потреба у такій фінансовій допомозі у 2018 р. виникла у зв'язку зі складною фінансовою ситуацією через переривання операційної діяльності ТЕЦ, спричинене виконанням запланованих ремонтів та дефіцитом оборотних коштів. Фінансова допомога, надана трьома приватними компаніями, дозволила компанії виплачувати заробітну плату своїм працівникам та податки, а також фінансувати ремонт та технічне обслуговування, що проводились протягом року, та покривати інші нагальні потреби. Тим не менше, фінансова допомога надавалась протягом обмеженого періоду і повинна була виплачуватися протягом року.

У 2019 р. НАК «Нафтогаз України» запропонував передати борг ТКЕ за природний газ місцевій владі як власникам таких компаній. Крім того, Асоціація міст України подала запит про включення 19 млрд грн на відшкодування різниці в тарифах до державного бюджету, але, очевидно, ініціативи не набрали достатньої популярності.

Розрахунки

Оскільки здатність ТКЕ своєчасно здійснювати платежі за газ та інші ресурси для виробництва тепла залежить від надходження грошових коштів, то одним із ключових факторів, що визначають платоспроможність ТКЕ, є відсоток платежів від споживачів. Згідно з діючою ринковою моделлю, зв'язок між платежами від споживачів до ТКЕ та оплатою ТКЕ постачальникам газу є очевидним.

[179] Дніпровська міська рада, офіційний веб сайт.

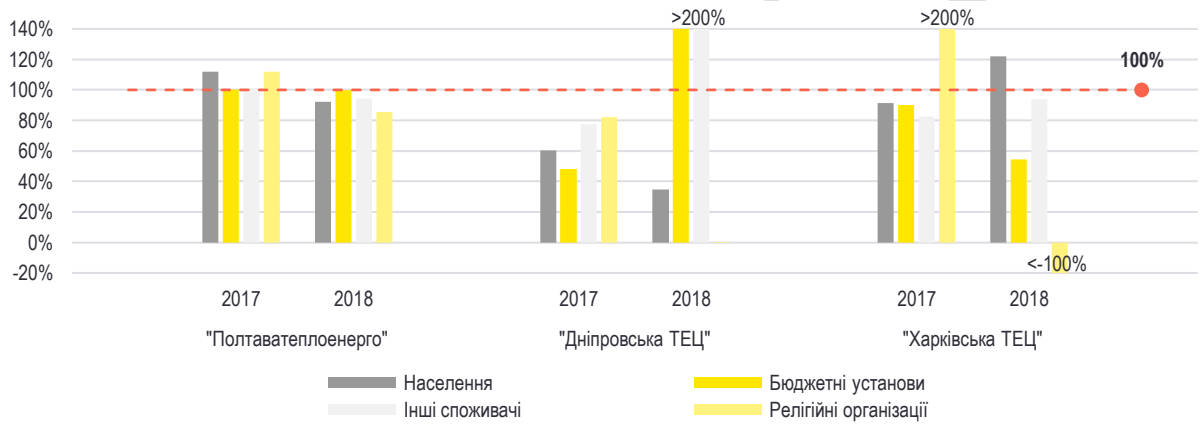
A member firm of Ernst & Young Global Limited

ПРОЄКТ

Для розрахунків існує поточний рахунок зі спеціальним режимом використання для перерахування коштів споживачами тепла з подальшим їх перерозподілом до постачальників.

Основною групою споживання ТКЕ традиційно є населення з часткою понад 80% у загальній фактичній тепловій потужності аналізованих компаній. За даними НКРЕКП, відсоток виплат з цієї категорії є найнижчим серед усіх груп споживання. Ключовим фактором, що визначає рівень оплати споживачів, є наявність посередника. Протягом періоду, що розглядається, відсоток оплати різнився у розглянутих компаній. Порівняння повноти отриманих платежів між різними компаніями за групами споживання наведено на наступному графіку (значення вище 100% можна пояснити несвоєчасними платежами за попередні періоди).

Графік 27. Відсоток оплати у порівнянні з виставленими рахунками за відповідний рік у розрізі категорій споживачів[180]



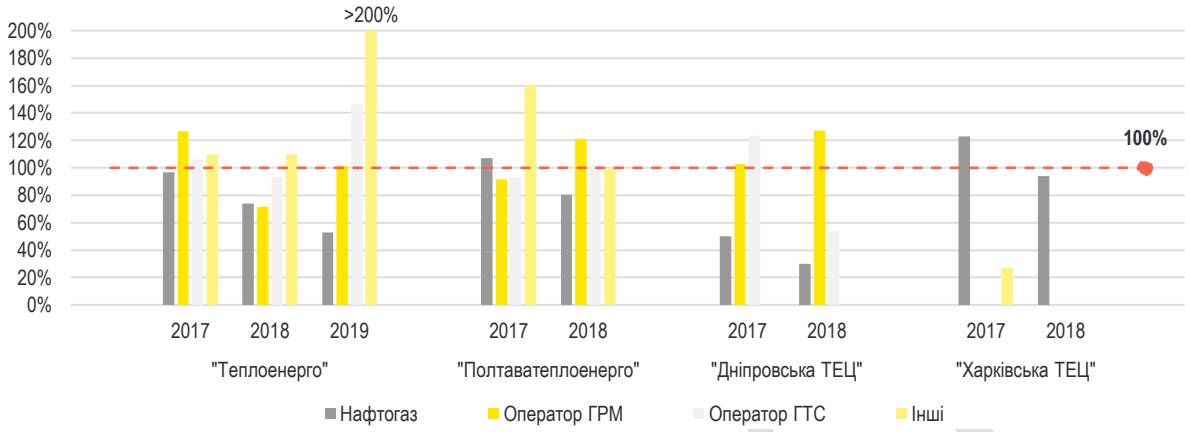
Наявність посередника призводить до зниження рівня оплат до ТЕЦ. Серед розглянутих вище компаній «Полтаваенерго» продає тепло безпосередньо споживачам, «Харківська ТЕЦ» продає основну частку продукції через комунальну компанію «Харківські тепломережі», тоді як «Дніпровська ТЕЦ» взагалі не займається прямими продажами і продає все тепло через посередника, а саме «Тепломережі». Як результат, низький рівень оплат призводить до зростання боргу споживачів (Графік 26).

Недостатній рівень платежів від споживачів зменшує кошти, наявні на поточному рахунку зі спеціальним режимом, що призначені для використання для розрахунків за природний газ. Отже, погіршення рівня платежів з боку споживачів та посередників призводить до постійного зменшення відсотка платежів до НАК «Нафтогаз України» протягом проаналізованого періоду, як показано на графіку нижче (значення вище 100% можна пояснити затримкою платежів за попередні періоди).

[180] Акт перевірки № 384 від 19 лютого 2019 року, сторінка 17, 25, Акт перевірки № 70 від 6 березня 2019 року, сторінка 12-14, 27-28, Акт перевірки № 72 від 3 березня 2019 року, сторінка 16- 24, Акт перевірки № 104 від 5 травня 2018 року, сторінка 11-12

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Графік 28. Відсоток платежів у порівнянні з вартістю природного газу, спожитого за відповідний період [181]



Переплата Нафтогазу «Харківською ТЕЦ» у 2017 р. була викликана необхідністю зменшення накопиченого боргу. Станом на вересень 2020 р. «Харківська ТЕЦ» вважається основним боржником перед постачальником газу серед усіх ТЕЦ. З переходом до моделі ПСО, виробники тепла повинні відповідати кільком критеріям, щоб отримувати підтвердження номінацій Нафтогазу: мати діючі контракти з Нафтогазом та рівень оплати за перед Нафтогазом не менше, ніж 90%. Оскільки «Харківська ТЕЦ» не змогла виконати другу вимогу, Нафтогаз не підтвердив номінацію на квітень 2017 р. Для вирішення питання ТЕЦ отримала підтримку з державного бюджету на суму 140,0 млн грн. Незважаючи на відмову в номінації, у квітні 2017 р. компанія продовжувала виробляти електроенергію та тепло, що призвело до дисбалансу в системі газопостачання, що був покритий оператором ГТС. За цей період компанія спожила 25,8 млн. куб. м природного газу, в тому числі 14,6 млн. куб. м для виробництва електроенергії та тепла, які оплачувались за вищою ціною через додаткове нарахування премії за покриття небалансу, та 11,2 млн. куб. м для виробництва тепла, що не підтверджувалось необхідними документами (включено до «Інші» на діаграмі вище).

Зменшення відсотка оплат ТКЕ за природний газ спричиняє зростання заборгованості, як показано на нижченаведеному графіку. Даний факт зменшує здатність ТКЕ отримати номінацію для постачання газу за моделлю ПСО.

Накопичення непогашеної заборгованості за природний газ призводить до додаткового нарахування штрафів, крім плати за спожитий газ. Наприклад, «Теплоенерго» сплатило Нафтогазу в 2019 р. 51,2 млн грн штрафу, що в середньому становило близько 13,4% від непогашеної заборгованості за відповідними контрактами. Щоб уникнути штрафів та подовжити можливий термін погашення, деяким компаніям вдається укласти угоди про реструктуризацію боргу. Станом на кінець 2019 р. «Теплоенерго» уклало з Нафтогазом шість угод про реструктуризацію на загальну суму непогашеної заборгованості 411,6 млн грн. Протягом 2019 р. компанія погасила 14,0% суми за контрактами на реструктуризацію.

[181] Акт перевірки № 398 від 17 грудня 2018 року, сторінка 25, Акт перевірки № 67 від 28 лютого 2020 року, сторінка 14-15, 21-22, Акт перевірки № 384 від 19 лютого 2019 року, сторінка 18, 25- 26, Акт перевірки № 70 від 6 березня 2019 року, сторінка 18-19, 32, Акт перевірки № 72 від 3 березня 2019 року, сторінка 21, Акт перевірки № 104 від 5 травня 2018 року, сторінка 19

A member firm of Ernst & Young Global Limited

3.3. Причини, пов'язані з відповідальністю та механізмами примусового виконання

У цьому розділі ми надаємо детальний опис таких причин проблемних відборів:

- відсутність ефективних засобів стягнення заборгованості;
- заборона відключення газопостачання певним групам захищених споживачів;
- заборона банкрутства.

3.3.1. Відсутність ефективних засобів стягнення заборгованості

Чинне законодавство надає ОГТСУ та іншим учасникам ринку обмежену кількість інструментів для забезпечення виконання своїх вимог до споживачів у разі їх неплатоспроможності та для стягнення їх боргів.

Виходячи з інформації, отриманої від ОГТСУ, ми розуміємо, що деякі учасники ринку можуть не платити за відбір газу ОГТСУ/Операторам ГРМ/постачальникам, хоча вони володіють достатніми фінансовими ресурсами. За таких обставин, звернення до суду є єдиним доступним варіантом стягнення боргів. Однак це рішення може бути неефективним, обтяжливим і дороговатісним. Як результат, на даному етапі не існує ефективної процедури стягнення боргу.

Регулювання ринку природного газу містить такі положення щодо судового розгляду:

- У Кодексі ГТС зазначається, що розбіжності щодо кількості спожитого, переданого та прийнятого природного газу повинні вирішуватися шляхом переговорів або в суді[182].
- У Кодексі ГРС зазначається , що якщо сторони не можуть досягти згоди шляхом переговорів, вони повинні вирішувати спір в суді[183].
- Договір транспортування встановлює, що всі розбіжності між ОГТСУ та його клієнтами повинні вирішуватися в суді[184].
- Договір розподілу встановлює, що розбіжності між Оператором ГРМ та споживачем мають вирішуватися шляхом переговорів або в суді[185].

Цей спосіб захисту інтересів учасників ринку має кілька недоліків, зокрема:

- **Затрати часу.** Хоча згідно з законом суд повинен прийняти рішення у справі протягом 30-денного періоду[186], на практиці судовий розгляд може бути набагато тривалішим. Судові засідання можуть бути розтягнуті, відкладені, а рішення суду (а також усі процесуальні ухвали) також можуть бути оскаржені в апеляційному та у Верховному суді. Виконавче провадження також може охоплювати значний проміжок часу. Як результат, для стягнення боргу може знадобитися до декількох років.
- **Повторний розгляд.** Окрім вищезазначеного, навіть після остаточного рішення одна зі сторін може подати до Верховного суду заяву про перегляд справи за нововиявленими або

[182] Глави 5 та 7 Розділу III Кодексу ГТС.
[183] Пункт 8, глава 1, пункт 7, глава 2 Розділу VIII, пункт 10, глава 2, пункт 7, глава 3 Розділ IX Кодексу ГРС.
[184] Пункти 8.3, 8.4, 9.6, 10.8, 11.3 Договору транспортування.
[185] Пункти 11.1 та 11.4 Договору розподілу.
[186] Частина 2, статті 195 Господарського процесуального кодексу України № 1798-XII від 6 листопада 1991 року.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ПРОЄКТ

виключними обставинами[187]. В результаті Верховний суд може скасувати рішення попередніх судів та передати справу на новий розгляд до господарського або апеляційного суду[188].

- **Відсутність гарантій захисту.** Захист інтересів у суді не обов'язково гарантує успішний результат судового розгляду в деяких справах, незалежно від належним чином аргументованої та обґрунтованої позиції та у очевидних випадках проблемного відбору. Проаналізована нами судова практика демонструє, що суди можуть відмовляти в задоволенні позовів ОГТСУ, навіть якщо здається, що останні мають обґрунтовану аргументацію.
- **Стягнення.** Навіть у разі виграшу судової справи, позивач все ще може не мати засобів для стягнення збитків з боржника за рішенням суду. Це може мати місце через недостатню ефективність роботи виконавців, відсутність активів боржника для стягнення тощо.

Також такі додаткові проблеми можуть вплинути на здатність позивача стягувати борги:

- У певних випадках Оператори ГРМ не є власниками ГРС, а експлуатують їх лише на основі відповідних угод[189]. ТКЕ, що знаходяться у комунальній власності, також можуть не мати власних систем транспортування теплової енергії, а мати лише права на експлуатацію. Як результат, позивач може не мати можливості здійснити стягнення майна з Операторів ГРМ та ТКЕ з метою покриття боргу.
- Чинне регулювання передбачає, що платежі споживачів ТКЕ за послуги зараховуються на рахунки ТКЕ зі спеціальним режимом використання, з яких виручка автоматично розподіляється між постачальниками та Операторами ГРМ, таким чином, виключаючи фактор готовності ТКЕ платити своїм постачальникам та Операторам ГРМ[190]. Однак закон не застосовує такого механізму до споживачів Операторів ГРМ.
- На платоспроможність ТКЕ та Операторів ГРМ також впливають борги їх споживачів. Якщо значна частина їх споживачів не вчасно сплачує за відповідні послуги, ТКЕ/Оператори ГРМ повинні будуть розпочати судові провадження проти таких споживачів. Однак, враховуючи велику кількість боржників, судові провадження можуть бути занадто дорогими та довготривалими для своєчасного вирішення ситуації.

  Крім того, побутові споживачі можуть не мати достатньо грошей та майна для покриття своїх боргів перед Операторами ГРМ та ТКЕ за розподіл природного газу та послуги з опалення. Відповідно до закону, Оператори ГРМ та ТКЕ можуть стягувати борги за відповідними рішеннями суду, продаючи рухоме та нерухоме майно споживачів. Однак нерухоме майно, особливо житло боржника, підлягає стягненню лише у тому випадку, якщо іншого майна боржника недостатньо для покриття вимог кредитора[191]. Водночас закон забороняє стягувати борги, продаючи єдине житло споживача, якщо сума боргу не перевищує 20 мінімальних зарплат (100 000 грн. або приблизно 3700 дол. США)[192].

  Оскільки в більшості випадків суми боргів побутових споживачів не перевищують порогового значення, встановленого законодавством, Оператори ГРМ та ТКЕ не можуть ефективно стягувати борги зі своїх споживачів. Крім того, судові провадження щодо побутових

[187] Частина 1, статті 320 Господарського процесуального кодексу України № 1798-XII від 6 листопада 1991 року.
[188] Частина 3, статті 325 Господарського процесуального кодексу України № 1798-XII від 6 листопада 1991 року.
[189] Пункт 2, глава 1, Розділ III Кодексу ГРС.
[190] Пункт 14 Порядку розподілу коштів, що надходять на поточні рахунки із спеціальним режимом використання для проведення розрахунків з постачальником природного газу, на якого покладено спеціальні обов'язки, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 18 червня 2014 року.
[191] Частина 1, статті 50 Закону України «Про виконавче провадження» № 1404-VIII від 2 червня 2016 року.
[192] Частина 7, статті 48 Закону України «Про виконавче провадження» № 1404-VIII від 2 червня 2016 року.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

споживачів можуть бути дорогими та довготривалими через велику кількість боржників та відповідні позови, які повинні подавати Оператори ГРМ та ТКЕ.

До того ж, українське законодавство не передбачає жодного з наведених нижче інструментів, які можуть потенційно спростити стягнення боргів за відбори або вирішити проблеми з нездійсненням платежів:

- фінансові гарантії Операторів ГРМ та ТКЕ, які б забезпечували врегулювання їх потенційних майбутніх боргів;
- відповідальність власників Операторів ГРМ та ТКЕ за борги своїх компаній;
- фінансова підтримка ТКЕ з боку органів місцевого самоврядування, особливо враховуючи потенційно необґрунтовані тарифи на послуги з постачання тепла, встановлені такою місцевою владою.

Відсутність таких інструментів не дозволяє учасникам ринку ефективно стягувати борги, якщо їх боржники не мають достатньо фінансових ресурсів.

Зазначимо, що нам відомо про деякі загальні положення Господарського кодексу[193] та недавню судову практику[194], згідно з якими орган місцевого самоврядування несе субсидіарну відповідальність за зобов'язаннями комунального підприємства, заснованого ним. Це стосується ТКЕ, створених у формі комунальних підприємств (спеціальна організаційно-правова форма, передбачена Господарським кодексом для суб'єктів господарювання, створених органами місцевого самоврядування на основі комунальної власності). Однак це не стосується ТКЕ, створених в інших організаційно-правових формах (наприклад, товариства з обмеженою відповідальністю або акціонерні товариства). Ми розуміємо, що значна частина ТКЕ створена у формі комунальних підприємств, тому учасники ринку повинні потенційно мати можливість вимагати стягнення боргів ТКЕ з їх власників (органів місцевого самоврядування). У той же час реалізація цієї відповідальності та стягнення відповідної компенсації з муніципальної влади все одно вимагатимуть від учасника ринку звернення до суду.

Для усунення цієї причини проблемних відборів можуть бути введені відповідні додаткові гарантії та механізми стягнення для учасників ринку (ОГТСУ, Операторів ГРМ, ТКЕ тощо).

3.3.2. Заборона відключення газопостачання певним групам захищених споживачів

На практиці Оператори ГРМ не можуть від'єднати ТКЕ під час опалювального сезону, навіть у випадках, коли ТКЕ мають великі суми заборгованості. Тому, якщо ТКЕ продовжують відбір газу без здійснення належних платежів, це спричиняє збитки для Операторів ГРМ, оскільки відповідно до Кодексу ГТС такі несанкціоновані та/або неоплачувані відбори природного газу повинні включатися до алокації відповідного Оператора ГРМ.

Відповідно до Закон про ринок газу та Правил про безпеку постачання, захищеними споживачами є[195]:

[193] Частина 5, статті 24, частина 7, статті 77, частина 10, статті 78 Господарського Кодексу.
[194] Постанова Верховного Суду у справі № 5023/4388/12 від 4 вересня 2018 року, доступ за посиланням: http://www.reyestr.court.gov.ua/Review/76381567.
[195] Пункт 10, частини 1, статті 1 Закону про ринок газу; Пункт 1, розділ 2, Глава I Правил про безпеку постачання.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ПРОЄКТ

- побутові споживачі, приєднані до ГРС;
- підприємства, установи, організації, які надають важливі соціальні послуги та приєднані до ГТС або ГРС;
- виробники теплової енергії для потреб вищезазначених споживачів, підприємств, установ та/або організацій.

У попередні роки Операторам ГРМ було заборонено відключати об'єкти ТЕЦ та ТКЕ від ГРС або обмежувати подачу газу до них протягом опалювального сезону 2019/2020 року нижче технологічного мінімуму споживання газу[196]. Така ж вимога також містилась у розпорядженні на опалювальний сезон 2018/2019. Не можна виключати, що таке ж правило буде запроваджено для будь-якого наступного опалювального сезону.

Ми також зазначаємо, що така ж заборона припиняти постачання природного газу до ТЕЦ та ТКЕ також діяла з 4 квітня 2020 року до 22 травня 2020 року в рамках спеціальних заходів, запроваджених КМУ у зв'язку із поширенням COVID-19[197].

Існування цієї законодавчої заборони заважає Операторам ГРМ відключати ТЕЦ та ТКЕ, навіть якщо останні накопичують значні борги, здійснюють несанкціоновані відбори природного газу або в будь-яких інших випадках. Коли такі споживачі продовжують отримувати газ без оплати або маючи непогашену заборгованість, це завдає збитків Операторам ГРМ та/або ОГТСУ, беручи до уваги, що весь обсяг несанкціонованих відборів природного газу споживачами включається до алокації відповідного Оператора ГРМ або ОГТСУ (для Прямих споживачів)[198].

Отже, якби Оператори ГРМ купували природний газ для збалансування своїх ГРС, вони б накопичували збитки. Щоб компенсувати відбір природного газу ТЕЦ/ТКЕ, Оператори ГРМ можуть відбирати природний газ із ГТС, замість того, щоб купувати його на відкритому ринку. В результаті цих дій, збитки перекладаються на ОГТСУ, що погіршує проблему несанкціонованих відборів.

Окрім того, українське законодавство також містить заборону відключати побутових споживачів від комунальних послуг (включаючи постачання тепла та природного газу) під час карантинних заходів, введених КМУ у зв'язку із поширенням COVID-19, та протягом 30 днів після його закінчення[199]. Ця заборона також може потенційно негативно впливати на Операторів ГРМ/ТКЕ, які не можуть відключити споживачів через несплату за відповідні комунальні послуги.

3.3.3. Заборона банкрутства

У разі виникнення великих сум неврегульованої заборгованості та технічної неплатоспроможності Операторів ГРМ/ТКЕ, порушення справи про банкрутство могло б бути одним із основних варіантів отримання кредиторами (наприклад, ОГТСУ або постачальниками) від Операторів ГРМ або ТКЕ платежів за договорами транспортування або купівлі-продажу.

[196] Пункт 2 Розпорядження Кабінету Міністрів України «Про деякі питання опалювального періоду 2019/20» № 921-р від 29 вересня 2019 року.
[197] Постанова КМУ «Про запобігання поширенню на території України гострої респіраторної хвороби COVID-19, спричиненої коронавірусом SARS-CoV-2» № 211 від 11 березня 2020 року (набирає чинності з 21 травня 2020 року).
[198] Пункт 7, розділ 6, Глава XII Кодексу ГТС.
[199] Підпункт 3 пункту 3 розділу II Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України, спрямованих на запобігання виникненню і поширенню коронавірусної хвороби (COVID-19)» № 530-IX від 17 березня 2020 року.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Однак цей варіант не може бути повністю реалізований через певні винятки, оскільки суд повинен відхиляти клопотання про порушення справи про банкрутство компаній паливно-енергетичного комплексу, включаючи Операторів ГРМ та ТКЕ, якщо ці компанії відповідають умовам, передбаченим законодавством.

Закон України «Про заходи, спрямовані на забезпечення сталого функціонування підприємств паливно-енергетичного комплексу» спеціально розроблений для забезпечення сталого функціонування паливно-енергетичних підприємств, включаючи Операторів ГРМ та ТКЕ, у разі, якщо вони мають фінансові проблеми та не можуть погасити свої борги[200].

Для цілей цього закону визначення боргу, зокрема, включає:

- заборгованість за товари, роботи та послуги, спожиті під час здійснення транспортування або постачання енергії, включаючи штрафні санкції;
- заборгованість зі сплати податків, що підлягають сплаті до бюджетів усіх рівнів (державного, місцевого тощо);
- борги, що підлягають сплаті з відповідних бюджетів як компенсація (включаючи пільги та субсидії), не отримані учасниками ринку.

Якщо відповідний учасник ринку хоче взяти участь у процедурі врегулювання заборгованості, передбаченій законом, він повинен подати пакет відповідних документів, а потім зареєструватися у спеціальному реєстрі[201].

Реєстрація відповідного учасника ринку в спеціальному реєстрі є підставою для заборони на його банкрутство. Суд повинен відхилити будь-яке клопотання про порушення справи про банкрутство проти присутніх у реєстрі компаній[202].

Загалом, закон стверджує, що процедура врегулювання чинна до 1 вересня 2015 року[203]. Однак закон також містить спеціальні положення, відповідно до яких державні та комунальні підприємства, а також господарські товариства, у яких частка держави перевищує 50%, можуть реструктурувати свою заборгованість протягом строку до 20 років (із відстроченням платежу до двох років) на підставі відповідної угоди про врегулювання заборгованості[204]. Закон не визначає максимальний термін реструктуризації для інших суб'єктів господарювання.

На основі вищевикладеного, можна обґрунтовано зробити висновок, що законодавець мав намір обмежити дату початку процедури врегулювання боргу (1 вересня 2015 року), тоді як кінцева дата може бути після зазначеної дати (до 20 років або навіть більше). Відповідно, компанії, які розпочали процедуру до 1 вересня 2015 року, все ще можуть бути присутніми в реєстрі.

[200] Частина 1 статті 1 Закону України «Про заходи, спрямовані на забезпечення стійкого функціонування паливно-енергетичних підприємств» № 2711-IV від 23 червня 2005 року.
[201] Частина 1 статті 3 Закону України «Про заходи, спрямовані на забезпечення стійкого функціонування паливно-енергетичних підприємств» № 2711-IV від 23 червня 2005 року.
[202] Частина 7 статті 3 Закону України «Про заходи, спрямовані на забезпечення стійкого функціонування паливно-енергетичних підприємств» № 2711-IV від 23 червня 2005 року.
[203] Пункт 3.4 статті 3 Закону України «Про заходи, спрямовані на забезпечення стійкого функціонування паливно-енергетичних підприємств» № 2711-IV від 23 червня 2005 року.
[204] Пункт 10.1 статті 10 Закону України «Про заходи, спрямовані на забезпечення стійкого функціонування паливно-енергетичних підприємств» № 2711-IV від 23 червня 2005 року.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Закон не передбачає відкритого доступу до реєстру та обмежує список його користувачів[205]. Тому ми не можемо підготувати конкретний перелік суб'єктів, які присутні в цьому реєстрі. Однак можна припустити, що в ньому присутні деякі учасники ринку, прямо чи опосередковано відповідальні за відбори природного газу. Таким чином, така заборона на банкрутство може потенційно ускладнити стягнення боргів зі споживачів та клієнтів ОГТСУ, включених до реєстру, оскільки відповідні кредитори не можуть порушувати провадження у справах про банкрутство щодо таких боржників.

Крім цього, 5 червня 2020 року Верховна Рада України прийняла Закон України "Про внесення змін до Кодексу України з процедур банкрутства", відповідно до якого протягом строку дії Закону України «Про заходи, спрямовані на врегулювання заборгованості теплопостачальних та теплогенеруючих організацій та підприємств централізованого водопостачання і водовідведення за спожиті енергоносії», господарські суди повинні відмовляти у відкритті провадження у справах про банкрутство, якщо боржник включений до реєстру підприємств, які беруть участь у процедурі врегулювання боргу відповідно до цього закону[206].

Зазначимо, що згаданий Закон України «Про заходи, спрямовані на врегулювання заборгованості теплопостачальних та теплогенеруючих організацій та підприємств централізованого водопостачання і водовідведення за спожиті енергоносії» мав на меті, зокрема, врегулювати борги ТКЕ за спожитий природний газ станом на 1 липня 2016 року, які не були сплачені до 31 грудня 2016 року[207].

Закон передбачає 60-місячний строк для врегулювання[208]. Відповідно, процедури врегулювання, які розпочалися 1 січня 2017 року, будуть завершені 1 січня 2022 року, тоді як процедури, розпочаті пізніше, матимуть більш пізню дату закінчення.

Внаслідок прийняття змін до Кодексу України з процедур банкрутства, порушення провадження у справах про банкрутство щодо будь-якого ТКЕ буде заблоковано на час присутності відповідного боржника в реєстрі (тобто на час дії договорів про реструктуризацію заборгованості) та до того часу, поки згаданий закон чинний (залежно від того, яка з умов припиниться раніше). Однак закон не встановлює граничного терміну його чинності, тому, ймовірно, заборона на банкрутство триватиме до виключення такого боржника з реєстру.

ПРОЄКТ

[205] Пункт 3.6 статті 3 Закону України «Про заходи, спрямовані на забезпечення стійкого функціонування паливно-енергетичних підприємств» № 2711-IV від 23 червня 2005 року.
[206] Підпункт 4, пункту 1 Закону України "Про внесення змін до Кодексу України з процедур банкрутства" № 686-IX від 5 червня 2020 року.
[207] Частина 1 статті 5 Закону України «Про заходи, спрямовані на врегулювання заборгованості теплопостачальних та теплогенеруючих організацій та підприємств централізованого водопостачання і водовідведення за спожиті енергоносії» № 1730-VIII від 3 листопада 2016 року.
[208] Частина 2 статті 5 Закону України «Про заходи, спрямовані на врегулювання заборгованості теплопостачальних та теплогенеруючих організацій та підприємств централізованого водопостачання і водовідведення за спожиті енергоносії» № 1730-VIII від 3 листопада 2016 року.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

4. ДЕТАЛЬНИЙ ОГЛЯД ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ

На основі нашого аналізу основних законодавчих та економічних причин, що призводять до несанкціонованих відборів та несплачених небалансів, ми розробили проєкт списку можливих рішень.

Потім ми оцінили доцільність та можливість реалізації таких рішень, перевіривши їх на відповідність нашій гіпотезі про те, як їх впровадження вплине на учасників ринку та фінансову стабільність ОГТСУ. У підсумку, ми провели інтерв'ю з обраними учасниками ринку, щоб з'ясувати суперечливі аспекти та незалежно перевірити наші основні висновки.

На основі вищезазначеної інформації та нашого аналізу ми підготували попередній перелік рішень, який наведено нижче.

Таблиця 7: Короткий зміст запропонованих попередніх рішень

№	Проблема	Рішення	
1.	Невиконання Операторами ГРМ обов'язків з балансування своїх портфоліо	1.1.	Ліцензовані постачальники для ОГРМ
		1.2.	Додаткове рішення: Гарантований постачальник для ОГРМ
2.	Суперечності в режимі ПСО	2.1.	Безумовний режим ПСО
		2.2.	Державна компенсація за виконання ПСО
3.	Проблеми запровадження плати за нейтральність балансування	3.1.	Вдосконалення методології та застосування плати за нейтральність
		3.2.	Надання можливості ОГТСУ купувати/продавати газ на газовій біржі
		3.3.	Послуги тримання газу у трубі
		3.4.	Підвищення короткострокової ліквідності ринку
4.	Різний розмір пені для непобутових та побутових споживачів за прострочення платежів	4.1.	Вирівнювання розмірів пені
5.	Обґрунтованість тарифів (ОГРМ)	5.1.	Коригування методології розрахунку тарифу ОГРМ
		5.2.	Покращення прогнозування виробничо-технологічних витрат при розрахунку тарифу ОГРМ
		5.3.	Зміна підходу до процедури перегляду тарифу
6.	Обґрунтованість тарифів (ТКЕ)	6.1.	Вдосконалення методології розрахунку тарифу для ТКЕ
		6.2.	Надання доцільної та обґрунтованої компенсації з боку місцевих органів влади
		6.3.	Зміна підходу та процедури перегляду тарифу
7.	Облік та норми споживання	7.1.	Встановлення норм споживання для ОГРМ на обґрунтованому та виправданому рівні
		7.2.	Забезпечення 100% комерційного обліку газу в усіх точках
		7.3.	Збільшити здатність ОГРМ здійснювати облік обсягів та енергії у власних мережах
8.	Накопичені борги та джерела покриття штрафних санкцій	8.1.	Забезпечення доцільного рівня прибутковості для покриття штрафних санкцій в рамках чинної методології розрахунку тарифу
		8.2.	Реструктуризація накопичених боргів та штрафних санкцій для ОГРМ
		8.3.	Реструктуризація накопиченої заборгованості та штрафних санкцій для ТКЕ

A member firm of Ernst & Young Global Limited

№	Проблема	Рішення
9.	Відсутність ефективних засобів стягнення заборгованості	9.1. Рахунки зі спеціальним режимом використання для ОГРМ
		9.2. Фінансові гарантії або передоплата за природний газ від ОГРМ/ТКЕ
		9.3. Фінансові гарантії або відповідальність власників за борги ОГРМ/ТКЕ (включаючи муніципальні органи влади)
		9.4. Передоплата за послуги централізованого опалення
		9.5. Спрощена процедура стягнення боргів зі Споживачів ОГРМ та ТКЕ
10.	Заборона відключення газопостачання певним групам захищених споживачів	10.1. Відмова від практики заборони відключень
		10.2. Альтернативне рішення: Тимчасовий мораторій на відключення захищених споживачів згідно із законом
		10.3. Альтернативне рішення: Гарантований Постачальник для Споживачів
11.	Заборона банкрутства	11.1. Тимчасова адміністрація для ОГРМ/ТКЕ за значні порушення
		11.2. Скасування заборон банкрутства
12.	Несанкціоновані відбори	12.1. Виявлення та припинення несанкціонованих відборів ОГРМ
		12.2. Вирішення ситуації з Луганською ТЕС

На основі обговорення попередніх рішень зі Світовим банком та ОГТСУ було вирішено відмовитись від менш релевантних рішень на основі матриці оцінювання та коментарів ОГТСУ, а також альтернативних рішень, які вже охоплені основними рішеннями:

Таблиця 8: Відхилені рішення

Згад.	Рішення	Причина відхилення
1.2	Гарантований постачальник для ОГРМ	Охоплено рішенням щодо Ліцензованих постачальників для ОГРМ
5.1	Вирівнювання розмірів пені	Недостатній вплив на фінансову стабільність ОГТСУ
4.1	Дозволити ОГТСУ купувати/продавати газ на газовій біржі	Було вирішено Верховною Радою України
4.2	Послуги тримання газу у трубі	Недостатній вплив на фінансову стабільність ОГТСУ
8.2	Забезпечення 100% комерційного обліку в усіх точках	Недостатній вплив на фінансову стабільність ОГТСУ
8.3	Розширення можливостей Операторів ГРМ щодо здійснення обліку обсягу та енергії	Недостатній вплив на фінансову стабільність ОГТСУ
10.2	Фінансові гарантії або передоплата за природний газ від ОГРМ/ТКЕ	Недостатній вплив на фінансову стабільність ОГТСУ
10.3	Фінансові гарантії або відповідальність власників за борги	Недостатній вплив на фінансову стабільність ОГТСУ
10.4	Передоплата за послуги централізованого опалення	Недостатній вплив на фінансову стабільність ОГТСУ
10.5	Спрощена процедура стягнення боргів зі споживачів	Недостатній вплив на фінансову стабільність ОГТСУ
11.2	Тимчасовий мораторій на відключення захищених споживачів згідно із законом	Охоплено рішенням щодо безумовного режиму ПСО
11.3	Гарантований постачальник для Споживачів	Охоплено режимами ПОН та ПСО, може вплинути на розвиток ринку
12.2	Скасування заборон банкрутства	Поєднано з рішенням щодо тимчасової адміністрації
13.1	Виявлення та припинення несанкціонованих відборів ОГРМ	Потребує впровадження на місцях відповідними ОГРМ
13.2	Вирішення ситуації з Луганською ТЕС	Потребує переговорів та спеціального механізму, заснованого на політичних домовленостях зацікавлених сторін

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Ми обговорили цей список із відповідними зацікавленими сторонами та розробили оновлений та узгоджений перелік рішень. Також було запропоновано розподілити рішення за кількома групами, що ґрунтуються на основній меті впровадження відповідних рішень. Нижче ми наводимо перелік цих блоків та детальний опис кожного узгодженого рішення:

- Забезпечити належне використання тарифних доходів ОГРМ шляхом введення рахунків із спеціальним режимом використання;
- Змінити модель забезпечення всіх ОГРМ природним газом для власних потреб, запровадивши обов'язкових ліцензованих постачальників, що постачатимуть природний газ для виробничо-технологічних потреб ОГРМ;
- Відмовитися від практики заборони відключень Споживачів, які не виконують зобов'язання та безпосередньо не підпадають під дію ПСО (Постачальнику в рамках ПСО має бути повністю заборонено відключення та припинення постачання природного газу);
- Змінити Положення про покладення спеціальних обов'язків (ПСО) на учасників ринку природного газу, щоб вирішити проблеми з відсутністю безумовного ПСО;
- Привести механізм розрахунку плати за нейтральність у відповідність до особливостей ринку газу в Україні та розпочати щомісячне здійснення розрахунків між споживачами послуг транспортування та ОГТСУ, починаючи з 2021/22 газового року;
- Змінити методологію визначення та розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу та порядок встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання для забезпечення об'єктивності ініціювання перегляду тарифів;
- Розробити та впровадити механізм тимчасових адміністрацій для ОГРМ/ТКЕ за значні порушення;
- Зобов'язати учасників ринку продавати певну кількість видобутого природного газу через товарну біржу;
- Забезпечити перегляд та встановлення обґрунтованих норм споживання газу для побутових споживачів, щоб стимулювати досягнення 100% комерційного обліку;
- Впровадити прозору методологію розрахунку тарифів для ОГРМ та ТКЕ на основі певних стимулів;
- Вирішити проблему накопиченої заборгованості ОГРМ та ТКЕ за допомогою механізмів, які не створюватимуть стимулів для формування нових боргів;
- Забезпечити можливість продажу та придбання природного газу на товарних біржах за участі ОГТСУ, Оператора ГС та ОГРМ для сприяння розвитку ліквідного ринку.

4.1. Забезпечити належне використання тарифних доходів ОГРМ шляхом введення рахунків із спеціальним режимом використання

Опис

Це рішення передбачає впровадження рахунків із спеціальним режимом для ОГРМ, які не підтримують належний рівень розрахунків з ОГТСУ за свої небаланси.

Ми пропонуємо використовувати розподіл доходів з цих рахунків як санкцію для тих ОГРМ, які накопичують великі борги перед учасниками ринку газу, що призводить до значної деформації ринку. Зокрема, усі ОГРМ будуть зобов'язані відкрити рахунки із спеціальним режимом та дохід

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ОГРМ за послуги розподілу буде сплачуватися споживачами та зберігатися на рахунках із спеціальним режимом у призначеному банку. Оплата послуг споживачами на інші рахунки буде заборонена. НКРЕКП зможе застосовувати автоматичний розподіл доходів з цих рахунків для тих ОГРМ, які, наприклад, накопичували борги перед ОГТСУ понад певні пороги, встановлені НКРЕКП. Відповідно, доходи з рахунків із спеціальним режимом будуть автоматично перераховані та розподілені на рахунки ОГТСУ відповідно до методології, прийнятої НКРЕКП. Якщо ОГРМ немає боргу понад порогове значення, автоматичний розподіл не застосовуватиметься, і ОГРМ зможе перерахувати всю виручку на інші свої рахунки. Також буде заборонено накладати стягнення на рахунки із спеціальним режимом або заморожувати операції, що відбуваються через такі рахунки.

Крім того, цей механізм може також передбачати розподіл доходів з рахунків ОГРМ зі спеціальним режимом між іншими учасниками ринку газу (наприклад, Постачальниками природного газу, іншими значними контрагентами ОГРМ, перед якими ОГРМ можуть накопичувати великі борги).

Перелік поточних рахунків із спеціальним режимом буде подано до НКРЕКП для затвердження. ОГРМ повинні будуть поінформувати своїх Споживачів про відкриття рахунків зі спеціальним режимом у строк, встановлений відповідним законом. Банки, що управляють рахунками із спеціальним режимом, визначатимуться КМУ. КМУ також визначить процедуру відкриття та закриття таких рахунків.

Практика ЄС

Для цього рішення ми не знайшли жодної підходящої практики та відповідних норм у праві ЄС. Ми припускатимемо, що таке рішення не використовувалось в ЄС, оскільки ОГРМ там зазвичай підтримують належний рівень розрахунків зі своїми контрагентами.

У той же час нам відома позиція CEC з цього питання, викладена в його коментарях щодо Законопроєкту № 3800[209]. CEC заявив, що це рішення може сприяти зменшенню боргів перед ОГТСУ, спричинених неоплаченими небалансами та несанкціонованими відборами природного газу.

Однак CEC зазначив, що запропоновані зміни до статті 40 мають забезпечити, що Регулятор повинен мати контроль над визначенням боргів та їх співвідношенням з передбачуваним доходом та з обсягами для покриття ВТВ за договором та втратами у системі розподілу, а також співвідношення між отриманими та перерахованими коштами. Зміни до Закону про ринок газу повинні забезпечити, щоб лише заборгованість, визначена як заборгованість за ВТВ та втрати, повинна бути заблокована та погашена зі спеціальних рахунків, а не заборгованість, спричинена несплаченими відборами ТКЕ (що раніше складало велику частину несанкціонованих відборів).

Загалом ми підтримуємо таку позицію CEC. Однак ми зазначаємо, що впровадження розмежування неоплачених відборів ТКЕ у загальній сумі боргів за технологічне споживання може бути складним для впровадження. Для цього може знадобитися розробка додаткових механізмів для обміну інформацією між ОГТСУ, НКРЕКП та банками, де відкриті рахунки ОГРМ зі спеціальним режимом, які повинні бути включені до методології розрахунку та розподілу доходів, прийнятої НКРЕКП.

[209] Коментарі до проєкту Закону України про внесення змін до Закону України "Про ринок природного газу" щодо забезпечення фінансової стабільності на ринку природного газу від 24 листопада 2020 року.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Впровадження

Наразі ми розуміємо, що рахунки із спеціальним режимом мають бути запроваджені Законопроєктом № 3800 "Про внесення змін до Закону про ринок газу щодо забезпечення фінансової стабільності на ринку газу" від 6 липня 2020 року, який наразі знаходиться на розгляді у Парламенті.

У той же час ми пропонуємо розширити перелік потенційних одержувачів коштів зі спеціальних рахунків, на даний момент передбачених Законопроєктом № 3800. Розширення цього переліку із додаванням інших потенційних контрагентів ОГРМ, які займаються постачанням природного газу для ВТВ (наприклад, Постачальники природного газу, інші значні контрагенти ОГРМ, які можуть накопичувати велику дебіторську заборгованість від ОГРМ), може дозволити отримати більш широку підтримку серед учасників ринку, а також додатково забезпечити стабільність ринку після впровадження обов'язкових договорів з ліцензованими Постачальниками для ОГРМ (див. рішення 4.2).

До того ж, для забезпечення справедливості застосування цього рішення, ми пропонуємо, щоб автоматичний розподіл з рахунку зі спеціальним режимом використовувався як санкція для тих ОГРМ, які накопичують великі борги перед учасниками ринку газу. Доходи ОГРМ, що не порушують вимоги законодавства, повинні залишатися у їх повному розпорядженні. Для цього потрібно буде внести зміни до Законопроєкту № 3800 до його прийняття.

Крім того, необхідно було б внести відповідні зміни до нормативної бази. НКРЕКП має визначити процедуру та пропорцію розподілу доходів між ОГСУ та ОГРМ, а також врахувати відповідні пропозиції СЕС. Крім того, НКРЕКП має внести зміни до розділу VI глави 6 Кодексу ГРС та включити туди відповідні положення щодо процедури врегулювання відповідно до Договору розподілу.

4.2. Змінити модель забезпечення всіх ОГРМ природним газом для власних потреб, запровадивши обов'язкових ліцензованих постачальників, що постачатимуть природний газ для виробничо-технологічних потреб ОГРМ

Опис

У системах ГРС та ГТС сума вимірюваних надходжень, як правило, не дорівнює сумі вимірюваних[210] відборів кінцевих споживачів для кожного аналізованого періоду часу. Різниця становить дельту системи (також її називають "Δвхід-вихід"), яка має різні експлуатаційні, регуляторні та фінансові наслідки для ОГРМ, що зазнав збитків.

Ця дельта системи може включати виробничі потреби, технічні втрати та комерційні збитки ОГРМ загалом або лише деяких його компонентів. Кожна країна ЄС має різний підхід щодо цих компонентів, і універсального рішення не існує. Будь ласка, ознайомтесь із практикою ЄС у відповідному розділі нижче.

В рамках цього рішення ми пропонуємо включати всі ВТВ ОГРМ (виробничі потреби, технічні втрати та комерційні збитки) в обсяг цього рішення.

[210] Термін "вимірювання" може стосуватися як фізичних вимірювань, так і (у випадках, коли вимірювання відсутні) даних про споживання, отриманих із застосуванням розподілу навантаження (та/або історичних даних).

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Відповідно до цього рішення, усі ОГРМ будуть зобов'язані укладати з Постачальниками договори постачання природного газу щоб отримувати природний газ для ВТВ, тобто ОГРМ практично виступатимуть в ролі звичайних Споживачів для цих цілей.

ОГРМ більше не матимуть права купувати природний газ за договорами купівлі-продажу, як вони роблять це зараз. Кожен ОГРМ матиме свого Постачальника природного газу для ВТВ, який подаватиме відповідні номінації ОГТСУ та буде нести фінансову відповідальність за всі потенційні небаланси, створені відповідними ОГРМ.

Подібно до чинного регулювання відборів Споживачів, Постачальники ОГРМ також матимуть право вимагати відшкодування збитків, пов'язаних з небалансами ОГРМ, у разі наявності таких.

Крім того, ОГРМ більше не будуть укладати Договори транспортування з ОГТСУ, а договірні відносини між ОГРМ та ОГТСУ будуть обмежені технічними угодами. Лише Постачальники будуть укладати Договори транспортування з ОГТСУ. Таким чином, будь-який відбір, здійснений ОГРМ без Постачальника, буде розглядатися як несанкціонований відбір.

Практика ЄС

Детальне врегулювання дельти системи різниться в країнах ЄС, де кожна країна застосовує свій власний підхід, який був історично розроблений і переплітається з іншими частинами відповідної ринкової моделі (тарифні методології, облік кінцевих споживачів, зміна постачальників, модель балансування, принципи вимірювання тощо). Часто правова/регуляторна основа для врегулювання дельти системи не доступна в консолідованому вигляді та/або лише на місцевих мовах, крім того, дуже мало даних, що публікуються з цього приводу ОГРМ (або іншими учасниками ринку) – якщо такі є.

Таким чином, найціннішим джерелом інформації з цього питання є недавнє дослідження, проведене Радою європейських регуляторів з енергетики (РЄРЕ) і опубліковане в липні 2020 року[211]. У цьому дослідженні РЄРЕ провела опитування серед європейських національних регуляторів (включаючи країни-члени ЄС плюс Норвегія) про те, як проблема дельти системи відображається в моделі та регулюванні національного ринку газу.

Результати цього дослідження узагальнені нижче, з приділенням основної уваги, зокрема, таким аспектам:

- процедурі розрахунку та балансуванню для дельти системи, задіяним функціям ринку та впливу на кінцевих споживачів у різних європейських країнах; а також
- різним методологіям розрахунку (наприклад, для кількісної оцінки відборів) у різних європейських країнах.

[211] Доступ за посиланням: https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5b5c6eca-76fc-77a4-7320-68ad3150faf3.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Основні результати дослідження РЄРЕ "Delta In-Out" 2020 року

РЄРЕ виявила, що у всіх 19 країнах, які взяли участь в опитуванні (крім Норвегії), існують регуляторні механізми з врегулювання дельти системи. Однак:

- Наразі не існує підходу, який був би загальноприйнятим і, таким чином, міг би бути виділений як приклад найкращої практики.
- Дискусії щодо того, який підхід слід обрати, досі тривають у багатьох країнах, і дослідження підкреслює, що декілька країн розглядають можливість перегляду та вдосконалення поточних систем.

Тим не менше, протягом останніх років спостерігається тенденція у напрямку підходу, коли витрати на дельту системи переходять від постачальників на ОГРМ та їх кінцевих споживачів (така система існує в Данії, Угорщині та Іспанії, і нещодавно була прийнята в Нідерландах та Італії, результати якої національні регулятори визнали сприятливими).

Існує два основних варіанти розрахунку відборів за формулою небалансу користувачів мережі:

№	Варіант	Опис
1.	Варіант 1 "висхідний"	Витрати обчислюються за допомогою висхідного підходу, шляхом додавання реальних вимірювань або - за необхідності - значень розподілу навантаження кінцевих споживачів.
2.	Варіант 2 "низхідний"	Відбори обчислюються шляхом розподілу загального надходження в мережу ОГРМ (протягом відповідного періоду часу) до замовників, які постачають кінцевих споживачів (де розподіл між різними замовниками здійснюється за заздалегідь визначеним критерієм, наприклад, частка у вимірюваному споживанні).

Існує чотири основних підходи, прийнятих національними регуляторами для управління витратами, пов'язаними з дельтою системи, як показано в наступній таблиці:

№	Підхід	Країна
1.	Дельта системи розподіляється Оператором ГТС (або суб'єктом балансування) на замовників за певними критеріями. Отже, замовники повинні (окрім певних винятків) самостійно закуповувати свою частку дельти системи та нести відповідні витрати.	Австрія (планується розподіл витрат на кінцевих споживачів[212]), Бельгія
2.	Дельта системи закуповується Оператором ГТС (або суб'єктом балансування). Витрати розподілені між замовниками, що розглядається як частина витрат на балансування[213]. Замовники несуть витрати, але їх розподіл кінцевого споживання не змінюється (як у підході 1 вище).	Естонія, Німеччина, Італія, Латвія, Словенія, Іспанія (планується розподіл витрат на кінцевих споживачів[214]), Португалія
3.	Дельта системи закуповується відповідним ОГРМ. Витрати розподіляються між кінцевими споживачами через тарифну складову.	Данія, Ірландія. Угорщина. Польща, Швеція
4.	Дельта системи закуповується Оператором ГТС. Витрати розподіляються безпосередньо між кінцевими споживачами через тарифну складову.	Чеська Республіка

[212] Нещодавно Австрія вирішила змінити свою поточну систему, зміни наберуть чинності до квітня 2022 року. Детальніше див. у наступному розділі.
[213] Наприклад, у Німеччині.
[214] Розподіл витрат переходить від постачальників до ОГРМ.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Приклад - Австрія

Нещодавно Австрія розпочала перехід до системи, за якою витрати на дельту системи перейдуть до кінцевих споживачів за допомогою мережевих тарифів (зміни набудуть чинності до квітня 2022 року).

До цього часу ці витрати розподіляються на користувачів мережі на розсуд ОГРМ або за підходом залишкового балансування ("Restlastver-fahren"), або за підходом "відповідальної особи" ("Differenzbilanzierung").

Підхід **залишкового балансування** спрямований на розподіл дельти системи серед усіх користувачів мережі системи конкретного ОГРМ шляхом:

- загального розподілу ОГРМ у точках надходжень: виміряні величини входу мінус зміни об'єму газу);
- загального добового споживання ОГРМ знизу вгору ("лічильник 1 на виході" + "лічильник 2 на виході" + "лічильник 3 на виході", тощо): сума вимірювань для недобових облікованих (розподіл навантаження) та добових облікованих кінцевих споживачів;
- помилки залишкового балансування ОГРМ: результат кроку 1 мінус результат кроку 2;
- частки добового споживання на користувача мережі (добова квота): добові вимірювання для кінцевих споживачів мережі X, поділені на загальне добове споживання у відповідній ГРС;
  - Примітка: цей підхід відрізняється від застосування в деяких країнах ЄС фіксованих коефіцієнтів збитків, які однаково застосовуються до всіх користувачів мережі.
- розподілу помилки залишкового балансування на користувача мережі: постійна величина на годину, що відповідає добовій квоті користувача мережі, помноженій на помилку залишкового балансування.

Підхід "**відповідальної особи**" спрямований на розподіл дельти системи для поточного Постачальника/замовника шляхом:

- розподілу загального добового споживання між іншими користувачами мережі на основі висхідного підходу ("лічильник 1 на виході" + "лічильник 3 на виході" + "лічильник 5 на виході", тощо);
- розподілу різниці між "лічильником на вході" (вимірюваними величинами входу мінус зміни об'єму газу) та висхідним розподілом для постачальників до чинного постачальника/замовника.

В обох підходах деякі компоненти паливного газу/втрати (наприклад, у пунктах обліку, де ОГРМ є кінцевим споживачем) можуть бути безпосередньо розподілені між постачальниками або балансовим рахунком ОГРМ, але залишковий дельта системи повністю розподілений користувачам мережі.

Інші приклади

- У Сполученому Королівстві технічні втрати покриває так званий Постачальник усадки. Функції Постачальника усадки можуть бути покладені на Оператора ГТС або ОГРМ (для балансування

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ГТС та ГРС відповідно). Постачальник усадки має право придбавати природний газ для ВТВ на ринку[215].

- У Чеській Республіці ОГРМ розглядаються як споживачі для цілей постачання газу для ВТВ.[216] Оператор ринку виставляє рахунки ОГРМ на плату за весь газ, спожитий у ГРС, на основі фактичних ринкових цін[217].

На основі цього ми розуміємо, що кожна країна обирає найдоцільніший підхід, що ґрунтується на особливостях її ринку та поведінки учасників ринку.

Впровадження

Впровадження цього рішення вимагає внесення змін до Кодексу ГРС. Чинну норму, що дає право ОГРМ купувати природний газ у його власників на регулярній основі, слід замінити положенням, яке зобов'язує ОГРМ укладати договори постачання природного газу з Постачальниками. Певні роз'яснення також можуть бути додані до Кодексу ГТС, щоб передбачити, що ОГРМ розглядаються як Прямі споживачі у випадках, коли вони купують природний газ для ВТВ у Постачальників. Закон про ринок газу також може потребувати деяких змін, якщо Регулятор вирішить, що його положення потребують уточнення (наприклад, щодо співвідношення визначень термінів "постачальник", "поставка", "замовник", "оптовий покупець/продавець" тощо, та щодо того, чи ці визначення та відповідні норми Закону про ринок газу будуть функціонувати належним чином і не порушуватимуть права та обов'язки ОГРМ та концепцію Ліцензованих Постачальників для ОГРМ загалом) до введення цієї концепції до Кодексу ГРС та Кодексу ГТС.

Окрім вищезазначеного, механізм договірних відносин між ОГРМ та ОГТСУ слід ретельно дослідити та переглянути, враховуючи, що між ОГРМ та ОГТСУ більше не діятиме підписаний Договір транспортування. Зокрема, потрібно розглянути такі питання: доступ до інформаційної платформи ОГТСУ, протоколи обміну інформацією, відповідальність ОГРМ та ОГТСУ, вирішення питання несанкціонованих відборів (якщо такі трапляються, наприклад, якщо ОГРМ втрачає свого Постачальника).

Крім того, для забезпечення безперервного та безперебійного постачання природного газу для ВТВ ОГРМ до Кодексу ГТС та Правил постачання можуть бути внесені певні зміни, щоб чітко передбачити, що всі ОГРМ, які втрачають свого Постачальника, автоматично передаються ПОН. Однак це рішення слід запровадити з обережністю та враховуючи стабільність ринку. Безумовний перехід усіх ОГРМ до ПОН може призвести до накопичення значних непогашених боргів ОГРМ на ПОН та потенційно подальшої неплатоспроможності останнього.

[215] Підпункт 2, пункт 2, глава 4, розділ N Основного транспортного документу Уніфікованого мережевого кодексу, доступ за посиланням: https://www.gasgovernance.co.uk/UNC.
[216] Пункт 6, розділ 3 Правил ринку газу, доступ за посиланням: https://www.eru.cz/documents/10540/467627/370_PodlePDFnaWebu+AJ.pdf/df7a09e9-2d9f-4bce-9cfa-7ff820878644.
[217] Пункт 3, розділ 35 Правил ринку газу.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

4.3. Відмовитися від практики заборони відключень Споживачів, які не виконують зобов'язання та безпосередньо не підпадають під дію ПСО (Постачальнику в рамках ПСО має бути повністю заборонено відключення та припинення постачання природного газу)

Опис

Це рішення передбачає відмову від заборони відключення Споживачів, які не підтримують належний рівень розрахунків і безпосередньо не підпадають під ПСО (постачальнику в рамках ПСО має бути повністю заборонено відключення та припинення постачання природного газу).

КМУ раніше вже вводив різні заборони на відключення Споживачів газу. Деякі із цих заборон містили прогалини у регулюванні, що призвели до конфліктів між Постачальниками, ОГРМ та ОГТСУ. Щоб уникнути цієї проблеми в майбутньому, КМУ повинен взагалі відмовитись від практики введення таких заборон або обмежити її випадками, коли відповідний постачальник призначається для цілей ПСО (що має бути безумовним, як ми описали в рішенні 4.4.1). Тим часом будь-які інші заборони застосовувати не можна, оскільки це призводить до відсутності механізмів впливу, подальших порушень з боку Споживачів та загальної дезорганізації ринку газу. Ми розуміємо, що це питання, справді, може бути пов'язане з деякими соціальними/політичними аспектами, однак, їх слід вирішувати не шляхом порушення функціонування газового ринку, а скоріше шляхом впровадження комплексних рішень, спрямованих на вирішення початкової проблеми платіжної дисципліни Споживачів. Якщо застосовується механізм ПСО, за нього повинна надаватися відповідна компенсація від держави, як це передбачено Законом про ринок газу (див. рішення 4.4.2 нижче).

Практика ЄС

У країнах ЄС відключення є одним із заходів впливу, який можна застосовуватися до споживача, який не здійснює оплату на регулярній основі. Однак, в рамках нашого аналізу, ми виявили один випадок, коли можливі певні винятки:

- В Угорщині ОГРМ можуть відключити Споживача у разі невиконання будь-якого з його договірних зобов'язань, якщо Споживач не має чинної угоди про алокацію та/або договору постачання природного газу[218].
- Однак угорське законодавство надає виняток соціально важливим структурам та вразливим споживачам. Відповідно до цієї норми соціально важливі підприємства можуть вимагати від постачальників та ОГРМ надання їм звільнення від процедури відключення на підставі несвоєчасної оплати. Мораторій на відключення може охоплювати період, визначений Споживачем, який не повинен бути довшим за період між 15 жовтня поточного року та 15 квітня наступного року[219]. Під час мораторію постачальникам та ОГРМ не дозволяється відключати Споживача[220]. Однак вони зберігають за собою право забезпечити виконання своїх вимоги в суді. Як ОГРМ, так і постачальник не можуть передавати борги таких Споживачів іншим Споживачам.

[218] Абзац д), частина 1, стаття 16 Закону XL від 2008 року про постачання природного газу, доступ за посиланням: https://erranet.org/wp-content/uploads/2017/10/Gas-ActGovermental-Decree-Hungarian.pdf.
[219] Частина 1, стаття 64/A Закону XL від 2008 року про постачання природного газу.
[220] Частина 4, стаття 64/A Закону XL від 2008 року про постачання природного газу.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Однак ми не вважаємо цей випадок прикладом найкращої практики, оскільки ми не виявляли подібних випадків в інших юрисдикціях в рамках нашого дослідження.

Впровадження

Це рішення вимагає від КМУ не застосовувати будь-яких інших заборон щодо відключення Споживачів, які не здійснюють оплату на регулярній основі, за винятком споживачів, на яких безпосередньо поширюється режим ПСО з достатньо обґрунтованих причин.

4.4. Змінити Положення про покладення спеціальних обов'язків (ПСО) на учасників ринку природного газу, щоб вирішити проблеми з відсутністю безумовного ПСО

4.4.1. Безумовне ПСО

Опис

Чинний режим ПСО наразі є умовним, що створює свого роду деяку суперечність у законодавчій базі та призводить до неоднозначного тлумачення.

Наразі постачальник, на якого покладено спеціальні обов'язки (Нафтогаз), несе зобов'язання постачати природний газ ТКЕ до 1 травня 2021 року (за умови належного рівня розрахунків відповідної ТКЕ)[221]. Однак він все ще має право виключити їх зі свого реєстру споживачів і фактично припинити постачання природного газу, якщо ТКЕ не підтримує належного рівня розрахунків.

Однак, КМУ вже впроваджував заборону відключення ТКЕ, що практично призвело до ситуації, коли Нафтогаз призупинив постачання та виключив відповідних суб'єктів зі свого реєстру споживачів, у той час як ОГТСУ та ОГРМ було прямо заборонено відключати відповідні ТКЕ. Унаслідок цього, ОГРМ фактично здійснювали постачання природного газу для цих споживачів, що явно суперечить вимогам до відокремлення та завданням операторів мережі, які вимагають чіткого відокремлення функцій постачання та розподілу/транспортування, і призвело до накопичення значних небалансів для ОГТСУ. Незважаючи на відсутність такої заборони зараз, немає гарантій, що її не буде введено в майбутньому знову, як це неодноразово робилося раніше.

Як ми вже зазначали вище, поточний режим ПСО буде діяти до 1 травня 2021 року. Після цього режим ПСО має закінчитися, а КМУ не повинен продовжувати його далі, оскільки режим ПСО суттєво порушує функціонування ринку. У ЄС не існує загальноприйнятої практики застосування ПСО в таких масштабах. Однак до закінчення терміну дії поточного ПСО, воно повинно бути врегульоване належним чином.

ОГТСУ розглядає ПСО, що не є безумовним (тобто, коли постачальник ПСО може припинити постачання за певних умов), як одну з основних причин накопичення дуже великих сум неоплачених небалансів ОГРМ, створених внаслідок відборів ТКЕ та пропонує зобов'язати постачальника в рамках ПСО постачати природний газ ТКЕ та іншим соціально важливим установам, незалежно від рівня розрахунків таких Споживачів. Це рішення усуне неоднозначність у Положенні про ПСО та можливі неправильні тлумачення, які в даний час призводять до створення негативних системних небалансів та фінансових збитків для ОГТСУ.

[221] Пункти 3 та 11 Положення про ПСО.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Крім того, враховуючи, що постачальник в рамках ПСО, ймовірно, накопичить певну суму боргів ТКЕ після впровадження цього рішення, йому має бути надана відповідна компенсація з боку держави, як це передбачено Законом про ринок газу (див. рішення **Error! Reference source not found.** нижче). Без належної компенсації з боку держави режим ПСО є несправедливим та одностороннім, оскільки він діє за рахунок постачальника в рамках ПСО. Відсутність компенсації створила значні збитки для Нафтогазу, і тепер він просить у КМУ компенсацію в розмірі 146 мільярдів гривень (приблизно 5,2 мільярда доларів США) станом на кінець 2019 року. Отже, безумовний ПСО повинен вводитися лише разом із встановлення належного механізму компенсації від держави за виконання ПСО.

Впровадження

Впровадження цього рішення вимагає внесення змін до пункту 11 Положення про ПСО. КМУ має внести такі зміни до цього пункту:

- скасувати вимоги щодо мінімального рівня розрахунків або укладення угоди про реструктуризацію боргу (процедура врегулювання заборгованості повинна бути передбачена окремим положенням);
- додати вимогу до Нафтогазу укладати договір з відповідною ТКЕ на її вимогу;
- заборонити Нафтогазу будь-яким чином призупиняти або припиняти постачання природного газу ТКЕ за будь-яких умов до закінчення терміну дії ПСО (включаючи заборону виключення ТКЕ з реєстру споживачів Нафтогазу).

4.4.2. Державна компенсація за виконання ПСО

Опис

Відповідно до Закону про ринок газу, суб'єкт господарювання, який виконує ПСО, має право отримати відповідну компенсацію економічно обґрунтованих витрат після вирахування доходу, отриманого цим суб'єктом від виконання ПСО[222].

Отже, держава повинна забезпечити справедливу та адекватну компенсацію Нафтогазу за постачання природного газу в рамках ПСО. Компенсація повинна покривати збитки, понесені Нафтогазом через нижчу ціну постачання природного газу в рамках ПСО, а також борги ТКЕ. Є два можливих джерела компенсації:

- прямий платіж з державного бюджету;
- непряма виплата доходів, отриманих ОГТСУ від Замовників як оплата послуг транспортування (відповідна компенсаційна частина може бути включена до тарифу на послуги транспортування).

Адекватна та достатня компенсація повинна бути обов'язковим елементом безумовного режиму ПСО (див. рішення 4.4.1 вище), оскільки це забезпечить фінансову стабільність Нафтогазу як постачальника в рамках ПСО та підтримуватиме збалансований підхід до поставок природного газу відповідно до режиму ПСО.

[222] Частина 7 статті 11 Закону про ринок газу.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Впровадження

Для реалізації державної компенсації КМУ має прийняти положення, яке передбачає порядок розрахунку та виплати державної компенсації Нафтогазу (або включити відповідні норми до Положення про ПСО), як наразі вимагається Законом про ринок газу. Якщо компенсація виплачується з тарифних надходжень ОГТСУ, НКРЕКП може включити відповідні зміни до структури тарифу на послуги транспортування.

4.5. Привести механізм розрахунку плати за нейтральність у відповідність до особливостей ринку газу в Україні та розпочати щомісячне здійснення розрахунків між споживачами послуг транспортування та ОГТСУ, починаючи з 2021/22 газового року

Ми розуміємо, що механізм плати за нейтральність та його застосування в Україні може бути додатково проаналізований на відповідність нормам ЄС та найкращому з можливих варіантів його функціонування.

Опис

Одним із ключових принципів балансування ГТС є те, що Оператор ГТС не повинен отримувати фінансових прибутків/зазнавати збитків через дії щодо балансування[223], таким чином залишаючись "нейтральним" відносно цієї діяльності з фінансової точки зору.

Це включає ефективні витрати та доходи внаслідок:

- добової плати за небаланс, тобто через:
  - купівлю/продаж газу у/для користувачів мережі на основі їх добового небалансу за маржинальною ціною купівлі/продажу;
  - плату на основі застосування добових зобов'язань (застосування такої системи не є обов'язковим).
- вжитих заходів з балансування, тобто:
  - купівлю/продаж газу через КСП (як правило: на газовій біржі);
  - використання послуг балансування (щодо яких Оператор ГТС попередньо уклав договір за ринковою процедурою).
- інших причин, пов'язаних з діяльністю з балансування (наприклад, фінансові витрати на придбання газу для балансування, несплата користувачем мережі рахунку за балансування).

Вимога щодо ефективності означає, що Оператор ГТС повинен намагатися досягти найменших витрат при здійсненні балансування, а Регулятор може відхиляти певні витрати (за умови дотримання чинних національних норм), якщо доведено, що Оператор ГТС міг розумно зменшити понесені витрати.

Оскільки пов'язані із балансуванням витрати/доходи ніколи не вирівняються, Оператор ГТС повинен перекладати відповідні прибутки/збитки на користувачів мережі за допомогою окремої **плати за нейтральність**. Ця плата за нейтральність не включатиметься до плати за послуги

[223] Статті 29 та 30 Кодексу з балансування.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

транспортування, плати за небаланс або інших складових виставлення рахунків, а має визначатися окремо в рахунках Операторів ГТС. Зокрема, відповідно до Регламенту 715/2009 та Кодексу з балансування, механізм нейтральності повинен застосовуватися негайно, без проміжного періоду.

Методологія розрахунку плати за нейтральність повинна бути встановлена або затверджена Регулятором і мати такі ключові складові:

- Позиції, які слід включити: хоча загальне правило, згідно з яким Оператор ГТС не повинен отримувати вигоду або ж нести збитки від плати за небаланс, добових платежів, плати за дії з балансування та інших пов'язаних з цим платежів, цілком чітко зазначене в Кодексі з балансування, це не призводить до існування чітких кращих практик включення цих позицій при розрахунку плати за нейтральність. Розрахунок витрат і доходів залежить від особливостей національної моделі балансування/ринку, пов'язаних з цим витрат, які фактично несе Оператор ГТС, та їх охоплення в рамках тарифу на транспортування або інших тарифів. У кожній країні вони різні (і не повністю прозорі) та залежать, наприклад, від:
  - розподілу дельти системи (враховується, зокрема, в Ірландії, Німеччині);
  - відповідальності Оператора ГТС за транспортування обсягів балансування (враховується, зокрема, у Греції);
  - неврахування відповідних адміністративних витрат при розрахунку тарифів (враховується щодо плати за нейтральність, зокрема, у Словаччині);
  - наявності (систематичних) затримок (а отже, фінансування витрат/доходів) у процесі розрахунків (враховується, зокрема, у Словаччині та Німеччині).
  - **Найкраща практика**: витрати/доходи, які слід розглядати, залежать від особливостей відповідної ринкової моделі, із дотриманням принципу щодо врахування всіх витрат та доходів, пов'язаних із балансуванням (включно з випадками несплати з боку користувачів мережі[224]). Отже, неоплачені небаланси можуть бути включені до розрахунку плати за нейтральність.
- Період нейтральності: період, протягом якого має бути досягнута нейтральність. Чим довший період, тим більше перехресного субсидування може відбуватися між різними користувачами мережі, і тим вищими є вимоги щодо врахування фінансових витрат та прогнозів при розрахунку плати за нейтральність.
  - **Найкраща практика**: щомісяця.
- Підхід до розрахунку: виходячи з того, що стаття 29 (1) Кодексу з балансування чітко посилається на "оплату та отримання" платежів щодо балансування та згідно з визначенням плати за нейтральність у статті 3 (3), дві різні точки зору на нейтральність можуть застосовуватися:
  - Розрахунок плати за нейтральність **на основі даних бухгалтерського обліку**, тобто врахування витрат та доходів, як кредиторської та дебіторської заборгованості (незалежно від фактичної виплати), при цьому окремо враховуючи потенційні витрати на фінансування та несплату.
  - Розрахунок плати за нейтральність **на основі грошових потоків (касовий метод)**, тобто врахування фактичних платежів та надходжень, із опосередкованим урахуванням фінансових витрат та можливих несплат.

[224] Стаття 31 Кодексу з балансування.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- На практиці наш аналіз показав, що всі країни дотримуються підходу, в основі якого лежить бухгалтерський облік, і ми не знайшли жодної країни в рамках нашого аналізу з розрахунком плати за нейтральність на основі грошових потоків.
- Ми зазначаємо, що Оператори ГТС в країнах ЄС, як правило, не мають досвіду щодо масштабів неоплачених небалансів, які зараз наявні в Україні. Таким чином, Оператори ГТС в ЄС можуть не надавати перевагу методу бухгалтерського обліку або касовому методу, і, як правило, не враховують наслідки великої кількості неоплачених небалансів для кожного з цих методів. Тому, їх найкращі практики можуть бути не актуальними для України.
- У зв'язку з цим, касовий метод може бути більш ефективним способом розрахунку плати за нейтральність в Україні за теперішніх умов. Це повинно дозволити ОГТСУ проводити розрахунки на основі фактичних надходжень від учасників ринку та розподіляти збитки від неоплачених небалансів. З положень регламентів ЄС ми бачимо, що касовий метод може застосовуватися і не суперечить Кодексу з балансування.
- У той же час зазначимо, що різниця між цими двома методами може стати неактуальною в майбутньому. Беручи до уваги, що фактичне застосування плати за нейтральність в Україні відкладається до 2022 року, і якщо до цього часу будуть впроваджені та доведуть свою ефективність відповідні рішення для усунення проблеми неоплачених небалансів (рахунки із спеціальним режимом для ОГРМ, безумовний режим ПСО, тощо), не повинно існувати суттєвої різниці між застосуванням методу бухгалтерського обліку або касового методу .
- **Найкраща практика**: на основі бухгалтерського обліку.
- **Рекомендація**: якщо питання проблемних відборів не буде вирішено до кінця вересня 2021 року (кінець газового року 2020/2021), НКРЕКП може розглянути можливість тимчасового впровадження касового методу для розрахунку плати за нейтральність з метою вирішення поточних проблем. У той же час, якщо всі рішення будуть впроваджені ефективно та вирішено питання з проблемними відборами, то не буде потреби застосовувати касовий метод, оскільки не буде різниці в розрахунках на основі касового методу та методу бухгалтерського обліку.

- Об'єми для розрахунку плати за нейтральність:
  - У статті 30 (3) Кодексу з балансування зазначається, що плата за нейтральність повинна бути "пропорційною тому, наскільки користувач мережі використовує відповідні точки входу чи виходу або мережу транспортування". Це означає, що всі випадки алокації в точках входу й виходу користувача мережі повинні враховуватися при розрахунку.
  - Однак стаття 30 (6) також передбачає можливість розмежування плати за нейтральність відповідно до "складових балансування та подальшого розподілу відповідних сум серед користувачів мережі з метою зменшення перехресних субсидій".
  - **Найкраща практика**: увесь об'єм транспортування, що належить користувачам мережі (на основі всіх випадків розподілу в точках входу та виходу, окрім віртуальних торгових точок).

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Практика ЄС

Таблиця 9: Впровадження плати за нейтральність в деяких країнах ЄС

№	Країна	Короткий опис	Примітки
1.	Польща en.gaz-system.pl	▶ Період нейтральності: місячний ▶ Позиції: витрати/доходи, пов'язані з платою за небаланс та балансуванням та багатьма іншими позиціями, наприклад витрати на підтримку балансуючої ринкової платформи ▶ Об'єми: пропорційно до об'єму природного газу, що транспортується	—
2.	Литва www.e-tar.lt	▶ Період нейтральності: річний ▶ Позиції: витрати/доходи, пов'язані з платою за небаланс та балансуванням, коригування прогнозованої та фактичної різниці ▶ Об'єми: пропорційно до об'єму природного газу, що транспортується	—
3.	Румунія www.transgaz.ro	▶ Період нейтральності: місячний ▶ Позиції: витрати/доходи, пов'язані з платою за небаланс та балансуванням ▶ Об'єми: пропорційно до об'єму природного газу, що транспортується	—
4.	Словаччина www.eustream.sk	▶ Період нейтральності: невідомий (з 2017 року) ▶ Позиції: витрати/доходи, пов'язані з платою за небаланс та балансуванням, адміністративні та інші витрати (допустимі витрати за планом) ▶ Об'єми: пропорційно до замовленої потужності (у разі переривання: фактична алокація), помноженої на період	▶ Фіксована плата за нейтральність у розмірі 0,02 євро / МВт-год з рішення регулятора від 2017 року застосовується до тих пір, поки не буде прийнято нового рішення. ▶ Немає інформації про те, як насправді визначалась плата за нейтральність.
5.	Словенія www.plinovodi.si	▶ Період нейтральності: місячний ▶ Позиції: витрати/доходи, пов'язані з платою за небаланс та балансуванням, середньозважена вартість капіталу до оподаткування застосовується до середнього значення кількості природного газу для балансування ▶ Об'єми: пропорційно сумі абсолютної кількості розрахованих небалансів керівників окремих груп з балансування у відповідному місяці	—
6.	Угорщина	▶ Період нейтральності: місячний ▶ Позиції: витрати/доходи, пов'язані з платою за небаланс та балансуванням ▶ Об'єми: пропорційна сумі довгострокових і короткострокових небалансів	На основі 15.2.2.5.2. 4501/2016 МЕКН
7.	Греція www.desfa.gr	▶ Період нейтральності: місячний ▶ Позиції: витрати/доходи, пов'язані з платою за небаланс та балансуванням (включаючи витрати на користування системою транспортування, терміналами *LNG* та сховищами в процесі балансування) ▶ Об'єми: пропорційно до об'єму природного газу, що транспортується	Окрім цього, грецький Оператор ГТС веде окремий облік доходів/витрат щодо операційного газу.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

№	Країна	Короткий опис	Примітки
8.	Франція www.cre.fr	▶ Період нейтральності: місячний ▶ Позиції: витрати/доходи, пов'язані з платою за небаланс та балансуванням, щомісячне усунення залишкових небалансів, проведене в рамках ТГТ *(ALIZES)* ▶ Об'єми: пропорційно до поставлених об'ємів (тобто алокацій в точках виходу ОГРМ та безпосередньо підключених кінцевих споживачів)	—
9.	Ірландія www.gasnetworks.ie	▶ Період нейтральності: місячний з річним узгодженням ▶ Позиції: витрати/доходи, пов'язані з виплатами за небаланс та балансування, витрати на усадку, адміністративні виплати (наприклад, банківські виплати), витрати, пов'язані з участю на торговій платформі та/або адмініструванням (включаючи аудит) рахунку виплат, тощо ▶ Об'єми: кінцева алокація замовників у точках входу/виходу (крім підводних) та виходах до кінцевих споживачів	▶ Принципи нейтральності застосовуються не тільки до балансування, а також, наприклад, до: ▶ планування виплат (застосовується до різниці між номінацією та реномінацією); ▶ надання усадочного газу (охоплює, наприклад, компресорний паливний газ, попередньо нагрітий та необлікований газ). ▶ Різні тонкощі моделі, наприклад щодо щомісячного/щорічного перегляду, питань оплати Замовника та поєднання "виплати кредитів/дебетів" та "внесків, пов'язаних з діями щодо балансування".
10.	Австрія www.e-control.at	▶ Період нейтральності: квартальний ▶ Позиції: витрати/доходи, пов'язані з платою за небаланс та балансуванням, балансуванням мережевих рахунків та створення потенційного резерву ліквідності ▶ Об'єми: пропорційно алокації на виході в точках з'єднання та кінцевих споживачів	▶ Примітка: З 2013 року було лише 3 місяці з ненульовим рівнем нейтральності. ▶ Узгодження здійснюється не з точки зору розрахунку коефіцієнта нейтральності, а щодо алокацій користувачів мережі і, таким чином, плати за нейтральність.
11.	Німеччина www.gaspool.de	▶ Період нейтральності: річний ▶ Позиції: ▶ Частина NDM[225]: частка витрат/доходів, пов'язаних із балансуванням NDM, плата за нейтральність NDM, узгодження NDM, інші витрати/доходи NDM* ▶ Частина IDM[226]: витрати/доходи, пов'язані з балансуванням, плата за небаланс та добові зобов'язання, частка IDM у витратах/доходах, пов'язаних із балансуванням, плата за нейтральність IDM, інші витрати/доходи IDM* * сюди входять неоплати замовників та фінансування рахунку (буфер ліквідності) ▶ Об'єми: пропорційно алокації на виході в точках виходу IDM та NDM відповідно	Німеччина застосовує розділення нейтральності на компоненти *недобових* та *добових вимірів* (добовий розрахунок ключа розділення), оскільки модель алокації *NDM* ґрунтується на розподілі прогнозованої вартості на добу наперед.

[225] Недобові виміри.
[226] Добові виміри.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Поточне впровадження в Україні

Механізм нейтральності для української ГТС в основному визначений у главі 8 розділу XIV Кодексу ГТС:

- Нейтральність складається з
  - комерційних наслідків **добового небалансу**;
  - комерційних наслідків **балансування**;
  - **банківських відсотків** внаслідок фінансового забезпечення Замовників та витрат на ведення рахунку.

З цією метою Оператор ГТС створює окремий рахунок обліку нейтральності балансування. Ставка плати за нейтральність (і плата за нейтральність балансування для Замовників) обчислюється щомісяця.

Розрахунок ставки плати за нейтральність балансування:

- $\text{СПН} = \frac{\text{ВТ}-\text{ДХ}}{\text{СОТ}}$
  - СПН означає ставку плати за нейтральність балансування для газового місяця М [грн / 1000м³].
  - ВТ означає витрати Оператора ГТС за газовий місяць М [грн].
  - ДХ означає доходи Оператора ГТС за газовий місяць М [грн].
  - СОТ означає загальний обсяг транспортування природного газу Замовником за газовий місяць М [тис. м^3].

Розрахунок плати за нейтральність балансування для кожного користувача системи:

- $\text{НП} = \text{СПН} * \text{ОВГ}$
  - НП означає плату за нейтральність балансування Замовника.
  - ОВГ означає обсяг транспортування природного газу Замовника за газовий місяць М у [тис. м^3].

Плата за нейтральність не застосовується до обсягів транспортування природного газу, що транспортується в митному режимі транзиту та митному режимі митного складу.

Особливості підходу до балансування в Україні:

- **Витрати та доходи від добових платежів за небаланс:**
  - Плата за добовий небаланс для портфоліо балансування розраховується шляхом множення обсягу добового небалансу на такі ціни:
    - якщо небаланс негативний (тобто вихід перевищує вхід): маржинальна ціна купівлі;
    - якщо небаланс позитивний (тобто вхід перевищує вихід): маржинальна ціна продажу;
    - для балансування портфоліо із спеціальними обов'язками (ПСО) ціна на газ, що застосовуватиметься, визначається відповідно до постанови КМУ.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- Маржинальна ціна купівлі газу (Замовник купує газ у Оператора ГТС для балансування короткої позиції) розраховується наступним чином:
  - найвища ціна, за якою Оператор ГТС купував будь-які КСП за газову добу D;
  - середньозважена ціна КСП для газової доби D + невелике коригування.
- Маржинальна ціна продажу газу (Замовник продає газ Оператору ГТС для балансування довгої позиції) розраховується наступним чином:
  - найнижча ціна, за якою Оператор ГТС продавав будь-які КСП за газову добу D;
  - середньозважена ціна КСП для газової доби D - невелике коригування.
- Значення невеликого коригування, яке застосовується для визначення ціни врегулювання небалансу, залежить від відсотка обсягу небалансу в загальному вході (для коротких небалансів) або виході (для довгих небалансів) (крім алокацій віртуальних торгових точок):
  - невелике коригування 0% для небалансів нижче межі допустимості 3% (для ОГРМ: 7,5%);
  - невелике коригування 10% для небалансів в інтервалі допустимості 3-5% (для ОГРМ: 7,5% -15%);
  - невелике коригування 20% для небалансів, що перевищують допустимість 5% (для ОГРМ: більше 15%).

- **Витрати та доходи на закупівлю газу для балансування газотранспортної системи:**
  - Закупівля природного газу для ВТВ ОГТСУ та для балансування не відокремлюється і виконується за однаковими процедурами та договорами (нарахування витрат відокремлюється).

- **Строки оплати:**
  - щодо плати за небаланс: Оператор ГТС надає акт добового розрахунку небалансу користувачам мережі до 14-го календарного дня місяця, наступного за звітним. Відповідні платежі повинні бути здійснені до 20-го календарного дня місяця, що настає за звітним. Таким чином, існує затримка близько 30-50 днів для Оператора ГТС, поки він не отримає платіж за небаланс у певний день, незважаючи на фактичні затримки платежів.
  - щодо дій з балансування: наразі Оператор ГТС зобов'язаний дотримуватись умов договору, пов'язаних із балансуванням енергетичних закупівель, які відбуваються на платформі *ProZorro* і можуть відрізнятися для кожної процедури закупівель. Однак обов'язкова вимога щодо публічних закупівель була нещодавно скасована Законом України "Про внесення змін до статті 3 Закону України "Про публічні закупівлі" щодо закупівель природного газу" № 1021-IX від 2 грудня 2020 року (раніше відомий як Законопроєкт № 3176), що набув чинності 23 січня 2021 року, що дозволяє ОГТСУ купувати/продавати газ на газовій біржі.
  - щодо плати за нейтральність:
    - За газовий роки 2019/2020 та 2020/2021 плата за нейтральність балансування не нараховується і не сплачується.
    - Для газового року 2021/2022 інформація про плату за нейтральність публікується щомісяця, але стягується на користь Оператора ГТС або сплачується ним один раз на рік до 1 січня 2023 року.
    - З газового року 2022/2023 нейтральність нараховується та сплачується щомісяця.
    - Отже, наразі існує розрив у 2 роки, коли Оператор ГТС повинен чекати отримання грошових коштів за механізмом нейтральності, все ще припускаючи своєчасну та

A member firm of Ernst & Young Global Limited

повну оплату після цього перехідного періоду, тому можуть виникнути подальші затримки та/або погіршення.

- **Поточні розрахунки нейтральності ОГТСУ:**

Таблиця 10: Розрахунки плати за нейтральність, здійснені ОГТСУ[227]

Газовий місяць	Балансу-вання: витрати	Балансу-вання: доходи	Врегулювання небалансу: витрати	Врегулювання небалансу: доходи	Всього (негативний =витрати)	Обсяги [внутрішні]	Плата за нейтральність
	грн/млн	грн/млн	грн/млн	грн/млн	грн/млн	м3 /млн	грн/м3
Бер. 20	-1.033	541	-482	815	-159	16.774	**0,0095**
Квіт. 20	-443	80	-74	263	-174	12.596	**0,0138**
Трав. 20	-767	8	-8	377	-388	12.231	**0,0318**
Черв. 20	-1.490	0	0	887	-603	12.066	**0,0500**
Лип. 20	-2.156	0	0	1.522	-634	12.791	**0,0496**
Серп. 20	-878	7	-4	897	23	11.196	**-0,0020**
Вер. 20	-83	21	-10	139	67	3.674	**-0,0182**
Жовт. 20	-314	50	-33	477	180	4.261	**-0,0421**

Наразі застосування плати за нейтральність в Україні відкладено до газового року 2021-2022, а оплата повинна відбутися до 1 січня 2023 року[228].

Загалом, ми розуміємо, що українське регулювання плати за нейтральність відповідає вимогам Кодексу з балансування.

Нещодавно НКРЕКП прийняла нову постанову, що передбачає подальшу гармонізацію Кодексу ГТС з Кодексом з балансування. Зокрема, вона запроваджує положення, що дозволяє НКРЕКП прийняти рішення про неефективність понесених витрат та доходів, отриманих ОГТСУ. У такому випадку ОГТСУ буде зобов'язаний переглянути ставку плати за нейтральність[229].

Однак є ще деякі питання, що, можливо, потребують вдосконалення.

По-перше, потрібно вдосконалити методологію розрахунку плати за нейтральність в Україні.

Хоча основна формула для розрахунку плати за нейтральність подібна до методів розрахунку, що застосовуються у Польщі та Сполученому Королівстві, все ще існують деякі відмінності в розрахунку фінансових збитків ОГТСУ, що є однією із складових формули плати за нейтральність. Таким чином, визначення інструментів балансування, доступних для ОГТСУ, є ключовим питанням для правильного розрахунку плати за нейтральність. Інструменти балансування мають прямий вплив на формування фінансових втрат ОГТСУ, оскільки деякі з них можуть бути дешевшими або дорожчими за інші. Крім того, НКРЕКП зазначає, що методологія розрахунку потребує подальшої модифікації, оскільки добові плати за небаланс, які сплачуються на користь ОГТСУ, не повністю покривають фінансові збитки ОГТСУ.

[227] Доступ за посиланням: https://tsoua.com/kliyentam/zamovlennya-poslug/nejtralnist-balansuvannya/.
[228] Пункт 10, глава 8, розділ XIV Кодексу ГТС.
[229] Пункт 1 Постанови НКРЕКП № 1779 від 30 вересня 2020 року.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

По-друге, українському законодавству щодо плати за нейтральність балансування бракує кількох інструментів та механізмів, передбачених Кодексом з балансування:

- ОГТСУ наразі не може здійснювати торгівлю КСП для ведення діяльності з балансування (Кодекс з балансування розглядає КСП як головний пріоритетний інструмент балансування)[230];
- поточне регулювання управління кредитним ризиком не передбачає ефективного фінансового забезпечення, яке покривало б збитки ОГТСУ у разі невиконання зобов'язань Замовником.

Пропозиції щодо вдосконалення

На наш погляд, наразі норми українського регулювання плати за нейтральність потребують таких змін та доповнень:

- Впровадження ринку КСП, що дозволить ОГТСУ здійснювати ефективне добове балансування. Це також зменшить фінансові збитки ОГТСУ для розрахунку плати за нейтральність (деякі необхідні зміни вже наявні в Законі України "Про внесення змін до статті 3 Закону України "Про публічні закупівлі" щодо закупівель природного газу" № 1021-IX від 2 грудня 2020 року (раніше відомий як Законопроєкт № 3176), що набув чинності 23 січня 2021 року, який дозволяє ОГТСУ купувати/продавати газ на газовій біржі та купувати/продавати газ у розмірі небалансів безпосередньо в учасників ринку, однак, успішне впровадження КСП залежатиме від рішень Регулятора).
- Забезпечення належного механізму управління кредитним ризиком, який би захищав ОГТСУ та учасників ринку від збитків, спричинених несплатою з боку Замовників , включаючи несплату плати за нейтральність.
- Зміна методології розрахунку плати за нейтральність. Зокрема, методологія повинна повністю покривати фінансові збитки ОГТСУ за здійснення дій з балансування. Також методологія має запровадити положення щодо стягнення нарахованої заборгованості за виплату плати за нейтральність з боку Замовників, які не сплачують заборгованість, та врахування відсотків та резервів за безнадійну заборгованість (якщо дотримуватися підходу бухгалтерського обліку). Тимчасово, доки не будуть імплементовані відповідні рішення та не буде вирішено питання з проблемними відборами, може бути запроваджений касовий метод для розрахунку плати за нейтральність.

При відкладенні впровадження плати за нейтральність потрібно враховувати отримані доходи та витрати від діяльності з балансування Оператора ГТС з моменту введення системи добового балансування, якщо ці доходи/витрати не враховуються при розрахунку тарифів Операторів ГТС.

Впровадження

Впровадження будь-яких змін до механізму плати за нейтральність балансування повинно здійснюватися шляхом внесення змін до глави 8 розділу XIV Кодексу ГТС.

[230] Деякі з необхідних змін вже є в Законі України "Про внесення змін до статті 3 Закону України "Про публічні закупівлі" щодо закупівель природного газу" № 1021-IX від 2 грудня 2020 року (раніше відомий як Законопроєкт № 3176), що набув чинності 23 січня 2021 року, який дозволяє ОГТСУ купувати/продавати газ на газовій біржі та купувати/продавати газ у розмірі небалансів безпосередньо в учасників ринку.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Однак впровадження плати за нейтральність варто здійснювати лише після вжиття певних необхідних заходів, що мають передувати застосуванню плати за нейтральність, аби зробити її введення більш плавним і з меншою кількістю негативних зовнішніх ефектів для учасників ринку.

4.6. ЗМІНИТИ МЕТОДОЛОГІЮ ВИЗНАЧЕННЯ ТА РОЗРАХУНКУ ТАРИФУ НА ПОСЛУГИ РОЗПОДІЛУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ПОРЯДОК ВСТАНОВЛЕННЯ ТАРИФІВ НА ТЕПЛОВУ ЕНЕРГІЮ, ЇЇ ВИРОБНИЦТВО, ТРАНСПОРТУВАННЯ ТА ПОСТАЧАННЯ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОБ'ЄКТИВНОСТІ ІНІЦІЮВАННЯ ПЕРЕГЛЯДУ ТАРИФІВ

Опис

Відповідно до Процедури затвердження тарифу та Методології визначення тарифів на розподіл, перегляд тарифу може бути ініційований як Операторами ГРМ, так і Регулятором, якщо будуть дотримані спеціальні умови[231]. Оператори ГРМ[232] мають право ініціювати перегляд тарифу в таких випадках:

- якщо відхилення фактичних обсягів розподілу від передбачених у тарифі більше 5%;
- якщо відхилення фактичних витрат (у результаті підвищення ціни на паливо, сировину та інші матеріали, послуги, а також збільшення фонду оплати праці відповідно до зміни рівня мінімальної заробітної плати) від передбачених у тарифі більше 5%.

НКРЕКП[233] може ініціювати перегляд тарифу в таких випадках:

- зловживання тарифними доходами, включаючи невикористання коштів, передбачених тарифною структурою; неналежне використання коштів, передбачених тарифами; перехресне субсидування між різними видами діяльності; невикористання коштів, передбачених для інвестиційної програми; неналежне використання коштів, передбачених інвестиційною програмою;
- кінець періоду, на який був встановлений тариф;
- надання НКРЕКП неправильної або недостовірної інформації щодо господарської діяльності;
- здійснення діяльності, не пов'язаної із сектором природних монополій;
- відхилення фактичних обсягів розподілу від передбачених у тарифі більш ніж на 5%;
- відхилення фактичних витрат від передбачених у тарифі, але лише в тому випадку, якщо а) таке відхилення було спричинене причинами, що не підлягають контролю Операторів ГРМ; б) таке відхилення призводить до зміни тарифу більш ніж на 5%.

Проблема полягає в тому, що НКРЕКП має право ініціювати перегляд тарифу, але згідно із законом це не є обов'язковим. Наприклад, як згадувалось раніше, тарифи для Операторів ГРМ не змінювалися протягом 2017-2019 років, незважаючи на зміни в обсягах розподілу, вартості природного газу та рівні заробітних плат:

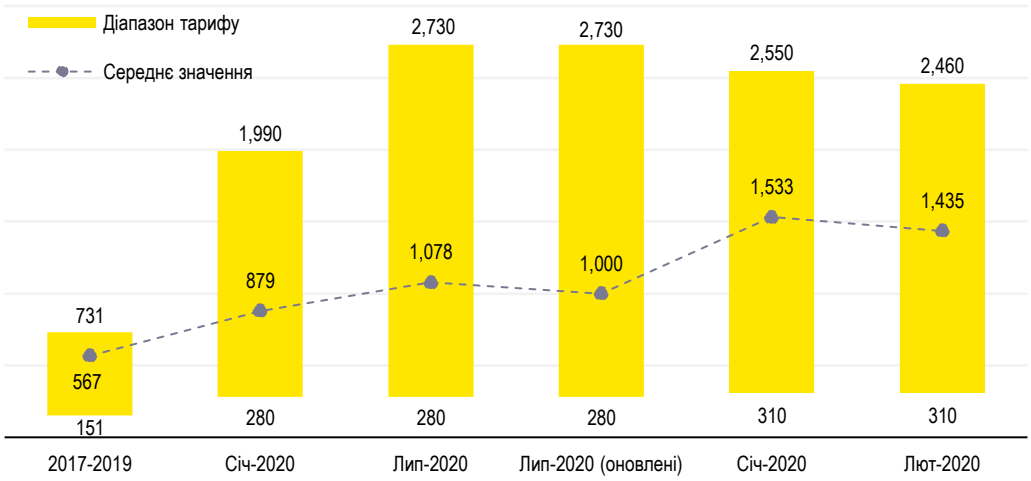
[231] Пункт 4.1 Порядку затвердження тарифів; Розділ VIII, пункту 14 Методології визначення тарифів на розподіл
[232] Пункт 4.2 Порядку затвердження тарифів; Розділ VIII, пункту 15 Методології визначення тарифів на розподіл
[233] Пункт 4.3 Порядку затвердження тарифів; Розділ VIII, пункту 16 Методології визначення тарифів на розподіл

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- Протягом 2017 та 2018 років обсяг розподілу газу для кінцевих споживачів залишався на середньому рівні 27,5 млрд куб. м. У 2019 р. ці обсяги зменшились до 25 млрд куб. м, насамперед через збільшення середньорічної температури та незвично теплу зиму.
- Середньорічна ціна на газ, встановлена Нафтогазом у 2017 році, становила 8 884 грн за тис. м^3. Після зростання на 28,4% у 2018 році ціна досягла 11 408 грн. У 2019 році ціна опустилася нижче рівня 2017 року до 8 156 грн. Щомісячно найвища ціна була встановлена в жовтні-листопаді 2018 року і становила 14 586 грн за тис. м^3 газу. Найнижча ціна була встановлена в серпні-вересні 2019 року - 6 244 грн.
- Середня зарплата в галузі постачання електроенергії, газу, пари та кондиційованого повітря мала щорічний темп росту 28,3% протягом 2017-2019.

Тарифи були переглянуті лише наприкінці 2019 року, коли НКРЕКП прийняла нові тарифи на розподіл на 2020 рік (Постанови № 3014-3057 від 24 грудня 2019 року). Перше збільшення відбулося з 1 січня (в середньому +55,0%), а друге - після 1 липня (додатково +22,7%). Тим не менше, тарифи після 1 липня були переглянуті (Постанови № 1152-1193 від 24 червня 2020 року), а саме: в середньому + 13,8% порівняно з рівнем 1П 2020; -7,2% порівняно з попередньо прийнятими та + 76,4% порівняно з рівнем 2017-2019 років. 16 грудня 2020 р. (Постанови №2450-2468) та 30 грудня 2020 р. (Постанови №2765-2787) в НКРЕКП прийняли нові тарифи для всіх ОГРМ на 2021 рік, які в середньому на 64,8% перевищують діючі протягом 2П2020. Однак після такого підвищення тарифи кількох Операторів ГРМ були значно вищими, ніж середні показники по країні. Тому, 30 січня 2021 р. (приймаючи Постанови №123-135) НКРЕКП переглянула тарифи для 13 ОГРМ, які набули чинності 1 лютого 2021 р. (-14,4% в середньому).

Графік 29. Тарифи Операторів ГРМ, 2017-2021 роки, грн за тис. куб[234]



Відзначимо, що протягом 2020-2021 років Регулятор дещо змінив підхід до перегляду тарифів та зробив його більш прозорим та регулярним. В 2021 НКРЕКП включила додаткову компенсацію для 20 Операторів ГРМ у розмірі 1 279,8 млн. грн[235], яка повинна покривати: 1) недоотриманий протягом 2015-2019 років тарифний дохід; 2) різницю між плановими та фактичними цінами на природний газ, який було закуплено для виробничо-технологічних потреб протягом 2015-2019

[234] НКРЕКП
[235] НКРЕКП. Режим доступу: https://www.nerc.gov.ua/index.php?id=48333&cpage=0

A member firm of Ernst & Young Global Limited

років. Найбільші компенсації отримали Львівгаз (117,0 млн грн), Одесагаз (87,9 млн грн) та Київоблгаз (85,2 млн грн). Враховуючи коригування, чистий ефект від компенсацій дорівнює 1 139.5 млн грн для усіх Операторів ГРМ. Навіть беручи до уваги рішення Регулятора щодо розподілу компенсації протягом найближчих кількох років, щоб вирівняти підвищення тарифів на розподіл, зміна підходу до перегляду тарифів є важливим кроком до покращення фінансового стану Операторів ГРМ.

Тим не менше, економічно невиправданий перегляд на початку 2021 року ставить під сумнів прозорість та надійність процедури перегляду. Хоча зазначені Оператори ГРМ отримають лише 24,6% від загального тарифного доходу усіх Операторів ГРМ на 2021 рік, це створює прецедент для маніпуляцій у майбутньому. Ми розуміємо, що цей перегляд був здійснений лише для Операторів ГРМ з невеликою базою споживачів, і плани уряду щодо об'єднання Операторів можуть бути правильним рішенням, що дозволить врегулювати соціальну напруженість економічно обґрунтованим чином.

Методологія встановлення тарифів для ТКЕ також вимагає додаткових змін. Згідно з Постановою НКРЕКП № 528 від 31 березня 2016 року[236], перегляд тарифу може бути ініційований як ТКЕ, так і Регулятором, якщо дотримані особливі умови. Порівняно з процедурою перегляду тарифів Операторів ГРМ, процедура для ТКЕ не розрізняє випадків, коли перегляд може бути ініційований ТКЕ і коли він може бути ініційований Регулятором, і включає таке:

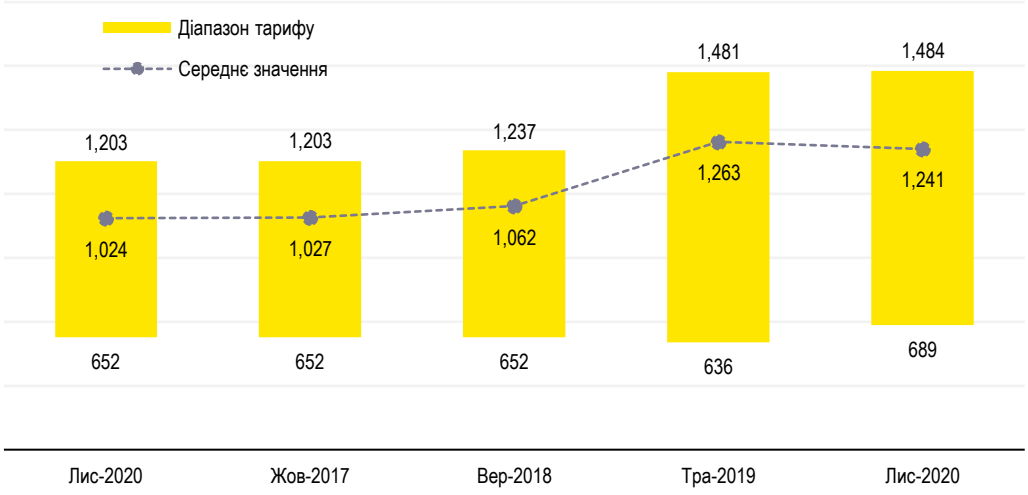
- Якщо відхилення фактичних обсягів від передбачених у тарифі більше 5%;
- Якщо зміни до інвестиційної програми призводять до зміни тарифу більш ніж на 2%;
- Якщо відхилення фактичних витрат (внаслідок зміни оподаткування, фонду оплати праці, підвищення ціни або тарифів на паливо, зміни фінансових витрат або запланованого прибутку) від передбачених у тарифі призводить до зміни тарифу більш як на 2%;
- Невиконання або відсутність затвердженої інвестиційної програми;
- Зміни цін на природний газ, якщо такі зміни призводять до зміни тарифу більш ніж на 2%;
- Нецільове використання коштів, передбачених тарифами;
- Перехресне субсидування між різними видами діяльності;
- Надання НКРЕКП неправильної або недостовірної інформації про підприємницьку діяльність.

Більше того, існують деякі інші відмінності між підходами для Операторів ГРМ та ТКЕ, наприклад, для відхилення витрат: 1) для Операторів ГРМ застосовується перегляд тарифу, якщо фактичні витрати відхиляються від передбачених у тарифі більш ніж на 5%; 2) для ТКЕ застосовується перегляд тарифу, якщо відхилення фактичних витрат від передбачених у тарифі призводить до зміни тарифу більш ніж на 2%. Тим не менш, НКРЕКП є більш гнучкою щодо тарифів ТКЕ у порівнянні з тарифами для Операторів ГРМ - протягом 2017-2020 років Регулятор провів 16 переглядів для ТКЕ (загалом, не кожного разу для кожного ТКЕ).

[236] Пункт 4.2 Постанови НКРЕКП № 528 від 31 березня 2016 р., Доступ за посиланням: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0993-16#Text.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Графік 30. Тарифи ТКЕ для населення, 2017-2021 рр., грн за Гкал[237]



НКРЕКП призначає тарифи кожному ліцензіату на їх обґрунтований запит для кожної групи споживачів: населення, бюджетних установ, релігійних організацій та інших споживачів. З 2016 по 2018 рік тарифи на тепло для населення залишалися на стабільному рівні з подальшим підвищенням у 2019 році. З початку 2019 року тарифи на тепло для населення зростали через підвищення ціни на газ на 23,5% з листопада 2018 року. У грудні 2018 року були затверджені нові тарифи на тепло, що збільшило тариф в середньому на 18,9% (він коливався від 10% до 24% залежно від ліцензіата). Незважаючи на те, що тарифи, встановлені з 1 листопада 2020 року, залишалися на рівні травня 2019 року, можливе подальше підвищення тарифів, пов'язане з подорожчанням газу, на частку якого припадає понад 80% витрат ТКЕ.

Водночас, на початку січня 2021 р. Уряд України розпочав 8 кроків щодо розв'язання тарифного питання та встановлення справедливих правил на ринку газу. В рамках цієї програми, уряд підписав меморандум з місцевою владою щодо тарифів на тепло та гарячу воду, який передбачає відсутність підвищення тарифів до кінця опалювального сезону. Зокрема, меморандум передбачає, що теплопостачальні компанії гарантовано отримають газ для виробництва та постачання тепла протягом усього опалювального сезону 2020-2021. Для цих підприємств передбачається відстрочка в оплаті природного газу та компенсація різниці між ринковою ціною природного газу та ціною, включеною до тарифів на тепло[238]. Такі дії уряду, з одного боку, тимчасово зменшують тарифне навантаження на споживачів, але з іншого боку суперечать ринковим правилам.

Впровадження

Для поліпшення ситуації Регулятор повинен дотримуватися найкращих практик та проводити обов'язковий перегляд тарифів, якщо дотримані спеціальні умови, передбачені чинними підзаконними актами.

[237] Доступ за посиланням: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/teplo/dynamika_taryfy/naselennia/Dynam_taryfy_teplo_naselennia.pdf.
[238] Офіційний сайт КМУ. Режим доступу: https://www.kmu.gov.ua/news/uryad-ta-misceva-vlada-zakripili-v-memorandumi-domovlenosti-pro-nepidvishchennya-tarifiv-na-opalennya-ta-garyachu-vodu-premyer-ministr

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Це може бути підкріплено змінами до пункту 16 розділу VIII Методології визначення тарифів на розподіл, які повинні бути ініційовані та прийняті Регулятором. Ці зміни розмежовуватимуть випадки, коли Регулятор може ініціювати перегляд тарифів (пункти 16.2-16.4 та 16.8 Розділу VIII) і коли Регулятор повинен ініціювати перегляд тарифів (пункти 16.1 та 16.5-16.7), оскільки наразі перегляд тарифу є необов'язковим для всіх випадків.

Незважаючи на те, що загальна ситуація з переглядом тарифів для ТКЕ є цілком позитивною, розумно внести зміни до пункту 4.4 розділу 4 Постанови НКРЕКП № 528 від 31 березня 2016 року та чітко розмежувати права та обов'язки НКРЕКП щодо перегляду тарифів (на даний момент перегляд тарифу є необов'язковим у всіх випадках):

- Положення 1, 2, 3, 5 пункту 4.4 повинні бути обов'язковими для перегляду тарифів Регулятором.
- Інші положення пункту 4.4 можуть залишатися необов'язковими.

4.7. Розробити та впровадити механізм тимчасових адміністрацій для ОГРМ/ТКЕ за значні порушення

Опис

Як ми вже зазначали вище, ОГРМ займають позицію природних монополій в газовому секторі у відповідних регіонах і ця позиція має значний вплив на соціально-економічний добробут держави. Таким чином, з законодавчої точки зору слід забезпечити, щоб ця відповідальність була адекватно відображена в правовій та нормативній базі шляхом:

- визначення жорстких рамок завдань, відповідальності, правил та стандартів;
- визначення повноважень, компетенції та відповідальності щодо їх моніторингу;
- створення належних інструментів правозастосування за допомогою санкцій та штрафів;
- забезпечення адміністративних заходів щодо виняткових та невідкладних проблем (тобто, коли вплив невирішеної проблеми значний та збільшується з часом).

Поточна відповідальність ОГРМ за неправомірні дії з суттєвим порушенням регулювання та відповідні механізми впливу є недостатніми для запобігання порушенням у значному розмірі або їх усунення.

Більше того, через їхній специфічний статус (природні монополії) та їх значення для функціонування газового ринку та соціально-економічного добробуту, наразі, схоже, немає ефективного способу здійснювати вплив на їхні дії або врегулювати їх для досягнення позитивних змін, оскільки обидва наявні жорсткі методи (банкрутство та анулювання ліцензії) призведуть до значних порушень функціонування ринку. Тому, можливо, для цього потрібно розглянути та впровадити нові відповідні юридичні наслідки.

Тимчасова адміністрація для ОГРМ може стати обґрунтованою заміною банкрутству або анулюванню ліцензії в цьому випадку. Вона також має дозволити скасувати чинні заборони щодо банкрутства та уникнути запровадження нових у майбутньому, оскільки не буде потреби в заборонах на банкрутство.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Тимчасова адміністрація означає отримання повного контролю над ОГРМ, призупинення контролю старих власників, введення нового керівництва, яке замінює поточне керівництво ОГРМ, що відбувається на основі рішення відповідного органу, за певних конкретних обставин та протягом обмеженого періоду, для досягнення певної мети (наприклад, фінансової реабілітації ОГРМ/виправлення порушень та забезпечення належного функціонування ОГРМ).

Механізм тимчасової адміністрації для ОГРМ може ґрунтуватися на тих самих принципах і бути дещо процедурно схожим на механізм для банків[239], або активів, заарештованих в рамках кримінального провадження чи вилучених урядом як необґрунтованих[240]. Водночас ці механізми, як правило, використовуються для досягнення дещо іншої мети, ніж мета тимчасових адміністрацій для ОГРМ (стабільність функціонування та фінансова реабілітація ОГРМ). Тому наш акцент тут відрізняється як з точки зору правових аспектів, так і, що більш важливо, їх практичної реалізації.

Для належного розуміння та створення збалансованого механізму тимчасової адміністрації слід ретельно продумати такі питання:

- Хто приймає рішення про введення тимчасової адміністрації?
- Які критерії її введення?
- Як обирається адміністратор?
- Які критерії щодо адміністратора?
- Якими повноваженнями володіє адміністратор?
- Яка відповідальність адміністратора?
- Який очікуваний результат від тимчасової адміністрації?
- На який період вводиться адміністрація?
- Чи слід компенсувати колишньому власнику втрати, що виникли внаслідок тимчасової адміністрації та яким чином?

Нижче ми надаємо наші коментарі щодо кожного з вищезазначених питань:

- **Орган, що приймає рішення**

  Загалом, ми розуміємо, що для банків рішення про віднесення банку до категорії неплатоспроможних приймає банківський регулятор, а саме Національний банк України[241], тоді як рішення про введення тимчасової адміністрації приймає тимчасовий адміністратор, а саме ФГВФО.[242]

  Відповідно до подібного підходу, рішення про тимчасову адміністрацію ОГРМ може прийняти, наприклад:

  - Регулятор;

[239] Закон про ФГВФО.
[240] Закон України "Про Національне агентство України з питань виявлення, розшуку та управління активами, одержаними від корупційних та інших злочинів" № 772-VIII від 10 листопада 2015 року.
[241] Стаття 76 Закону про банки.
[242] Стаття 34 Закону про ФГВФО.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- Регулятор разом із спеціальним органом тимчасової адміністрації;
- Регулятор та КМУ / Міністерство енергетики.

- **Критерії введення тимчасової адміністрації**

  Зважаючи, що, як зазначено вище, механізм тимчасової адміністрації для ОГРМ спрямований замінити неплатоспроможність та анулювання ліцензії, і дотримуючись підходу подібного до того, що застосовується до банків, ми припускаємо, що критерії введення тимчасової адміністрації до ОГРМ можуть включати:

  - заяву ОГРМ про власну неплатоспроможність;
  - порушення кредиторами справи про банкрутство ОГРМ;
  - визначення неплатоспроможності ОГРМ Регулятором;
  - виявлення Регулятором факту неодноразових порушень ліцензійних умов ОГРМ (наприклад, нездійснення балансування своїх портфоліо та/або оплати за дії з балансування ОГТСУ).

- **Вибір адміністратора**

  Наразі адміністрування неплатоспроможних банків та активів, заарештованих/вилучених в рамках кримінального провадження здійснюється спеціальними установою/агентством, уповноваженою/уповноваженим виконувати ці функції відповідно до закону (ФГВФО для банків та Національне агентство України з питань виявлення, розшуку та управління активами, одержаними від корупційних та інших злочинів для відповідних активів). У той же час Агентство має право залучення незалежного професійного адміністратора для певних видів активів, якими здійснюється управління[243]. Подібний підхід може бути використаний для адміністрування ОГРМ.

  - Таким чином тимчасову адміністрацію може бути обрано одним із таких способів:
  - Адміністрацію може здійснювати НКРЕКП (її відповідні посадові особи).
  - ОГРМ можуть управлятися окремим спеціалізованим органом, створеним/уповноваженим відповідно до закону на здійснення тимчасової адміністрації ОГРМ (та, можливо, іншим учасником енергетичного ринку, якщо це доречно). Ми зазначаємо, що створення нового органу може бути занадто дорогим, оскільки ресурсів для фінансування його діяльності може бути недостатньо.
  - НКРЕКП може провести публічний конкурс на призначення професійного адміністратор (компанії чи фізичної особи).
  - НКРЕКП (або КМУ) може покласти зобов'язання здійснювати тимчасову адміністрацію відповідних ОГРМ на конкретну державну або приватну компанію, що має відповідний досвід роботи на ринку газу, з урахуванням вимог про відокремлення[244] (інший ОГРМ, ОГТСУ, тощо).

  Конкретний механізм слід вибирати, зокрема, на основі очікуваної кількості тимчасових адміністрацій на рік, оціночної спроможності уповноваженого адміністратора та необхідних знань.

[243] Стаття 21 Закон України "Про Національне агентство України з питань виявлення, розшуку та управління активами, одержаними від корупційних та інших злочинів" № 772-VIII від 10 листопада 2015 року.
[244] Стаття 39 Закону про ринок газу.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- **Критерії щодо адміністратора**

  Тимчасовий адміністратор повинен відповідати мінімальним критеріям, щоб отримати право на цю позицію. Ці критерії повинні застосовуватися, якщо адміністратор обраний з професійних адміністраторів або наявних учасників ринку (або на основі публічного конкурсу, або рішення відповідного органу), а також якщо відповідальна особа обрана з посадових осіб Регулятора або спеціалізованого органу.

  - Ці критерії, серед іншого, можуть включати таке:
  - наявність необхідних ресурсів та технічних засобів;
  - наявність кваліфікованого персоналу (кваліфікації адміністратора);
  - надійний фінансовий стан (застосовується лише до юридичних осіб);
  - бездоганна ділова репутація;
  - відсутність особистого інтересу та зв'язків із власниками/афілійованими особами ОГРМ, адміністрування якого буде здійснюватися.

- **Повноваження адміністратора**

  Як правило, призначений тимчасовий адміністратор отримує усі функції управління та повноваження (повноваження загальних зборів акціонерів (учасників), наглядової ради та виконавчого органу), усі відповідні документи, керує офісом ОГРМ, тощо. Це потрібно, щоб позбавити власника контролю над ОГРМ. Однак, конкретний механізм і розподіл повноважень можуть відрізнятися.

  Наприклад, ФГВФО має повне та виключне право керувати відповідним банком та приймати всі відповідні рішення. Фонд може зробити це особисто або передати відповідні повноваження уповноваженій службовій особі[245].

  Враховуючи, що процедура вибору адміністратора ще не визначена, нижче ми наводимо перелік варіантів, які ми вважаємо найбільш актуальними для майбутнього розподілу повноважень адміністратора:

  - Якщо тимчасова адміністрація здійснюється Регулятором або спеціалізованим органом, усі відповідні функції управління можуть виконуватись ним та/або делегуватися його посадовим особам. В якості альтернативи ці функції можна розділити на дві групи:
    - виконавчі функції, які можуть виконувати відповідні посадові особи Регулятора (або спеціалізованого органу);
    - виключні повноваження загальних зборів, які може виконувати Регулятор (або спеціалізований орган).
  - Якщо тимчасового адміністратора обрано з учасників ринку або професійних адміністраторів, Регулятор може прийняти рішення про делегування йому лише виконавчих функцій, зберігаючи при цьому повноваження вирішувати питання, що віднесені до виключної компетенції загальних зборів, або делегувати їм усі повноваження з управління.

[245] Частина 5 статті 34 та частина 2 статті 37 Закону про ФГВФО.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- **Відповідальність адміністратора**

  Тимчасовий адміністратор повинен нести відповідальність за збитки, завдані ОГРМ його діями (наприклад, так само, як ФГВФО)[246]. Однак конкретний розмір відповідальності та принципи її розрахунку повинні бути визначені Регулятором.

  Якщо тимчасового адміністратора обрано з учасників ринку чи професійних адміністраторів, відповідні суми та обмеження відповідальності можуть бути передбачені у відповідному договорі про управління.

  Фінансова відповідальність адміністратора може бути застрахована, подібно до відповідальності ФГВФО[247].

- **Очікувані результати від адміністрації**

  Враховуючи, що ОГРМ є природними монополіями в газовому секторі у відповідних регіонах, і ця позиція має велике соціальне значення, їх діяльність не може бути припинена. Таким чином проста ліквідація ОГРМ, до якого введено адміністрацію не є варіантом. Необхідно відновити ефективне функціонування ОГРМ.

  У той же час, з урахуванням можливих критеріїв введення тимчасової адміністрації, можна обґрунтовано стверджувати, що тимчасова адміністрація повинна бути одностороннім механізмом без можливості повернення відповідного ОГРМ колишньому власнику (оскільки на цьому етапі вже відомо, що він вже не зміг відновити нормальне функціонування ОГРМ, що призвело до введення тимчасової адміністрації). Такий же підхід застосовується до випадків тимчасової адміністрації у випадку неплатоспроможних банків[248]. Однак саме рішення щодо того, застосовувати цей варіант або залишити можливість колишньому власнику повернутися на певних умовах (наприклад, якщо вони сприяють фінансовій реабілітації), повинні приймати відповідні зацікавлені сторони.

  Тому адміністрація, загалом, може мати такі результати, подібні до тих, що застосовуються до неплатоспроможних банків[249]:

  - Якщо відповідний ОГРМ може бути фінансово реабілітований, до нього може бути введена тимчасова адміністрація на певний період для досягнення бажаного фінансового стану, а потім він може бути проданий новому власнику на відкритих торгах.
  - Якщо відповідний ОГРМ не вдається фінансово оздоровити, ГРС та інші відповідні активи можуть бути передані новоствореній компанії, яка виконуватиме функції ОГРМ. Потім ця компанія, що, наприклад, створюється та управляється тимчасовим адміністратором, може бути продана новому власнику на відкритих торгах. Тоді первинний ОГРМ може бути ліквідований.

- **Період, на який вводиться адміністрація**

  Період, на який вводиться адміністрація, як правило, залежить від оцінки часу, необхідного для досягнення мети цієї адміністрації. У випадку неплатоспроможних банків тимчасова адміністрація може тривати від декількох днів до двох місяців[250]. Цей термін може бути недостатнім для ОГРМ. Однак слід зазначити, що у випадку неплатоспроможних банків після тимчасової адміністрації, як правило, слідує тривалий період ліквідації банку, який може

[246] Абзац 6 частини 3 статті 16 Закону про ФГВФО.
[247] Частина 3 статті 16 Закону про ФГВФО.
[248] Частина 3 статті 79 Закону про банки.
[249] Частина 2 статті 39 Закону про ФГВФО.
[250] Частина 4 статті 34 Закону про ФГВФО.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

тривати до п'яти років. Отже, належний період має обговорюватися між зацікавленими сторонами, тоді як верхня межа повинна бути включена до закону, щоб дозволити відповідальному органу визначати її для кожного випадку окремо.

- **Компенсація власнику**

  Як ми вже зазначали вище, тимчасова адміністрація може бути одностороннім механізмом без можливості повернення контролю над відповідним ОГРМ його власнику після введення тимчасової адміністрації. У той же час, у цьому випадку тимчасова адміністрація за своїм характером стане подібною до експропріації активу державою. Більше того, неможливо обґрунтовано гарантувати, що рішення про введення тимчасової адміністрації не буде скасовано судом після позову власника.

  Отже, можуть бути передбачені такі варіанти компенсації колишньому власнику ОГРМ:

  - Компенсація вартості ОГРМ. Колишній власник може отримати компенсацію за експропріацію, що дорівнює ціні продажу ОГРМ, після вирахування відповідних витрат та збитків, накопичених ОГРМ під управлінням цього колишнього власника.
  - Відшкодування збитків у разі, якщо рішення про введення тимчасової адміністрації буде винесено судом[251]. Колишній власник може мати право на відшкодування відповідної шкоди, яка була наслідком цього рішення, так само, як і колишні власники неплатоспроможних банків[252] (наприклад, вартість ОГРМ та відповідні збитки за рішенням суду).

Усі вищезазначені питання, разом з відповідними рішеннями, мають бути належним чином розглянуті та обговорені серед зацікавлених сторін до підготовки першої концепції механізму тимчасової адміністрації та її презентації широкому загалу.

Ми зазначаємо, що тимчасова адміністрація, якщо вона буде впроваджена, повинна залишатися крайньою мірою впливу на ОГРМ через серйозні наслідки цього заходу та важливість забезпечення стабільного функціонування ринку. ЇЇ слід застосовувати лише в тому випадку, якщо жоден інший захід не впливає на поведінку відповідного ОГРМ.

Це рішення також може застосовуватися до ТКЕ, враховуючи особливості їх функціонування.

У рамках цього рішення ми також пропонуємо відмовитись від наявної в даний час практики заборони неплатоспроможності ТКЕ (оскільки це призводить до неправомірних дій та відмови виконувати договірні зобов'язання) та замінити її на механізм тимчасової адміністрації.

Враховуючи значну соціальну важливість ТКЕ у відповідних регіонах, Регулятор може застосувати до них процедуру тимчасового адміністрування, що може дозволити здійснити реабілітацію відповідної ТКЕ у разі її неплатоспроможності, або взяти під контроль таку ТКЕ у разі значних порушень.

[251] Зверніть увагу, що судова практика в України інколи демонструє негативні приклади судів, які відміняють рішення щодо тимчасової адміністрації/ліквідації банків. Верховна Ради України навіть прийняла спеціальне законодавство для усунення цієї проблеми. Отже це потрібно враховувати під час розробки механізму тимчасової адміністрації для ОГРМ.
[252] Стаття 79 Закону про банки.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Практика ЄС

Нам відомий принаймні один випадок застосування заходів, подібних за своїм характером до тимчасової адміністрації, в одній із країн ЄС.

В Австрії функціонування ОГРМ вимагає надання дозволу з боку регулятора[253] і повинно відбуватися відповідно до певних вимог (наприклад, якщо можна очікувати, що заявник зможе виконувати свої обов'язки відповідно до австрійського Закону про газ). Після надання дозволу ОГРМ також зобов'язаний управляти ГРС.

Дозвіл може бути припинений за різних обставин, таких як, наприклад, анулювання ліцензії (в першу чергу, якщо умови дозволу вже не виконуються[254]), але що більш важливо, також існує випадок заборони на експлуатацію ГРС[255]:

- Ця заборона на експлуатацію ГРС пов'язана з відносно жорсткими передумовами, тому вона допускається лише у випадку, якщо необхідно або усунути ризики для життя та здоров'я людей, або запобігти серйозній економічній шкоді.
- У такому випадку Регулятор має право призначити іншого ОГРМ для виконання всіх або частин завдань ОГРМ, що вчинив порушення. Не передбачено можливості, що призначений ОГРМ може відхилити таке призначення або відмовитися від нього.
- Завдяки такому призначенню новий ОГРМ повністю отримує права та обов'язки щодо всіх договорів ОГРМ, що вчинив порушення.
- Таке призначення може бути тимчасовим або постійним, наприклад, якщо ОГРМ, що вчинив порушення, не виконує вимогу регулятора щодо усунення причин або очікується, що він загалом не зможе виконувати свої обов'язки згідно із законом.
- З огляду на юридичну ефективність заборони і призначення, та на підставі запиту призначеного ОГРМ, регулятор експропріює ОГРМ, що вчинив порушення, за умови надання належної компенсації та застосування правил експропріації.

Впровадження

На основі наведеного вище опису та досвіду ЄС, відповідні зацікавлені сторони (включаючи КМУ, Регулятора та учасників ринку) повинні обговорити майбутню структуру механізму тимчасової адміністрації, його деталі та спосіб його впровадження.

[253] Стаття 43 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Федеральний Закон про нові правила для сектору природного газу) (Gaswirtschaftsgesetz [Газовий закон] 2011), доступ за посиланням: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811363/GWG2011_Fassung31082020_en.pdf/aea0de39-c0ea-4e16-c4da-3f0232ba85ca?t=1599473627281.
[254] Стаття 53 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Федеральний Закон про нові правила для сектору природного газу) (Gaswirtschaftsgesetz [Газовий закон] 2011).
[255] Стаття 57 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Федеральний Закон про нові правила для сектору природного газу) (Gaswirtschaftsgesetz [Газовий закон] 2011).

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Впровадження цього рішення потребуватиме комплексної розробки процедури тимчасової адміністрації та внесення відповідних суттєвих змін до таких нормативно-правових актів:

Оператори ГРМ	ТКЕ
▶ Внесення змін до Закону про ринок газу; ▶ Внесення змін до Кодексу України з процедур банкрутства № 2597-VIII від 18 жовтня 2018 щодо скасування заборони банкрутства.	▶ Внесення відповідного Розділу про тимчасову адміністрацію до Закону про теплопостачання; ▶ Скасування Закону України "Про заходи, спрямовані на забезпечення сталого функціонування підприємств паливно-енергетичного комплексу" № 2711-IV від 23 червня 2005 року; ▶ Внесення змін до Кодексу України з процедур банкрутства № 2597-VIII від 18 жовтня 2018 року щодо скасування заборони банкрутства.

Крім того, КМУ також повинен затвердити процедуру вибору тимчасового адміністратора. Процедура також повинна визначати критерії, що застосовуються до учасників відбору, та вимоги до відповідних документів, що подаються до НКРЕКП.

4.8. Зобов'язати учасників ринку продавати певну кількість видобутого природного газу через товарну біржу

Опис

Під час обговорення проблеми несанкціонованих відборів та неоплачених небалансів з учасниками ринку вони стверджували, що плата за нейтральність балансування повинна застосовуватися лише після запровадження короткострокового ринку природного газу. Їх позиція полягала в тому, що заходи з балансування та плату за нейтральність балансування слід використовувати лише як крайній захід, коли всі можливі ринкові варіанти балансування портфоліо не працюють, а користувач мережі не може збалансувати своє портфоліо. Цільову модель для режимів балансування, запропоновану EFET, можна обґрунтовано розглядати як приклад для України[256]:

- Первинне балансування системи - користувачам мережі пропонується збалансовувати свої портфоліо як комерційно, так і фізично, використовуючи всі можливі ринкові варіанти, включаючи короткостроковий ринок або товарну біржу.
- Залишкове балансування системи - якщо користувачам мережі не вдається збалансувати свої портфоліо, Оператор ГТС повинен вжити заходів для усунення небалансу. Така цільова модель може підвищити ефективність ринку та загальний добробут суспільства.

Міністерство енергетики України та ОГТСУ вживають заходів у цьому напрямку. Протягом 2020 року було підписано два[257] Меморандуми про взаєморозуміння:

- між УЕБ, СЕС, ЄБРР та Міністерством енергетики України щодо підтримки розвитку біржової торгівлі газом в Україні;
- між СЕС, ОГТСУ, НКРЕКП та Українською енергетичною біржою щодо розвитку короткострокового ринку газу, де основна роль відводилася ОГТСУ.

[256] EFET, вказівки щодо балансування газу, сторінка 2. Доступ за посиланням: https://efet.org/Files/Documents/Gas%20Market/Gas%20balancing%20market/EFET%20FG%20on%20Gas%20Balancing.pdf.
[257] Позиційний документ щодо проектування ринку газу в Україні Енергетичним співтовариством, сторінка 13. Доступний на: Домашня сторінка Енергетичного співтовариства (energy-community.org).

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Як результат, УЕБ вже запустила внутрішньодобовий ринок. Протягом 2020 року на ринку УЕБ[258] гравці продали 2,5 млрд куб. м природного газу (у 6 разів більше порівняно з 2019 роком). У 2020 році Нафтогаз залишався ключовим гравцем на ринку і продав загалом 1,16 млрд куб. м. Позитивною ознакою є те, що УЕБ повідомляє про 83 нових гравців ринку, які протягом року приєдналися до ринку газу. Тим не менше, ліквідність ринку все ще під питанням.

Крім того, 29 грудня 2020 року УЕБ запустила ринок природного газу "на добу наперед". За допомогою цього інструменту учасники ринку зможуть додатково планувати продаж газу в короткостроковій перспективі, що має позитивно сприяти поліпшенню ліквідності ринку[259].

Іншим варіантом, який можна розглянути, є програми стимулювання продажу газу . Згідно з Позиційним[260] документом щодо проектування газового ринку в Україні, виданим CEC від 26 листопада 2020 р., європейські країни зазвичай використовують програми стимулювання продажу газу для таких цілей:

- як інструмент відкриття оптових ринків газу для конкуренції (Сполучене Королівство, Іспанія, Італія);
- як заходи під час антимонопольного провадження (Франція, Німеччина, Австрія).

Зазвичай такі програми пропонують порівняно низькі обсяги порівняно з національним споживанням і реалізуються протягом обмеженого періоду часу (4-5 років). Наприклад:

- Румунія - квота в 30% щодо зобов'язань виробників у 2018 році торгувати природним газом на централізованій біржовій платформі.
- Польща - 55% природного газу необхідно продавати на централізованій біржі.
- Греція - 17% від загального щорічного обсягу імпортера має бути виставлено на аукціон через систему електронних аукціонів.

У той же час такі програми мають набагато більший вплив на форвардні ринки, ніж на короткострокову ліквідність ринку.

Впровадження

Можна розглядати два можливі рішення для збільшення ліквідності короткострокового ринку та можливостей для користувачів мережі збалансувати свої портфоліо ефективніше та з меншими витратами.

Перше рішення – Закон України "Про внесення змін до статті 3 Закону України "Про публічні закупівлі" щодо закупівель природного газу" № 1021-IX від 2 грудня 2020 року (раніше відомий як Законопроєкт № 3176). Як вже зазначалося вище, він дозволить ОГТСУ, Операторам ГРМ та Операторам ГС (а також іншим учасникам ринку, до яких застосовуються вимоги щодо публічних

[258] Офіційний сайт УЕБ. Режим доступу: https://www.ueex.com.ua/presscenter/news/rezultati-torgivli-prirodnim-gazom-na-ueb-2020-zrostannya-ta-vid/
[259] Режим доступу: https://www.ueex.com.ua/presscenter/news/ueb-zapustila-torgivlu-prirodnim-gazom-na-rinku-na-dobu-napered/
[260] Позиційний документ щодо проектування ринку газу в Україні Енергетичним співтовариством, стор. 9. Доступний на: Домашня сторінка Енергетичного співтовариства (energy-community.org).

A member firm of Ernst & Young Global Limited

закупівель) купувати природний газ на товарних біржах. Тим не менше, це підтримуватиме лише сторону попиту.

Для забезпечення такого попиту можна було б реалізувати друге рішення - зобов'язання компаній, що займаються розвідкою та видобутком газу, продавати заздалегідь визначену кількість газу на товарній біржі. Це рішення активно обговорювалось Міністерством енергетики України, але з певними обмеженнями. Згідно з позицією Міністерства, лише ПАТ "Укргазвидобування" (дочірнє підприємство Нафтогазу) повинно буде продавати[261] весь видобутий газ на товарній біржі. Цю пропозицію також підтримує Секретаріат Енергетичного Співтовариства.[262] У той же час, якщо буде вирішено запровадити обов'язковий продаж газу, можна стверджувати, що це було б більш ефективним, прозорим та недискримінаційним, якщо б всі компанії, що займаються розвідкою та видобутком природного газу в Україні, були б зобов'язані продавати заздалегідь визначену кількість добового видобутку на товарній біржі. Така практика є звичною для ринку електроенергії України.

Відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії», з метою забезпечення достатнього рівня ліквідності ринку «на добу наперед», Регулятор має право встановити мінімальну місячну межу обов'язкового продажу на ринку «на добу наперед» електроенергії, виробленої електростанціями та імпортованої учасниками ринку, але не більше 30% їх щомісячних продажів (спочатку граничний мінімум становив 15%, але він був змінений у грудні 2019 року)[263]. Відповідний механізм може бути запроваджений і для ринку природного газу шляхом внесення змін до Закону «Про ринок газу» та Кодексу ГТС.

4.9. Забезпечити перегляд та встановлення обґрунтованих норм споживання газу для побутових споживачів, щоб стимулювати досягнення 100% комерційного обліку

Опис

За інформацією НКРЕКП, станом на кінець 2019 року лише 91% домогосподарств були обладнані комерційними лічильниками газу. Як результат, Оператори ГРМ повинні застосовувати норми споживання, які затвердженій урядом, для визначення фактичного споживання. Тут можна виділити дві проблеми. Перша з них полягає в тому, що відхилення між нормативними та фактичними обсягами призводить до необлікованого споживання. Друга – низький рівень норм створює стимул для домогосподарств уникати або затримувати встановлення лічильників газу, що спотворює цінові сигнали і є важливим кроком для підвищення ефективності.

Протягом 2014-2019 років норми споживання були переглянуті урядом сім разів, оскільки Оператори ГРМ доводили в суді, що такі норми є незаконними (або встановлювалися з порушеннями). За вказаний період норми споживання користувачами з газовою плитою і ЦГВ становили 3,28 - 9,80 м^3 на людину (перша група); для користувачів з газовою плитою без ЦГВ становили 4,50 - 18,30 м^3 на людину (друга група); для користувачів з газовою плитою та газовим водонагрівачем норми становили 9,00 - 23,60 м^3 на людину (третя група).

[261] Офіційний сайт Міністерства енергетики України. Доступ за посиланням: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245493319&cat_id=35109.
[262] Позиційний документ щодо проектування ринку газу в Україні Енергетичним співтовариством від 26 листопада 2020, доступно за посиланням: https://www.energy-community.org/news/Energy-Community-News/2020/11/26.html.
[263] Частина 3 статті 67 Закону України "Про ринок електричної енергії" № 2019-VIII від 13 квітня 2017 року.

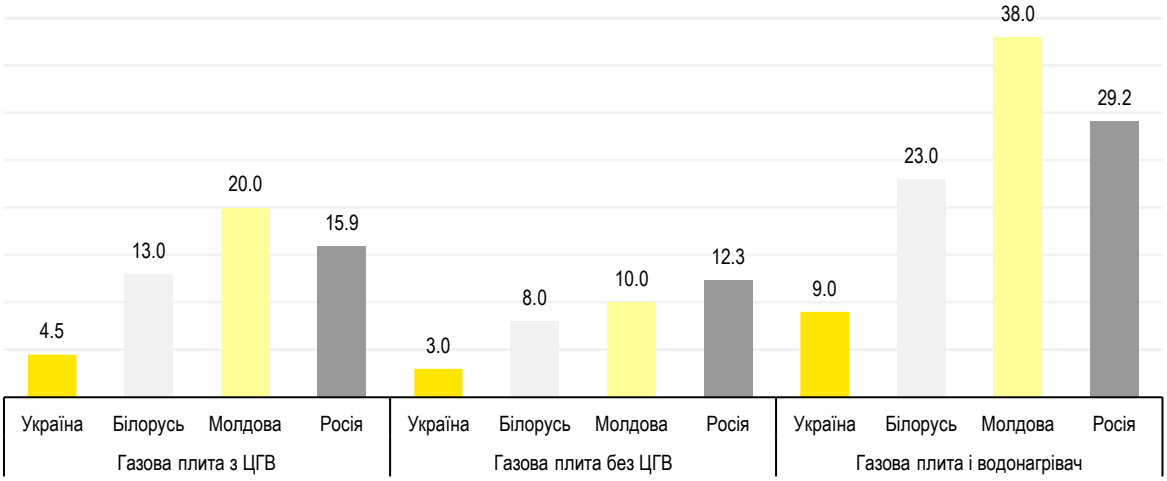
A member firm of Ernst & Young Global Limited

На сьогоднішній день не є досить зрозумілим, які норми споживання є діючими. Відповідно до Постанови КМУ № 143 від 27 лютого 2019 року норми споживання були встановлені на рівні 3,28, 5,39 та 10,49 м^3 на споживача відповідно для першої, другої та третьої груп. Проте рішенням Київського окружного адміністративного суду (справа № 640/13591/19) від 13 лютого 2020 року деякі положення визнано незаконними та недійсними (зокрема, частина, що стосується фактичних норм споживання). Рішення шостого апеляційного адміністративного суду залишило його без змін. Пізніше Верховний суд вирішив відкрити касаційне провадження на підставі касаційної скарги КМУ. Тим часом рішення апеляційного суду залишається в силі, а це означає, що на сьогодні Постанова не повинна застосовуватися. Оскільки остаточне рішення все ще очікується, правовий статус норм споживання незрозумілий.

Впровадження

У поточній ситуації обґрунтований підхід - оновити норми споживання та визначити їх на рівні, який спонукав би споживачів встановлювати лічильники газу. Згідно з інтерв'ю, проведеними з деякими Операторами ГРМ, вони збираються попередньо завершити встановлення протягом 2021 року та наздогнати процес, який був призупинений через COVID-19. При встановленні норм споживання КМУ може також взяти до уваги норми сусідніх країн, які мають подібний клімат та температуру (див. діаграму нижче).

Графік 31. Порівняння норм споживання газу для користувачів без обліку в Україні та сусідніх країнах, куб. м



4.10. Впровадити прозору методологію розрахунку тарифів для ОГРМ та ТКЕ на основі певних стимулів

ОГРМ - Опис

Тарифи для Операторів ГРМ визначається відповідно до методології "витрати +", яка затверджена Постановою НКРЕКП № 236 від 25 лютого 2016 року. Вона передбачає відшкодування обґрунтованих витрат, сплату всіх податків, обов'язкових платежів та бюджетних відрахувань відповідно до чинного законодавства України та запланований прибуток у розмірі, встановленому НКРЕКП. Тим не менш, такий підхід застарів, і його методологічні засади недостатньо стимулюють інвестиції. Оператори ГРМ не мотивовані застосовувати будь-які заходи з підвищення ефективності, спрямовані на зменшення операційних витрат (наприклад, додаткові капітальні

A member firm of Ernst & Young Global Limited

інвестиції на зменшення споживання газу для виробничо-технологічних витрат). Більше того, вони мають стимул навмисно завищувати свої планові витрати, оскільки в цьому випадку Оператори ГРМ отримують більший прибуток в абсолютному вираженні (наприклад, якщо рентабельність прибутку визначається як загальні витрати, помножені на певний відсоток). Щоб уникнути такої ситуації, слід застосовувати стимулююче регулювання, наприклад, підхід що базується на застосуванні регуляторної бази активів (RAB). В Україні він вже запроваджений для послуг з транспортування природного газу та розподілу електроенергії. В Європі RAB регулювання є поширеною практикою для послуг з розподілу природного газу (див. таблицю нижче).

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Таблиця 11. Порівняння тарифних методологій у європейських країнах [264]

Країна	Система	Основні елементи для визначення межі доходу	Тип WACC	Визначення норми рентабельності власного капіталу	Рентабельність власного капіталу до оподаткування	Компоненти RAB	Нормативна база активів (RAB)
Австрія	Стимулююче регулювання / Обмеження ціни	Показники ефективності та загальна компенсація продуктивності, індекс цін мережі та коефіцієнти розширення, WACC, що залежить від ефективності	Номінальний WACC до оподаткування (частка власного капіталу 40%, частка боргу 60%	rE = (номінальна безризикова ставка + бета-ставка x MRP) / (1 - ставка податку)	8,16% (номінально до оподаткування, встановлений у 2017 році, наданий для середньоефективного Оператора ГРМ	Нематеріальні активи та основні засоби за балансовою вартістю	Підхід історичної вартості
Бельгія	Стимулююче регулювання / Обмеження доходу	-	Без використання WACC	Сума номінальної безризикової ставки та премії за ризик	5.76% = (0.90+3.5*0.65)*(1+0.20)*1.513	Основні засоби, оборотній капітал, незавершене будівництво	2.3 млрд євро (2016)
Чехія	Стимулююче регулювання / Обмеження доходу	Допустимі витрати, дозволена амортизація, RAB, WACC	Номінальний, WACC до оподаткування	Сума номінальної безризикової ставки та премії за ризик (премія за ринковий ризик, помножена на бета-фактор)	9,66% = (3,82 + 5,00 * 0,801) / (1 - 0,19)	Основні засоби, незавершені інвестиції, орендовані активи, відсутність оборотного капіталу	RAB базується на переоціненій вартості активів, яка відображається у річній фінансовій звітності.
Естонія	Норма прибутку	1) Змінні витрати 2) Операційні витрати 3) Знос RAB 4) Виправданий дохід RAB	Номінальний WACC до оподаткування	1) Дохідність 10-річної державної облігації Німеччини 2) Естонська премія за ризик 3) Ринкова премія McKinsey 4) Бета	5,73% (1,47+0,78+(0,696*5))	Основні засоби, оборотний капітал, орендовані активи	Історичні витрати
Франція	Стимулююче регулювання / Обмеження доходу	Неконтрольовані та контрольовані витрати, витрати на амортизацію, податки та справедлива націнка	До оподаткування, реальний	Сума реальної безризикової ставки та премії за ризик (премія ринкового ризику, помножена на бета-фактор ризику), помножена на коефіцієнт корпоративного податку	7,5% = (1,6%+5,0%*0,66) / (1-34,43%)	Основні засоби	Історичні переоцінені витрати (з урахуванням інфляції та амортизації)

[264] Звіт CEER щодо звіту про нормативні рамки для європейських енергетичних мереж 2019.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Країна	Система	Основні елементи для визначення межі доходу	Тип WACC	Визначення норми рентабельності власного капіталу	Рентабельність власного капіталу до оподаткування	Компоненти RAB	Нормативна база активів (RAB)
Німеччина	Стимулююче регулювання / Обмеження доходу	Неконтрольовані та контрольовані витрати, показник ефективності TOTEX, премія за ефективність, загальна інфляція та фактор продуктивності у галузях, змінні витрати	Без використання WACC	Сума номінальної безризикової ставки та премії за ризик (премія за ринковий ризик, помножена на бета-фактор), помножена на коефіцієнт корпоративного податку	6,91% = (2,49+3,8*0,83) * 1,225	Основні засоби, оборотні кошти, незавершене будівництво	Збереження для бізнес-активів, капіталізованих до 2006 року, збереження реального капіталу для бізнес-активів з початку 2006 року
Велика Британія	Обмеження доходу на основі норми прибутку з регулюванням на основі стимулів	Визначення / аналіз капітальних та операційних витрат знизу вгору (CAPEX та OPEX) доповнено порівняльним аналізом загальних витрат (TOTEX), міркуваннями щодо ефективності, RAB, WACC, RPI, реальними ціновими ефектами, ефективністю щодо схем стимулювання	Реальний Vanilla WACC	Сума безризикової ставки та премії за ринковий ризик, помножена на бета капіталу	6%, для транспортування газу 6,8%, для розподілу газу 6,7% (усе в реальному вираженні)	Історична інвестиційна база (за вирахуванням зносу, вибуття) та капіталізований елемент загальних витрат у поточному контрольному періоді.	£16,8 млрд
Угорщина	Стимулююче регулювання	Гібридна модель	Реальний, до оподаткування	Сума реальної безризикової ставки та премії за ризик (бета капіталу помножена на премію за ринковий ризик)	6,14% = (0,188+1,689+4,30*0,72(/(1-0,19)	Матеріальні активи	Активи мережі: залишкова вартість заміщення; немережеві активи: історичні витрати.
Латвія	Витрати+	OPEX + CAPEX (Знос + рентабельність капіталу)	До оподаткування, Номінальний	Рентабельність власного капіталу: сума номінальної безризикової ставки та премії ринкового ризику, помножена на бета-фактор ризику.	5,95%	Основні засоби, нематеріальні інвестиції та не включають запаси та незавершене будівництво.	Балансова вартість відповідно до фінансових звітів

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Країна	Система	Основні елементи для визначення межі доходу	Тип WACC	Визначення норми рентабельності власного капіталу	Рентабельність власного капіталу до оподаткування	Компоненти RAB	Нормативна база активів (RAB)
Нідерланди	Стимулююче регулювання / Обмеження Ціни	TOTEX, ICЦ, ярд-критерій, зміна продуктивності, WACC, RAB	Реальний, до оподаткування	Сума безризикової ставки та премії за ризик власного капіталу * бета.	6,7% (розраховано; на основі 5,02% після сплати податків та 25% ставки податку	Основні засоби та певні нематеріальні активи	Індексовані історичні витрати
Польща	Вартість послуги з елементами обмеження доходу	Амортизація, місцеві податки, операційні витрати, вартість втрат газу, прохідні витрати та рентабельність залученого капіталу	До оподаткування номінальний	С (до оподаткування власного капіталу) = (безризикова ставка + β власного капіталу * премія за ризик власного капіталу) / (1 ставка корпоративного податку)	7,077% ^ 24 = (3,308% + 0,5388 * 4,50%) / (1- 19%)	Матеріальні основні засоби, що використовуються, та нематеріальні активи,.	Встановлюється для кожного тарифу
Румунія	Стимулююче регулювання / Обмеження доходу / Вартість +	Неконтрольовані та контрольовані витрати, коефіцієнт ефективності, загальна інфляційна рентабельність амортизації RAB (RABxROR), технологічне споживання	Номінальний WACC після оподаткування визначається методом CAPM; WACC використовується для визначення норми прибутку.	WACC = ВВК * Кв / (1 - П) + КВП * Кп (%) ВВК - вартість власного капіталу (реального) КВП - капітальна вартість позики, до оподаткування (%) Кв/ Кп - вага власного/позичкового капіталу П - ставка податку на прибуток	7,72% затверджено ANRE до березня 2019 року та 6,9% затверджено урядом, починаючи з квітня 2019 року до кінця 2024 року	Основні засоби, оборотний капітал	Вартість RAB складається з історичної вартості активів та вартості нових інвестицій.
Словенія	Стимулююче регулювання / Обмеження доходу	Контрольований OPEX (показник ефективності, загальна продуктивність), неконтрольований OPEX, CAPEX (амортизація, регульована рентабельність активів), стимули	Номінальний WACC до оподаткування (частка власного капіталу 60%, частка боргу 40%). WACC 2019-2021 = 5,26%.	«Модель премії за ризик» (Вартість власного капіталу = вартість боргу + 2%). Вартість боргу встановлена в середньому на 5 років (2012-2016) за процентною ставкою для нефінансових компаній Словенії.	Вартість власного капіталу = вартість боргу + премія (3,68% + 2% = 5,68%).	1) Балансові вартості матеріальних та нематеріальних активів після коригування RAB 2) Попередні інвестиції відповідно до плану розвитку 3) Відсутність оборотних коштів, відсутність незавершеного будівництва	1) Балансова вартість наявних активів 2) Інвестиційна вартість згідно з планом розвитку нових активів

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Ще одна важлива річ для розгляду в рамках методології розрахунку тарифів - вдосконалення оцінки обсягів технологічного споживання газу. 6 листопада 2020 року НКРЕКП прийняла нову методологію для прогнозування виробничо-технологічних витрат Операторів ГРМ. Як результат, загальний обсяг виробничо-технологічних витрат для 43 Операторів ГРМ був збільшений на 41,9% з 992,0 до 1 407,9 млн куб. м. Таке збільшення могло б потенційно усунути проблему нібито занижених виробничо-технологічних витрат Операторів ГРМ. Нижче ми наводимо загальний опис нової методології та порівняння старих та нових обсягів виробничо-технологічних витрат для Операторів ГРМ.

До 1 січня 2020 року рівень виробничо-технологічних витрат Операторів ГРМ визначався Міністерством енергетики України відповідно до методологій розрахунку споживання та втрат, у тому числі тих, що виникають процесі обліку газу побутовими лічильниками у разі неможливості приведення обсягів газу до стандартних умов, затверджених Наказами Міністерства енергетики України № 264 від 30 травня 2003 р. та № 595 від 21 жовтня 2003 р.

Тим не менше, згідно зі статистикою фактичного видобутку та виробничо-технологічних витрат, а також дослідженням ПрАТ "Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв", проведеним на замовлення Нафтогазу, певні дані в методологіях були застарілими і не включали сучасний стан обладнання. Наприклад, методології не включали використання поліетиленових трубопроводів, які стали широко застосовуватися лише нещодавно, і не охоплювали всіх можливих комбінацій використання газових приладів, тоді як визначені стандартні обсяги витоку газу з комбінованих регуляторів тиску будинку не диференціювались щодо тиску газу в розподільних трубопроводах. Передбачені варіанти наявності газових приладів у домогосподарствах включали лише чотири комбінації, хоча на практиці кількість таких комбінацій може бути набагато більшою. Отже, ці методології потребували вдосконалення та подальшого перегляду. В результаті було затверджено нову методологію та загальне перераховане технологічне споживання та збитки ОГРМ збільшилися, що, як очікується, частково вирішить проблему несанкціонованих відборів та неоплачених небалансів.

Таблиця 12. Споживання газу для технологічних потреб та втрати Операторів ГРМ відповідно до попередньої (2016) та нової (2021) методології, м^3

Оператор ГРМ	2016	2021	Зміна	Зміна %
ВАТ "Вінницягаз"	47 878	61 993	14 115	29 ,5%
ВАТ "Волиньгаз"	26 899	33 184	6 285	23 ,4%
ПрАТ "Гадячгаз"	1 587	2 731	1 144	72 ,1%
ВАТ "Дніпрогаз"	18 894	30 578	11 684	61 ,8%
ВАТ "Дніпропетровськгаз"	71 297	69 822	(1 475)	-2 ,1%
ПАТ "Донецькоблгаз"	22 301	28 770	6 469	29 ,0%
ВАТ "Житомиргаз"	27 896	44 612	16 716	59 ,9%
ВАТ "Закарпатгаз"	42 298	48 860	6 562	15 ,5%
ВАТ "Запоріжгаз"	27 894	40 508	12 614	45 ,2%
ВАТ "Івано-Франківськгаз"	30 365	56 540	26 175	86 ,2%
ВАТ "Київгаз"	15 589	16 030	441	2 ,8%
ВАТ "Київоблгаз"	87 397	144 700	57 303	65 ,6%
ВАТ "Кіровоградгаз"	15 000	26 026	11 026	73 ,5%

A member firm of Ernst & Young Global Limited

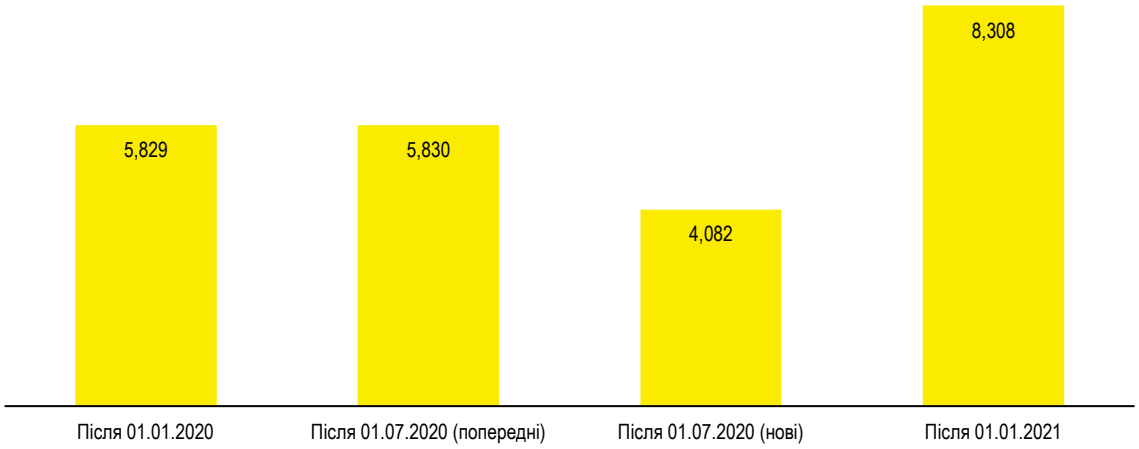
Оператор ГРМ	2016	2021	Зміна	Зміна %
ПрАТ "Коростишівгаз"	110	1 581	1 471	1337 ,3%
ПрАТ "Кременчукгаз"	4 800	6 998	2 198	45 ,8%
ВАТ "Криворіжгаз"	18 891	17 479	(1 412)	-7 ,5%
ВАТ "Лубнигаз"	7 686	10 663	2 977	38 ,7%
ВАТ "Луганськгаз"	26 995	35 831	8 836	32 ,7%
ВАТ "Львівгаз"	78 389	119 488	41 099	52 ,4%
ПАТ "Маріупольгаз"	10 312	11 189	877	8 ,5%
ПрАТ "Мелітопольгаз"	4 510	7 854	3 344	74 ,1%
ВАТ "Миколаївгаз"	29 389	38 944	9 555	32 ,5%
ВАТ "Одесагаз"	44 779	59 617	14 838	33 ,1%
ВАТ "Полтавагаз"	35 166	49 020	13 854	39 ,4%
ВАТ "Рівнегаз"	26 897	33 377	6 480	24 ,1%
ВАТ "Сумигаз"	27 388	35 993	8 605	31 ,4%
ПрАТ "Тернопільгаз"	19 500	35 878	16 378	84 ,0%
ПрАТ "Тернопільміськгаз"	4 450	13 831	9 381	210 ,8%
ВАТ "Тисменицягаз"	2 886	4 391	1 505	52 ,1%
ПрАТ "Умангаз"	3 997	9 223	5 226	130 ,7%
ВАТ "Харківгаз"	53 285	62 315	9 030	16 ,9%
ВАТ "Харківміськгаз"	20 685	24 069	3 384	16 ,4%
ВАТ "Херсонгаз"	19 895	32 754	12 859	64 ,6%
ВАТ "Хмельницькгаз"	27 379	51 721	24 342	88 ,9%
ВАТ "Черкасигаз"	34 500	45 905	11 405	33 ,1%
ВАТ "Чернівцігаз"	25 387	45 290	19 903	78 ,4%
ВАТ "Чернігівгаз"	27 392	46 304	18 912	69 ,0%
ПрАТ "Шепетівкагаз"	1 040	1 695	655	63 ,0%
ТОВ «Газовик»	300	732	432	144 ,0%
ДП "Кременецький ДГСС"	740	1 498	758	102 ,4%
Разом	**992 043**	**1 407 994**	**415 951**	**41 ,9%**

Застосування [265] нових рівнів виробничих та технологічних втрат та витрат, визначених НКРЕКП, потенційно може призвести до запланованого збільшення структури тарифів на 2021 рік порівняно з 2020 роком, як показано на графіку нижче.

[265] Режим доступу: https://gazpravda.com.ua/novyny/zahalni-vtv-oblhaziv-v-2021-rotsi-zrostut-na-ponad-40protsent?fbclid=IwAR2frY-MoSqlR0tQwQ_22cPAsmWmOnaBZcW9_ia1_bUbr0psiNDJbDNgYUA.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Графік 32. Загальне споживання газу для технологічних потреб, передбачене тарифами для Операторів ГРМ, млн грн



Серед 43 досліджених ОГРМ найвищий приріст планових витрат газу для технологічного споживання планується у Київоблгазі (493,9 млн. грн., або в 2,38 рази зростання порівняно з 2П2020), Львівгазі (383,2 млн. грн. або в 2,19 рази), Івано-Франківськгазі (208,3 млн. грн. приріст становив або в 2,67 рази), Хмельницькгазі (приріст - 193,1 млн. грн., або в 2,70 рази) та Одесагазі (приріст - 167,4 млн. грн., або в 1,91 рази). Заплановані обсяги газу для технологічого споживання для всіх ОГРМ у 2021 р. зросли у 2,04 рази порівняно з 2П2020, що відповідно впливає на тарифи на розподіл природного газу.

Прийняття нової методології є позитивним кроком, але результат поки що не може бути достовірно оцінений. Доцільно контролювати впровадження нової методології.

ОГРМ – Впровадження

Доцільно ініціювати широку дискусію між зацікавленими сторонами щодо запровадження стимулюючого регулювання для Операторів ГРМ на основі прикладів тарифів RAB для Операторів ГРМ в електроенергії та тарифів RAB для ОГТСУ.

Перший з них регулюється Постановою НКРЕКП № 1029 від 26 липня 2013 р. «Про застосування стимулюючого регулювання при провадженні господарської діяльності з розподілу електричної енергії»,[266] Постановою НКРЕКП № 1009 від 23 липня 2013 р. «Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання» ,[267] та Постановою НКРЕКП № 1175 від 05 жовтня 2018 року «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії». Зазначені нормативно-правові акти визначають: 1) загальні умови довгострокового стимулюючого регулювання; 2) вимоги щодо подачі заявок для переходу до такого регулювання; 3) порядок встановлення тарифів; 4) підхід до розрахунку необхідного доходу (включаючи коригування); 5) заходи та цілі щодо покращення

[266] Доступ за посиланням: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1294-13#Text.
[267] Доступ за посиланням: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1266-13#Text.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ефективності; 6) підхід до визначення RAB (також регулюється методологією, прийнятою Фондом державного майна України[268]).

Другий (тариф RAB для ОГТСУ) регулюється Постановою НКРЕКП № 2517 від 30 вересня 2015 року «Про затвердження Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання»[269]. Постанова визначає: 1) загальні умови довгострокового регулювання стимулювання; 2) підхід до розрахунку необхідного доходу; 3) коригування необхідного доходу; 4) визначення нормативної бази активів, створеної до введення стимулюючого регулювання; 5) визначення нормативної бази активів, створеної після запровадження стимулюючого регулювання; 6) розрахунок тарифів; 7) порядок встановлення тарифу.

Основними пунктами, які мають бути визначені новим стимулюючим регулюванням, є:

- підхід до розрахунку нормативної бази активів;
- диференціація між нормою рентабельності на регуляторну базу активів, створеною до та після запровадження стимулюючого регулювання;
- рівень рентабельності на регуляторну базу активів, яка створена до та після запровадження регулюючого стимулювання;
- необхідність включати оборотний капітал як компонент RAB;
- тривалість регуляторного періоду;
- заходи та цілі щодо покращення ефективності (наприклад, зменшення виробничо-технологічних витрат або експлуатаційних витрат на певний відсоток);
- частина прибутку, яка підлягає обов'язковому реінвестуванню.

Як результат, НКРЕКП має затвердити абсолютно нову методологію для розрахунку тарифів Операторів ГРМ, а чинну на сьогодні методологію, затверджену Постановою НКРЕКП № 236 від 25 лютого 2016 року, слід скасувати.

ТКЕ – Опис

Згідно з Постановою НКРЕКП № 1174 від 25 червня 2019 р., Регулятор застосовує так звану методологію «витрати +», коли визначає тарифи для ТКЕ. Примітно, що така методологія не передбачає суттєвого стимулювання інвестиційної діяльності та наявності коштів для ТКЕ, які можуть бути використані для оновлення обладнання або модернізації. Більше того, у випадках, коли тариф встановлюється місцевою владою, вони можуть мати мотивацію штучно знижувати обґрунтовані тарифи, щоб отримати певні політичні вигоди, керуючи соціальною напруженістю. Очевидно, що методологія повинна бути прозорою, що охоплює всі обґрунтовані витрати та стимулює додаткові інвестиції. Європейський досвід у сфері методології розрахунку тарифів ТКЕ набагато ширший. У Європі можна знайти чотири моделі регулювання:

- Заснована на конкурентних цінах, коли органи влади контролюють ціни на основі конкурентного (антимонопольного) законодавства

[268] Доступ за посиланням: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0522-13#n14.
[269] Доступ за посиланням: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1388-15#Text.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- На основі альтернативних джерел теплової енергії - в цьому випадку максимальна ціна визначається виходячи з витрат на децентралізовану систему опалення
- Виходячи з очікуваних витрат, коли тариф затверджується незалежним регулятором
- Виходячи з очікуваних витрат, коли тариф затверджується місцевою та державною владою.

У той же час моделі встановлення тарифів можуть бути об'єднані в 5 груп:

- Соціально-політичний підхід, коли тариф визначається з урахуванням соціальної та політичної напруженості. У такому випадку можуть бути використані різні методології («витрати +» чи стимулююче регулювання), але обґрунтованість тарифу може бути під питанням. Приклад: Україна.
- Підхід «витрати+», коли тариф - це лише сума операційних витрат, капітальних витрат та певної заздалегідь визначеної норми прибутку.
- Стимулююче регулювання, коли тариф розраховується як дозволений дохід на наступні 3-7 років. Деякі заохочувальні заходи (стимулююче регулювання) можуть поєднуватися з підходом «витрати +». Приклад: Польща, Угорщина, Естонія.
- Підхід на базі альтернативні джерел тепла передбачає, що тариф встановлюється регулятором як обмеження ціни на основі цін на децентралізоване опалення. Приклад: Норвегія, Нідерланди.
- Конкурентоспроможний ринок - коли законодавством не передбачено спеціального регулювання, а ТКЕ вільно встановлюють ціни. Приклад: Німеччина, Франція, Великобританія, Австрія, Бельгія, Швеція, Данія, Фінляндія

Усі моделі повинні забезпечувати розумний рівень прибутковості для ТКЕ. Відповідно до Постанови НКРЕКП № 1174 від 25 червня 2019 року, до запланованого прибутку ТКЕ відносяться: запланований прибуток, включений до встановлених тарифів на виробництво тепла для власних ТЕЦ, ТЕС, когенераційних установок та енергоблоків, що використовують відновлювані джерела енергії; виробничі інвестиції на придбання, будівництво, оновлення та модернізацію власних основних фондів, що використовуються для виробництва, транспортування та постачання тепла; ресурси для погашення основної суми за позиками, які були затверджені НКРЕКП; внески в резервний капітал та оборотний капітал, що не перевищують 2% від загальної планової вартості тепла (без урахування компенсації збитків та коригування витрат); та податок на прибуток.

В той же час, згідно з розрахунками, запланована рентабельність ТКЕ протягом 2017-2018 років була встановлена майже на нульовому рівні (для деяких компаній рівно 0%), що не тільки не спонукає інвесторів до розширення та вдосконалення бізнесу, але і не дозволяє компаніям покривати штрафні санкції, що є вирішальним для їх довгострокової стійкості. Серед тарифів, затверджених НКРЕКП на 2019 рік, середня частка запланованого прибутку становила 0,3% для населення, 1,7% для бюджетних установ, 1,8% для інших організацій та 1,1% для релігійних організацій.

Оскільки запланована прибутковість більшості ТКЕ не перевищує 2%, місцева влада повинна надавати розумну та обґрунтовану компенсацію. Відповідно до Закону України «Про місцеве самоврядування в Україні», муніципальні органи влади (наприклад, громади та міські ради) встановлюють тарифи на певні види комунальних послуг, включаючи виробництво,

A member firm of Ernst & Young Global Limited

транспортування та постачання тепла[270]. Крім того, Закон про теплопостачання[271] та Закон про ЖКП[272] передбачають такі обов'язки місцевої влади:

- затвердження програм місцевого розвитку в галузі теплопостачання, участь у розробці та реалізації державних та регіональних програм у цій галузі;
- погодження на розміщення нових або реконструкцію існуючих об'єктів теплопостачання та сприяння розвитку систем теплопостачання в межах громади або міста;
- встановлення тарифів на тепло, що постачається відповідній громаді комунальними підприємствами, за винятком тепла, яке виробляється на ТЕЦ;
- затвердження інвестиційних програм щодо об'єктів теплопостачання, що перебувають у комунальній власності, за винятком тих, що виробляють тепло на ТЕЦ, ТЕС, АЕС, когенераційних установках та енергоблоках, що базуються на ВДЕ.

Враховуючи досить широкі дискреційні повноваження місцевих органів влади, можна стверджувати, що вони не мають відповідного рівня відповідальності за свої рішення. Зокрема, місцева влада може встановлювати невиправдано низькі тарифи, які не дозволяють ТКЕ збирати достатньо тарифних надходжень для підтримання фінансової стабільності. Це може статися через брак конкретних знань та досвіду або через корупцію. Більше того, деякі органи місцевого самоврядування (або групи представників у місцевій раді) можуть мати певну мотивацію (або бути безпосередньо зацікавленими) у встановлені якомога нижчого значення тарифу з політичних причин (щоб отримати певні політичні вигоди шляхом управління соціальною напругою), навіть там, де їм відомо, що рівень тарифів недостатній для підтримання фінансової стабільності відповідного ТКЕ. Крім того, кожен конкретний ТКЕ перебуває у власності тієї місцевої влади, яка затверджує тариф для цього ТКЕ. Більше того, деякі представники місцевої ради можуть мати повний контроль над відповідним ТКЕ. Це створює додатковий конфлікт інтересів, що може призвести до (i) низького рівня платежів від споживачів або (ii) низького рівня платежів за природний газ Постачальникам (навіть якщо тариф на виробництво / постачання тепла є економічно виправданим).

Отже, беручи до уваги існуючий конфлікт інтересів, зв'язок місцевої влади з підприємствами ТКЕ та рішення місцевого самоврядування, можна стверджувати, що місцеві органи влади повинні нести більше відповідальності за свої рішення та дії. В рамках цих рішень місцева влада може бути потенційно зобов'язана надати відповідну фінансову підтримку та компенсації або нести фінансову відповідальність за встановлення тарифів на невиправдано низьких рівнях.

Компенсація місцевими органами влади може бути надана на основі однієї або кількох таких обставин:

- Безумовна підтримка у всіх випадках. Враховуючи, що відповідні ТКЕ зазвичай належать місцевим органам влади, які встановлюють тариф та контролюють їх діяльність, місцеві органи влади можуть бути зобов'язані надати фінансові гарантії Постачальникам або нести субсидіарну відповідальність за зобов'язання ТКЕ.

[270] Підпункт 2 пункту а) частини 1 статті 28 Закону України «Про місцеве самоврядування в Україні» № 280/97-ВР від 21 травня 1997 року.
[271] Стаття 13 Закону про теплопостачання.
[272] Частина 3 статті 4 Закону про ЖКП.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- Якщо місцева влада встановлює нижчий тариф порівняно з економічно обґрунтованим рівнем. У цьому випадку місцева влада може бути зобов'язана компенсувати підприємству ТКЕ різницю між встановленим низьким та економічно обґрунтованим тарифом.
- Якщо вони не забезпечують належний рівень збору коштів від споживачів або якщо ТКЕ не оплачують спожитий природний газ. У цьому випадку місцева влада може бути зобов'язана відшкодувати Постачальникам природного газу відповідні суми боргу підприємств ТКЕ.

З юридичної точки зору, підстави для введення компенсації місцевими органами влади вже присутні у законі. Зокрема, згідно із Законом України «Про місцеве самоврядування в Україні», збитки, заподіяні юридичним та фізичним особам внаслідок незаконних рішень, дій чи бездіяльності місцевих органів влади, повинні відшкодовуватися за рахунок місцевого бюджету, а також результат незаконних рішень, дій чи бездіяльності посадових осіб місцевого самоврядування - за їх власний рахунок[273]. З такої точки зору, запропоноване рішення не повинно суперечити загальним принципам місцевого самоврядування і було б втіленням принципу відповідальності, вже передбаченого законом.

Нам також відомий щонайменше один випадок надання місцевою владою фінансової підтримки ТКЕ. Наприклад, така підтримка була надана МП «Теплоенерго» в рамках «Програми фінансової підтримки та внесків до статутних капіталів комунальних підприємств Дніпровської міської ради на 2016-2022 роки». Кошти в основному використовувались для погашення боргу та здійснення поточних платежів постачальникам, що дозволило компанії підтримувати регулярну операційну діяльність.

Також зверніть увагу, що перед впровадженням цих рішень відповідні зацікавлені особи мають розглянути такі питання:

- Хто і яким чином визначатиме економічну обґрунтованість тарифу? (наприклад, НКРЕКП, незалежні експерти або суд)?
- Хто і яким чином перевіряв би рівень достатності збору ТКЕ коштів від споживачів? (наприклад, НКРЕКП, незалежні аудитори або місцеві органи влади)?
- Хто і яким чином підтвердив би, що ТКЕ платять за спожитий природний газ своїм Постачальникам в повній мірі? (наприклад, Постачальники, НКРЕКП, незалежні експерти або суд)?

ТКЕ – Впровадження

Перегляд моделі встановлення тарифів ТКЕ є довготривалим процесом і повинен бути ініційований НКРЕКП. Доцільно дослідити можливість впровадження стимулюючого регулювання (RAB) для послуг транспортування тепла та оцінити різні підходи до виробництва тепла (стимулююче регулювання, альтернативні джерела тепла, конкурентний ринок). Можливо, було б також доцільно внести зміни до поточної методології «витрати+» та запровадити деякі стимули в рамках діючої на даний час методології для перехідного періоду. Слід розглянути такі питання:

- Встановлення єдиної уніфікованої методологічної бази регулювання ТКЕ
- Удосконалення поточної ефективної методології «витрати+»

[273] Стаття 77 Закону України «Про місцеве самоврядування в Україні» № 280/97-ВР від 21 травня 1997 року.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- Впровадження тарифу на базі RAB на послуги з транспортування тепла
- Розробка стимулюючої методології до торфоутворення діяльності з виробництва теплової енергії
- Перегляд підходів довгострокового планування інвестицій ТКЕ.
- Більш того, щоб забезпечити модель безперервної діяльності для ТКЕ, дуже важливо передбачити рівень рентабельності, який покриватиме принаймні штрафи. НКРЕКП повинно розрахувати розумний діапазон прибутковості для ТКЕ, а потім внести зміни до методології розрахунку тарифів (Постанова НКРЕКП № 1174 від 25 червня 2019 року, розділ 7), оскільки зараз він є дискреційним і дозволяє встановити рентабельність на рівні 0% .

Крім цього, доцільно сприяти та заохочувати відповідальність місцевої влади за це питання. В законодавстві можуть бути передбачені зобов'язання місцевої влади щодо надання обґрунтованої компенсації ТКЕ. Для цього потрібно буде внести зміни до Закону про теплопостачання (відповідна нова стаття з описом процедури може бути додана після статті 20) та Закону України «Про місцеве самоврядування в Україні» (роз'яснення щодо встановлення тарифу).

Тим не менше, це рішення потребуватиме всебічного обговорення з Верховною Радою України, КМУ, місцевою владою та іншими зацікавленими сторонами до того, як будуть розглянуті подальші кроки.

4.11. Вирішити проблему накопиченої заборгованості ОГРМ та ТКЕ за допомогою механізмів, які не створюватимуть стимулів для формування нових боргів

Опис

Протягом 2015-2019 років попередній Оператор ГТС АТ «Укртрансгаз» стикнувся з проблемою несанкціонованих відборів та неоплачених небалансів. За цей період користувачі мережі накопичили 43,8 млрд грн боргу, у тому числі 27,6 млрд грн, накопичені Операторами ГРМ за січень 2016 р. - лютий 2019 р. (до введення добового балансування) та 7,2 млрд грн накопичені Операторами ГРМ протягом березня 2019 р. - грудня 2019 р. (після введення добового балансування). АТ "Укртрансгаз" ініціювало 104 позови щодо стягнення заборгованості за неоплачені небаланси на загальну суму 31 млрд грн (97 позовів проти Операторів ГРМ на загальну суму 28,8 млрд грн), у тому числі нараховані штрафи на 6,1 млрд грн (5,5 млрд грн на Операторів ГРМ).

Щодо ТКЕ, то, за даними Нафтогазу, загальна заборгованість ТКЕ за природний газ, який споживається та використовується в процесі виробництва тепла, станом на 17 лютого 2021 р. складало 52,7 млрд грн (у тому числі додатково накопичено 10,2 млрд грн протягом 2021 року). Основну частку сформували Дніпропетровська (9,8 млрд грн, або 18,6%), Донецька (9,2 млрд грн, або 17,4%), Харківська (6,8 млрд грн, або 12,0%), Київська (5,3 млрд грн, або 10,1%), Луганська (2,3 грн млрд або 4,4%) області (докладніше див. у таблиці нижче).

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Таблиця 13. Заборгованість ТКЕ за регіонами, млн грн [274]

Область	Накопичено	Накопичено протягом 2021
Дніпропетровська	9 775	1 163
Донецька	9 199	530
Харківська	6 819	1 459
Київська	5 327	2 257
Луганська	2 326	161
Інші	19 233	4 620
Всього	52 679	10 190

Крім того, загальний борг ТЕЦ станом на 17 лютого 2021 становив 10,4 млрд грн (у тому числі 1,7 млрд грн, накопичений додатково протягом 2021 р.). Основну частку створили «Київтеплоенерго» (2,4 млрд грн, або 22,8%), Харківська ТЕЦ-5 (1,8 млрд грн, або 16,3%), Сєвєродонецька ТЕЦ (0,9 млрд грн або 8,9%), ДТЕК Східенерго (0,7 млрд грн, або 6,8%) та Білоцерківська ТЕЦ (0,6 млрд грн, або 6,2%).

Таблиця 14. Борг ТЕЦ, млн грн [275]

Регіон	Накопичено	Накопичено протягом 2021
Київтеплоенерго	2 354,7	963,4
Харківська ТЕЦ-5	1 735,6	238,5
Сєвєродонецька ТЕЦ	919,5	88,3
ДТЕК Східенерго	706,8	-
Білоцерківська ТЕЦ	639,9	-
Інші	4 008,4	431,8
Всього	10 364,9	1 722,0

Впровадження

Як правило, реструктуризація боргів повинна мати позитивний вплив на фінансовий стан учасників ринку та ГТСО. Однак успішне впровадження цього рішення залежить від наявності фінансових ресурсів для покриття боргів після реструктуризації. Якби боржники не мали таких ресурсів, реструктуризація не мала б бажаного ефекту. Крім того, як повідомляється, деякі учасники ринку накопичують борги не через свою нездатність платити, а через неправомірні дії. Такі учасники не повинні мати право на реструктуризацію.

На учасників ринку зі значним боргом також застосовуються додаткові санкції. Можливо, їм доведеться покрити накопичені раніше борги, і вони матимуть змогу або сплатити поточні зобов'язання, або погасити минулі борги. Бажано здійснити низку заходів для подолання цієї тенденції.

[274] Офіційний сайт Нафтогазу. Доступ за посиланням: https://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/5F2B911CE8F9C1B7C225861D0045042A?OpenDocument.
[275] Офіційний сайт Нафтогазу. Доступ за посиланням: https://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/5F2B911CE8F9C1B7C225861D0045042A?OpenDocument.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Однак лише ті учасники ринку, які накопичили борги через об'єктивну неспроможність платити, мають право на реструктуризацію. Ці учасники повинні мати можливість реструктурувати свою заборгованість. Такі заходи потенційно можуть включати:

- **Часткову компенсацію через бюджети**: наприклад, якщо НКРЕКП потенційно занижувала тарифи (якщо були такі випадки), держава повинна брати участь у процесі реструктуризації та покривати відповідний борг з бюджету. Однак це питання слід додатково обговорити між зацікавленими сторонами - хто і як визначатиме точні випадки заниження, а відповідний механізм повинен бути передбачений у постанові КМУ або законі.
  - Інший приклад - державні підприємства або громадські організації: якщо вони заборгували ТКЕ за поставлене тепло, тоді як ТКЕ заборгували Нафтогазу за поставлений природний газ, а Нафтогаз заборгував податки та / або дивіденди до державного бюджету, ці суми могли б бути списаними як результат процесу реструктуризації.
- **Часткове погашення за рахунок споживачів,** де можна було б розглянути два варіанти:
  - КМУ може визначити загальну непокриту суму боргу для всіх Операторів ГРМ, і ця сума може бути включена НКРЕКП у тариф Оператора ГТС, тому загальна сума заборгованості буде розподілена між усіма кінцевими споживачами та частка кожного споживача в загальній компенсації буде низькою
  - КМУ може визначити розумну суму заборгованості кожного Оператора ГРМ на періоди, коли регулятор потенційно занижував тарифи (якщо були такі випадки), і така сума може бути додана до тарифів відповідного Оператора ГРМ.

  Звертаємо увагу, що під час подальшого обговорення цього рішення зацікавлені сторони повинні розглянути соціальну та політичну прийнятність цих варіантів. Вони також повинні визначити, який варіант є більш справедливим і які Споживачі повинні повернути борг (враховуючи, що всі Споживачі раніше оплачували послуги Оператора ГРМ відповідно до встановленого тарифу і що Споживачі Оператора ГРМ без боргів жодним чином не відповідають за борги інших Операторів ГРМ).
- **Часткове списання (додаткова опція для боржників, що співпрацюють):** наприклад, потенційне списання нарахованих пені та санкцій, якщо боржник своєчасно дотримується графіка погашення основної суми, узгодженого в процесі реструктуризації.

  Звертаємо увагу, що застосування цього варіанту повинно обмежуватися лише конкретними випадками та лише сумами нарахованих штрафних санкцій та подібних боргів, але не основними боргами за фактичні послуги. Списання боргу, як правило, негативно впливає на поведінку учасників ринку, оскільки це не стимулює учасників ринку своєчасно сплачувати свої борги, а натомість стимулює неправомірні дії.

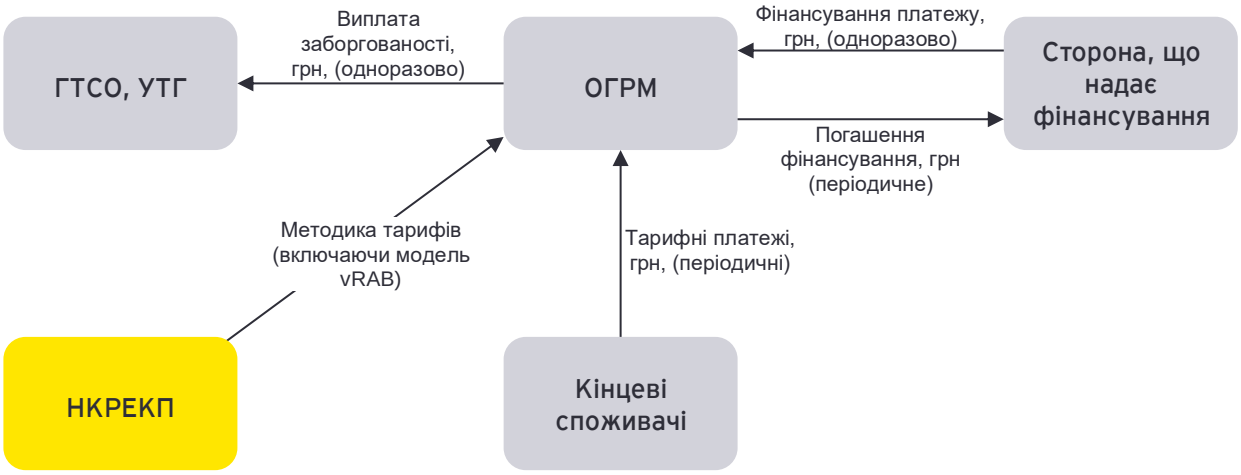
  Нам також відомий Законопроект № 3800-1, який передбачає масштабне списання боргів на ринку газу для певних учасників. Однак, варто зауважити, що прийняття цього Законопроєкту, ймовірно матиме несприятливий ефект на розвиток ринку через негативний вплив на поведінку учасників ринку, описаний вище. Це також може спричинити негативні фінансові наслідки для більшості учасників ринку, а також суттєві небаланси в їх бухгалтерському обліку та податкових зобов'язаннях. Тому ми не можемо рекомендувати прийняття Законопроєкту № 3800-1.
- **Часткове включення в RAB:** фінансування регульованої інфраструктури зазвичай базується на стимулюючому підході (RAB), оскільки він забезпечує стабільний грошовий потік для відшкодування інвестицій. Загалом, підхід RAB призначений для захисту капіталомісткого інфраструктурного бізнесу від нестабільності, і таким чином забезпечує інвесторам необхідну

A member firm of Ernst & Young Global Limited

впевненість для інвестування в інфраструктурний бізнес. Нормативне врахування капітальних інвестицій, тобто амортизація активів плюс витрати на фінансування, засноване на заздалегідь визначеній (і довгостроково стабільній) методології RAB, забезпечує Операторів мережі надійним джерелом доходів для фінансування довгострокових інвестицій в інфраструктуру. Той самий підхід може бути застосований до реструктуризації боргу Операторів ГРМ шляхом введення "віртуального активу" (vRAB) з метою визначення вартості регуляторної бази активів Операторів ГРМ під час встановлення тарифів:

- Старі непогашені суми, які неможливими покрити, вважаються такими, що за своєю суттю аналогічні існуючій інфраструктурі. Незважаючи на те, що існуюча інфраструктура становить основу для початкового RAB, ці непогашені борги створюють початкову балансову вартість vRAB
- Як і RAB, vRAB амортизується протягом розумного періоду (з точки зору тарифів), а витрати на фінансування розраховуються для отриманої вартості vRAB (у разі неочікуваних платежів від боржникам, vRAB зменшується відповідну суму на додаток до звичайної амортизації.)
- vRAB CAPEX розраховується щороку як сума амортизаційних відрахувань та витрат на фінансування та додається до бази витрат Оператора ГРМ та розрахунку тарифів
- Ця концепція та отримані потоки доходів, у свою чергу, дозволять Оператору ГРМ фінансувати виплати своїх значних боргів ОГТС та УТГ.

Графік 33. потенційні потоки платежів:



Основними параметрами, які слід враховувати для розрахунку vRAB CAPEX, є: 1) первісна вартість активів → непогашені суми, що перевищують реальне відновлення; 2) період амортизації → наприклад, 15 років (довші періоди зменшують вплив на тарифи); 3) нормативно прийнята відсоткова ставка дохідності → WACC, як і для «звичайного» RAB. Переваги vRAB-підходу наступні:

- Значно покращений профіль ризику для фінансового партнера, що відкриває доступ ОГРМ до більшого фінансового ринку
- Довгострокова амортизація мінімізує вплив на тарифи кінцевих споживачів
- Зрозумілий додатковий компонент CAPEX у методології тарифів для ОГРМ

A member firm of Ernst & Young Global Limited

- Уможливлює відносно швидке врегулювання боргу перед ОГТС та УТГ.

Для описаного процесу реструктуризації уряд повинен розробити спеціальний закон, який повинен бути прийнятий парламентом.

Ці рішення для ТКЕ такі ж, як і для ОГРМ, за умови врахування особливостей ТКЕ.

4.12. Забезпечити можливість продажу та придбання природного газу на товарних біржах за участі ОГТСУ, Оператора ГС та ОГРМ для сприяння розвитку ліквідного ринку

Закон України "Про внесення змін до статті 3 Закону України "Про публічні закупівлі" щодо закупівель природного газу" № 1021-IX був прийнятий 2 грудня 2020 року. Цей закон дозволяє ОГТСУ, Операторам газосховищ та Операторам ГРМ закуповувати природний газ на товарних біржах для підтримання власної господарської діяльності (включаючи власні виробничі та технічні потреби, покриття ВТВ, дії з балансування) згідно із Законом про ринок газу та Кодексом ГТС, Кодексом газосховищ та Кодексом ГРС.

Необхідно вжити заходів для встановлення відповідних процедур та вирішення інших технічних аспектів на рівні Операторів ГРМ, НКРЕКП і товарних бірж, щоб надати операторам практичну можливість закуповувати природний газ на газових біржах, що регулюються законодавством про товарні біржі та які відповідають вимогам Кодексу ГТС.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

5. ДОРОЖНЯ КАРТА ДЛЯ ВПРОВАДЖЕННЯ[276]

№	Блок	Обґрунтування необхідності реалізації	Рішення, які будуть імплементовані	Учасники ринку, на яких вплине рішення	Необхідні кроки	Відповідальний	Дедлайн
1	Забезпечити цільове використання тарифних надходжень ОГРМ шляхом впровадження рахунків зі спеціальним режимом використання	Наразі ОГРМ не виконують своїх обов'язків з балансування, а деякі з них мають великі обсяги заборгованості перед ОГТСУ за послуги з балансування. Така ситуація склалася через те, що частина ОГРМ самостійно не закуповують газ на власні виробничо-технологічні витрати (ВТВ) на відкритому ринку, навіть попри надходження відповідних коштів від споживачів в рамках тарифу. Для забезпечення належного рівня розрахунків та платіжної дисципліни ОГРМ мають бути запроваджені спеціальні рахунки. В рамках цього механізму усі ОГРМ повинні будуть відкрити спеціальні рахунки для отримання плати за свої послуги з боку споживачів. У випадку прострочення оплати за послуги з балансування, НКРЕКП (за зверненням ОГТСУ) матиме можливість застосувати алгоритм автоматичного розподілу коштів з цих спеціальних рахунків (для погашення заборгованості і забезпечення оплати).	Рахунки зі спеціальним режимом використання	ОГРМ, ОГТС	1.1. Доопрацювати проєкт закону про внесення змін до Закону України "Про ринок природного газу" щодо забезпечення фінансової стабільності на ринку природного газу № 3800[277]	МЕУ, Комітет ВРУ	Червень-Липень 2021
					1.2. Розглянути проєкт закону № 3800 на засіданні комітету ВРУ	Комітет ВРУ	Червень-Липень 2021
					1.3. Прийняти проєкт закону № 3800	ВРУ	Липень-Серпень 2021
					1.4. Здійснити заходи із впровадження прийнятих норм (внесення змін у підзаконні акти, відпрацювання процедур взаємодії забезпечення відкриття відповідних рахунків)	МЕУ, КМУ, НКРЕКП, ОГТСУ[278]	Серпень-Жовтень 2021
2	Змінити модель забезпечення ОГРМ природним газом на власні потреби шляхом	Наразі ОГРМ не виконують своїх обов'язків з балансування, а деякі з них мають великі обсяги заборгованості перед ОГТСУ за послуги з балансування. Така ситуація склалася через те, що частина ОГРМ замість закупівлі природнього газу на	Ліцензовані Постачальники для ОГРМ	ОГРМ, ОГТС	2.1. Розробити проєкт закону про внесення змін до Закону про ринок газу[279] та обговорити його з усіма зацікавленими сторонами	МЕУ	Червень-Липень 2021

[276] Тут ми надаємо остаточну версію Дорожньої карти, яка була надана Світовому банку та відповідним зацікавленим сторонам електронною поштою 11 лютого 2021 року.

[277] У разі заміни цього проєкту закону на альтернативний законопроект щодо врегулювання проблем на ринку природного газу - необхідно внести відповідні положення щодо впровадження рахунків зі спеціальним режимом використання до такого альтернативного законопроєкту.

[278] Виконання зазначених заходів можливе лише за послідовного виконання необхідних кроків. У разі затримки на будь-якому етапі, подальші терміни повинні бути скореговані.

[279] У разі наявності законодавчих ініціатив щодо комплексних заходів по вирішенню проблем ринку газу - можливе включення відповідних положень до такого законопроєкту як істотне коригування недоліків існуючої моделі ринку.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

№	Блок	Обґрунтування необхідності реалізації	Рішення, які будуть імплементовані	Учасники ринку, на яких вплине рішення	Необхідні кроки	Відповідальний	Дедлайн
	впровадження обов'язкових ліцензованих постачальників для постачання природного газу для ВТВ ОГРМ	власні потреби, що закладено у тарифі, забезпечують такі потреби за рахунок балансування Оператором ГТС і зловживають своїм природним монопольним становищем шляхом неповних або нульових розрахунків за послугу, яку Оператор ГТС зобов'язаний надавати. У рамках цього рішення всі ОГРМ повинні бути зобов'язані укладати з ліцензованими постачальниками договори постачання природного газу для отримання природного газу для ВТВ, за аналогією до забезпечення себе природним газом іншими споживачами природного газу. Наявність ліцензованих постачальників у кожного Оператора ГРМ створить більш ефективний механізм забезпечення своєчасних розрахунків та виконання учасниками ринку своїх обов'язків щодо балансування ГТС. Відповідно, потрібно внести зміни до Закону про ринок газу, щоби змінити статус ОГРМ. Чинну норму Кодексу ГРС, що дає право ОГРМ купувати природний газ у його власників на регулярній основі, слід замінити положенням, яке зобов'язує ОГРМ укладати договори постачання природного газу з ліцензованими постачальниками. Також потрібно додати певні роз'яснення до Кодексу ГТС (врахувати необхідні зміни до договірних відносин ОГТСУ та ОГРМ з огляду на те, що ОГРМ вважатиметься споживачем). Варто зазначити, що запровадження обов'язкових ліцензованих постачальників для постачання природного газу для ВТВ ОГРМ обмежить можливості ОГРМ щодо купівлі природного газу на газовій біржі. Тому, в якості альтернативно варіанту, ОГРМ може також бути дозволено самостійно закуповувати газ на біржі, але при наявності діючого договору із постачальником (як запасну опцію на випадок невиконання обов'язку з балансування).			2.2. Розглянути проєкт закону на засіданні комітету ВРУ	Комітет ВРУ	Червень-Липень 2021
					2.3. Прийняти проєкт закону ВРУ	ВРУ	Липень 2021
					2.4. Підготувати проєкт постанови для затвердження відповідних змін до Кодексу ГРС та Кодексу ГТС	НКРЕКП	Серпень 2021
					2.5. Оприлюднити проєкт постанови та отримати зауваження й пропозиції від зацікавлених осіб щодо певних додаткових змін	НКРЕКП	Серпень 2021
					2.6. Доопрацювати проєкт постанови (за необхідності)	НКРЕКП	Серпень 2021
					2.7. Прийняти постанову	НКРЕКП	Серпень 2021
					2.8. Здійснення контролю за забезпеченням ОГРМ себе постачальниками	НКРЕКП	Вересень 2021
3	Відмовитися від практик заборони відключення споживачів, які не підтримують належний рівень розрахунків і безпосередньо не	Постачальники газу та ОГРМ повинні мати право відключити своїх споживачів за борги. Виняток: споживачі, на яких безпосередньо поширюється режим ПСО з достатньо обґрунтованих причин та з наявністю відповідної компенсації з боку держави. Можливість відключення споживачів стане одним з	Відмова від практики заборони відключень ТКЕ та інших споживачів	ОГРМ, ТКЕ, ОГТС	3.1. Не приймати заборони щодо відключення споживачів газу	КМУ	-
					3.2. Розробити проєкт закону про запровадження відповідних обмежень повноважень КМУ та інших органів державної влади	Комітет ВРУ	Червень 2021

A member firm of Ernst & Young Global Limited

№	Блок	Обґрунтування необхідності реалізації	Рішення, які будуть імплементовані	Учасники ринку, на яких вплине рішення	Необхідні кроки	Відповідальний	Дедлайн
	підпадають під ПСО (постачальнику в рамках ПСО має бути повністю заборонено відключення та припинення постачання природного газу)	механізмів впливу для запобігання порушенням з боку споживачів та загальній дезорганізації ринку газу. Також потрібно заборонити КМУ приймати заборони на відключення в майбутньому. Для цього необхідно розробити проєкт закону про запровадження відповідних обмежень повноважень КМУ та інших органів державної влади.			3.3. Прийняти відповідний проєкт закону	ВРУ	Липень 2021
4	Внести зміни до Положення про покладення спеціальних обов'язків (ПСО) на суб'єктів ринку природного газу для усунення проблем з відсутністю безумовного режиму ПСО	Це рішення усуне неоднозначність у Положенні про покладення спеціальних обов'язків на суб'єктів ринку природного газу для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу, затвердженому Постановою КМУ № 867 від 19 жовтня 2018 року (Положення про ПСО) та можливі неправильні тлумачення, які наразі призводять до створення негативних системних небалансів та фінансових збитків для ОГТСУ. Потрібно зобов'язати постачальника, на якого покладені спеціальні обов'язки, постачати природний газ ТКЕ та іншим соціально важливим установам незалежно від рівня розрахунків таких споживачів. Водночас необхідно забезпечити належну компенсацію з боку держави постачальнику за ПСО. Відповідно, потрібно: скасувати вимоги щодо мінімального рівня розрахунків або укладення угоди про реструктуризацію боргу, додати вимогу до постачальника за ПСО укладати договір на вимогу споживача, заборонити постачальнику за ПСО призупиняти або припиняти постачання природного газу такому споживачеві до закінчення терміну дії ПСО, розробити та затвердити порядок надання державної компенсації постачальнику за ПСО.	Безумовний режим ПСО Державна компенсація за виконання ПСО	ОГРМ, ТКЕ, ОГТС	4.1. Розробити відповідні зміни до положення про ПСО	МЕУ	Червень-Липень 2021
					4.2. Внести зміни до Положення про ПСО	КМУ	Червень-Липень 2021
					4.3. Затвердити порядок надання державної компенсації постачальнику за ПСО	КМУ	Червень-Липень 2021
					4.4. Здійснити заходи з впровадження прийнятих норм (забезпечити функціонування безумовного ПСО та виплату компенсації постачальнику за ПСО)	КМУ	Червень-Липень 2021
					4.5. Здійснити заходи з впровадження прийнятих норм (забезпечити функціонування безумовного ПСО та виплату компенсації постачальнику за ПСО)	КМУ	Серпень 2021
5	Привести механізм розрахунку плати за нейтральність у	Запровадження плати за нейтральність покликано забезпечити відсутність як фінансових доходів, так і збитків оператора ГТС, відповідно до європейських норм. Для	Удосконалення методології та застосування	ОГТС	5.1. Підготувати проєкт постанови для затвердження змін до Кодексу ГТС	НКРЕКП	Вересень 2021

A member firm of Ernst & Young Global Limited

№	Блок	Обґрунтування необхідності реалізації	Рішення, які будуть імплементовані	Учасники ринку, на яких вплине рішення	Необхідні кроки	Відповідальний	Дедлайн
	відповідність до особливостей ринку газу в Україні та розпочати здійснення розрахунків за нейтральність між замовниками послуг транспортування та Оператором ГТС на місячній основі з початку газового року 2021/22	виконання цієї норми по суті в поточних умовах в Україні, де виникають суттєві розриви між номінальними доходами та фактичними надходженнями Оператора, необхідно, щоби плата за нейтральність враховувала збитки, пов'язані з несвоєчасними або неповними розрахунками. Касовий метод (тобто врахування фактичних платежів та надходжень, із опосередкованим урахуванням фінансових витрат та можливих несплат) може бути методологічно більш коректним підходом до розрахунку плати за нейтральність в Україні за теперішніх умов, особливо якщо проблема неоплати небалансів не буде вирішена найближчим часом (зокрема, шляхом впровадження усіх інших передбачених заходів). За умови покращення платіжної дисципліни касовий метод не матиме істотних відхилень від методу нарахувань, і тоді може бути прийняте відповідне рішення про повернення до здійснення розрахунку плати за нейтральність за методом нарахувань.	плати за нейтральність		5.2. Оприлюднити проєкт постанови та отримати зауваження й пропозиції від зацікавлених осіб	НКРЕКП	Вересень 2021
					5.3. Доопрацювати проєкт постанови (за необхідності)	НКРЕКП	Жовтень-Листопад 2021
					5.4. Прийняти постанову	НКРЕКП	Жовтень-Листопад 2021
6	Внести зміни до методики визначення та розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу та процедури встановлення тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання з метою забезпечення об'єктивності ініціювання перегляду тарифів	Недолік процедури встановлення та перегляду тарифів для Операторів ГРМ полягає у тому, що Регулятор має право ініціювати перегляд тарифу, але не зобов'язаний це робити, навіть при настанні необхідних передумов. Наприклад, тарифи Операторів ГРМ не змінювались протягом 2017-2019рр, хоча а) обсяги розподілу газу зменшувались (25 млрд куб. м в 2019 в порівнянні з середнім рівнем 27,5 млрд куб в 2017-2018рр.); б) ціни на природний газ змінювались (середньорічна ціна НАК "Нафтогаз" була 8 884, 11 408 та 8 156 в 2017, 2018, 2019 відповідно; в) середня заробітна платня в галузі зростала (в середньому на 28.3% щороку протягом 2017-2019рр). Крім того, в січні 2021 року було схвалено рішення щодо зниження тарифів на розподіл газу для 14 Операторів ГРМ не через економічно-обґрунтовані чинники, а з метою їх приведення до середніх величин по іншим Операторам ГРМ (очікується, що буде діяти обмеження в 1.79 грн за куб м без ПДВ). Такі підходи до встановлення та перегляду тарифів створюють збитки для діяльності Операторів ГРМ та не мають повторюватись в майбутньому.	Зміна підходу до процедури перегляду тарифів для ОГРМ Зміна підходу до процедури перегляду тарифів для ТКЕ	ОГРМ, ТКЕ, ОГТС	6.1. Погодити редакцію змін до Постанови НКРЕКП № 236 від 25 лютого 2016 року "Про затвердження Методики визначення та розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу" в частині розмежування випадків, коли Регулятор може ініціювати перегляд тарифів (Розділ VIII, пункти 16.2-16.4 та 16.8) і коли Регулятор повинен ініціювати перегляд тарифів (Розділ VIII пункти 16.1 та 16.5-16.7), оскільки наразі перегляд тарифу є необов'язковим для всіх випадків;	НКРЕКП	Червень-Липень 2021
					6.2. Погодити редакцію змін до Постанови НКРЕКП № 528 від 31 березня 2016 року "Про затвердження Процедури встановлення тарифів на теплову	НКРЕКП	Червень-Липень 2021

A member firm of Ernst & Young Global Limited

№	Блок	Обґрунтування необхідності реалізації	Рішення, які будуть імплементовані	Учасники ринку, на яких вплине рішення	Необхідні кроки	Відповідальний	Дедлайн
		Аналогічний недолік притаманний і для процедури встановлення та перегляду тарифів ТКЕ. Хоча Регулятор був більш гнучким щодо перегляду тарифів ТКЕ у порівнянні з тарифами Операторів ГРМ - протягом 2017-2020 років було проведено 16 переглядів для ТКЕ (загалом, не кожного разу для кожного ТКЕ) - можуть виникати ситуації, коли перегляд не здійснюється навіть за при настанні необхідних передумов. Наприклад, в січні 2021р. за участі НКРЕКП було напрацьовано проєкт меморандуму, який передбачає, що тарифи на тепло в діючому опалювальному сезоні залишаються незмінними. Така практика має бути скасована.			енергію, її виробництво, транспортування, постачання" в частині розмежування випадків, коли Регулятор повинен ініціювати перегляд тарифів (положення 1, 2, 3, 5 пункту 4.4) і коли Регулятор може ініціювати перегляд тарифів (інші положення пункту 4.4), оскільки наразі перегляд тарифу є необов'язковим для всіх випадків		
					6.3. Опублікувати проект змін до Постанов для отримання зауважень та пропозицій;	НКРЕКП	Червень-Липень 2021
					6.4. Розглянути зауваження та пропозиції до проекту змін до Постанов;	НКРЕКП	Липень-Серпень 2021
					6.5. Прийняти зміни до Постанов.	НКРЕКП	Липень-Серпень 2021
7	Розробити та впровадити механізм тимчасових адміністрацій для ОГРМ/ТКЕ за значні порушення	Тимчасова адміністрація має стати ефективним заходом впливу, що буде застосовуватися при неможливості вплинути на поведінку учасника ринку в інший спосіб. Фактично саме існування механізму тимчасових адміністрацій повинно бути ефективним важелем впливу для недопущення здійснення ОГРМ та ТКЕ значних порушень законодавства та ліцензійних умов під час ведення своєї діяльності. Тимчасова адміністрація означає отримання повного контролю над ОГРМ/ТКЕ, призупинення контролю старих власників, введення нового керівництва на основі рішення відповідного органу для досягнення певної мети (наприклад, фінансової стабілізації, виправлення порушень, тощо). Механізм тимчасової адміністрації для ОГРМ/ТКЕ може ґрунтуватися на тих самих принципах, що і механізм для	Тимчасова адміністрація для ОГРМ/ТКЕ за значні порушення	ОГРМ, ТКЕ, ОГТС	7.1. Підготувати та обговорити концепцію тимчасових адміністрацій із зацікавленими сторонами та учасниками ринку	МЕУ	Жовтень-Листопад 2021
					7.2. Доопрацювати концепцію тимчасових адміністрацій та погодити відповідні ключові питання із усіма зацікавленими особами	МЕУ	Жовтень-Листопад 2021
					7.3. Підготувати проєкт закону, що передбачатиме імплементацію концепції тимчасових адміністрацій	МЕУ	Листопад 2021
					7.4. Розглянути відповідний проєкт закону на комітету ВРУ	Комітет ВРУ	Листопад 2021

A member firm of Ernst & Young Global Limited

№	Блок	Обґрунтування необхідності реалізації	Рішення, які будуть імплементовані	Учасники ринку, на яких вплине рішення	Необхідні кроки	Відповідальний	Дедлайн
		банків або активів, заарештованих в рамках кримінального провадження. Для завершення розробки механізму потрібно визначити орган, відповідальний за введення тимчасової адміністрації, критерії її введення, порядок обрання адміністратора, його повноваження і відповідальність та інші питання. Впровадження цього рішення потребуватиме комплексної розробки процедури тимчасової адміністрації та внесення відповідних суттєвих змін до Закону про ринок газу, Закону про теплопостачання та Кодексу України з процедур банкрутства.			7.5. Прийняти проєкт закону	ВРУ	Грудень 2021
8	Зобов'язати учасників ринку продавати певний обсяг видобутого природного газу через біржу	Протягом 11 місяців 2020 року на ринку Української енергетичній біржі гравці продали 2,5 млрд куб. м природного газу (у 6 разів більше, ніж попереднього року). Всього вдалося залучити 83 нових учасників, а загалом було акредитовано до торгівлі 372 компанії. Тим не менше, ліквідність короткострокового ринку все ще під питанням. Уряд розглядає можливість зобов'язати ПАТ "Укргазвидобування" продавати весь обсяг видобутого газу через біржу. НАК "Нафтогаз" пропонує альтернативу - реалізовувати 15% газу власного видобутку через біржу. У той же час, якщо буде вирішено запровадити обов'язковий продаж газу, можна стверджувати, що це було б більш ефективним, прозорим та недискримінаційним, якщо б всі компанії, що займаються розвідкою та видобутком природного газу в Україні, були б зобов'язані продавати заздалегідь визначену кількість добового видобутку на товарній біржі. Така практика є звичною для ринку електроенергії України (встановити мінімальну місячну межу обов'язкового продажу на ринку "на добу наперед" виробленої електроенергії, виробленої електростанціями та імпортованої учасниками ринку, але не більше 30% їх щомісячних продажів).	Підвищення ліквідності короткострокового ринку	Усі учасники ринку	8.1. Визначити обґрунтований рівень (ліміт) обов'язкового продажу видобутого газу усіма компаніями, що здійснюють діяльність з розвідки та видобутку природного газу;	МЕУ	Червень-Липень 2021
					8.2. Внести зміни до Закону України №329-VIII "Про ринок природного газу", які передбачають повноваження Регулятора встановлювати рівень обов'язкового продажу видобутого газу на товарній біржі, а також право визначати товарну біржу (біржі), через яку (які) має здійснюватися його реалізація;	ВРУ	Липень 2021
					8.3. Встановити рівень обов'язкового продажу видобутого газу та визначити товарну біржу (біржі), через яку (які) має здійснюватися його реалізація.	НКРЕКП	Липень 2021
9	Забезпечити перегляд та встановлення обґрунтованих норм споживання газу для побутових споживачів з	За даними НКРЕКП, відсоток побутових споживачів з комерційним обліком газу станом на 1 січня 2020 року становив 91% порівняно з 89% на 1 січня 2019 року. Очікувалось, що до початку 2021 цей покриття лічильниками має становити 100%, але через пандемію їх встановлення не	Встановлення норм споживання на обґрунтованому та	ОГРМ, ОГТС	9.1. Визначити обґрунтований рівень споживання газу за кожною категорією (газова плита з ЦГВ, газова плита без ЦГВ, газова плита та водонагрівач), який буде	МЕУ	Червень-Липень 2021

A member firm of Ernst & Young Global Limited

№	Блок	Обґрунтування необхідності реалізації	Рішення, які будуть імплементовані	Учасники ринку, на яких вплине рішення	Необхідні кроки	Відповідальний	Дедлайн
	метою стимулювання досягнення 100% комерційного обліку	було завершено. Для споживачів без комерційного обліку газу повинні діяти норми споживання газу, які встановлюються КМУ. Останній раз вони встановлювались Постановою КМУ №143 від 27 лютого 2019 р, але в даний час її правовий статус не є чітко визначеним. Різниці між фактичним та нормативним споживанням мають прямий вплив на фінансову позицію Операторів ГРМ і, відповідно, їх можливість виконувати свої зобов'язання перед учасниками ринку, в т.ч. ОГТС. Крім того, занизькі нормативи стимулюють споживачів уникати встановлення лічильників газу, тому вони повинні бути встановлені на рівні, який буде сприяти досягненню 100% обліку за допомогою лічильників.	виправданому рівні		стимулювати споживачів сприяти встановленню лічильників газу;		
					9.2. Прийняти Постанову, яка встановить попередньо визначений обґрунтований рівень споживання газу та оновить норми, що були встановлені Постановою КМУ №143.	КМУ	Червень-Липень 2021
10	Імплементувати стимулюючу методологію формування тарифів Операторів ГРМ та ТКЕ	Тарифи для Операторів ГРМ визначається відповідно до методології "витрати +", яка затверджена Постановою НКРЕКП № 236 від 25 лютого 2016 року. Методологія передбачає покриття усіх обґрунтованих витрати, сплату податків та обов'язкових платежів, а також певний відсоток прибутку, який визначає НКРЕКП. Такий підхід не мотивує Операторів ГРМ до здійснення заходів з підвищення ефективності (наприклад, додаткові капітальні інвестиції, що спрямовані на зменшення споживання газу для виробничо-технологічних витрат), адже в такому випадку буде зменшуватись абсолютне значення прибутку. Аналогічна ситуація актуальна і для ТКЕ, для яких тарифи також визначаються відповідно до методології "витрати +" згідно з Постановою НКРЕКП №1174 від 25 червня 2019р. Більше того, у випадках, коли тариф встановлюється місцевою владою, вони можуть мати мотивацію штучно знижувати обґрунтовані тарифи, щоб отримати певні політичні вигоди. Очевидно, що методологія і для Операторів ГРМ і для ТКЕ повинна базуватись на чітких довгострокових стимулах і забезпечувати достатній рівень прибутку та капітальних інвестицій.	Коригування методології розрахунку тарифів ОГРМ та ТКЕ	ОГРМ, ТКЕ, ОГТС	10.1. Розробити нову методологію розрахунку тарифів для Операторів ОГРМ та ТКЕ, яка буде базуватись на довгострокових стимулах та забезпечувати обґрунтований рівень прибутковості;	НКРЕКП	Червень 2023
					10.2. Оцінити потенційний економічний ефект від впровадження нових методологій та розробити механізми щодо пом'якшення їх впливу на платіжки вразливих споживачів;	НКРЕКП	Вересень 2023
					10.3. Провести публічні обговорення з зацікавленими учасниками ринку та врахувати обґрунтовані зауваження до проєктів нових методологій;	НКРЕКП	Вересень 2023
					10.4. Затвердити нові методології та скасувати Постанову №236 та Постанову №1174.	НКРЕКП	Грудень 2023
11	Вирішити питання накопичених боргів Операторів ГРМ та ТКЕ	Протягом 2015-2019 років попередній оператор АТ "Укртрансгаз" зіштовхнувся з проблемою несанкціонованих відборів та неоплати небалансів. За цей період користувачі	Розробка механізмів погашення	ОГРМ, ТКЕ, НАК "Нафтогаз	11.1. Здійснити верифікацію заборгованості, яка може бути включена в процес погашення	МЕУ	Червень-Липень 2021

A member firm of Ernst & Young Global Limited

№	Блок	Обґрунтування необхідності реалізації	Рішення, які будуть імплементовані	Учасники ринку, на яких вплине рішення	Необхідні кроки	Відповідальний	Дедлайн
	за допомогою механізмів, які не створюватимуть стимулів до утворення нових боргів	мережі накопичили 43,8 млрд грн боргу, у тому числі 27,6 млрд грн, накопичені Операторами ГРМ за січень 2016 р. - лютий 2019 р. (до введення добового балансування) та 7,2 млрд грн накопичені операторами ГРМ протягом березня 2019 р. - грудня 2019 р. (після введення добового балансування). Щодо ТКЕ, то за даними Нафтогазу, загальна заборгованість ТКЕ за природний газ, спожитий та використаний у процесі виробництва тепла, станом на 20 січня 2021 р. становить 45,9 млрд грн (у тому числі додатково накопичено 17,3 млрд грн протягом 2020 року). При цьому загальна заборгованість контрагентів НАК "Нафтогаз" за спожитий газ (ТКЕ, ТЕЦ, регіональні постачальні підприємства, прямі споживачі) становить 82.6 млрд грн. Як правило, реструктуризація боргів повинна мати позитивний вплив на фінансовий стан учасників ринку та ГТСО. Однак успішне впровадження цього рішення залежить від наявності фінансових ресурсів для покриття боргів після реструктуризації. Крім того, як повідомляється, деякі учасники ринку накопичують борги не через свою нездатність платити, а через неправомірні дії. Такі учасники не повинні мати право на реструктуризацію. Варто зазначити, що законопроєкт 3800-1, який передбачає масштабне списання боргів на ринку газу для певних учасників, негативно впливає на поведінку учасників ринку, оскільки це не стимулює їх своєчасно сплачувати свої борги, а натомість стимулює неправомірні дії.	накопичених боргів та штрафних санкцій для ОГРМ та ТКЕ	України", ОГТС, постачальники	накопичених боргів Операторами ГРМ та ТКЕ;		
					11.2. Розробити економічно обґрунтовані механізми погашення накопичених боргів та штрафних санкцій Операторів ГРМ та ТКЕ, які не створюватимуть стимулів до утворення нових боргів;	МЕУ	Червень-Липень 2021
					11.3. Відхилити законопроєкт 3800-1 як такий, що не сприяє ефективному та справедливому врегулюванню проблеми заборгованості;	ВРУ	Червень-Липень 2021
					11.4. Розробити відповідний законопроєкт щодо заходів, спрямованих на погашення заборгованості, яка утворилась на ринку природного газу;	КМУ	Червень-Липень 2021
					11.5. Розглянути та прийняти законопроєкт щодо заходів, спрямованих на погашення заборгованості, яка утворилась на ринку природного газу.	ВРУ	Червень-Липень 2021
12	Забезпечення можливості здійснення операцій купівлі-продажу природного газу на товарних біржах за участі Оператора ГТС, Оператора Газосховищ та Операторів ГРМ для сприяння розвитку ліквідного ринку	2 грудня 2020 року було прийнято Закон України "Про внесення змін до статті 3 Закону України "Про публічні закупівлі" щодо закупівлі природного газу" № 1021-IX. Цей закон надає Оператору ГТС, Оператору Газосховищ та Операторам ГРМ можливість здійснювати закупівлю природного газу на товарних біржах для забезпечення власної господарської діяльності (у тому числі для власних виробничо-технічних потреб, покриття витрат та ВТВ, вчинення балансуючих дій) відповідно до Закону України	Врегулювання технічних аспектів встановлення відповідності бірж вимогам законодавства та Кодексу ГТС	ОГРМ, ОГТС, Постачальники	12.1. Отримання роз'яснень відповідального органу щодо процедури підтвердження відповідності товарної біржі вимогам Кодексу ГТС;	НКРЕКП	Червень 2021
					12.2. Проведення процедури підтвердження відповідності товарних бірж вимогам Кодексу за поданням біржі або учасниками ринку.	Учасники визначені процедурою	Червень-Липень 2021

A member firm of Ernst & Young Global Limited

№	Блок	Обґрунтування необхідності реалізації	Рішення, які будуть імплементовані	Учасники ринку, на яких вплине рішення	Необхідні кроки	Відповідальний	Дедлайн
		"Про ринок природного газу" та Кодексів ГТС, газосховищ та ГРС. Необхідно вжити заходів для встановлення відповідних процедур та вирішення інших технічних аспектів на рівні операторів, НКРЕКП та товарних бірж для надання операторам практичної можливості закупівлі природного газу на газових біржах, діяльність яких регулюється законом, що визначає правові умови створення та функціонування (діяльності) товарних бірж, та які відповідають вимогам Кодексу ГТС.			* У разі неможливості визначити процедуру без змін у нормативній базі додатково необхідно виконати такі кроки: 12.1.1. визначити і розробити необхідні зміни до актів вторинного законодавства або, за необхідності, до законів; 12.1.2. прийняти відповідні зміни до нормативної бази.	Комітет ВРУ ВРУ НКРЕКП	Червень-Липень 2021 (у випадку змін до законів: Червень-Вересень 2021)

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ДОДАТОК 1: ПРОЄКТ ЗМІН ДО ПОЛОЖЕННЯ ПРО ПСО ЩОДО БЕЗУМОВНОГО ПСО

Чинна редакція	Редакція зі змінами
[...]	[...]
11. Виробник теплової енергії має право з 1 листопада 2018 р. по 1 травня 2021 р. придбавати природний газ для всіх категорій використання природного газу у НАК "Нафтогаз України" у разі виконання таких умов:	11. Виробник теплової енергії має право з 1 листопада 2018 р. по 1 травня 2021 р. придбавати природний газ для всіх категорій використання природного газу у НАК "Нафтогаз України" у разі виконання таких умов:
1) укладення виробником теплової енергії договору постачання природного газу з НАК "Нафтогаз України" відповідно до законодавства;	1) укладення виробником теплової енергії договору постачання природного газу з НАК "Нафтогаз України" відповідно до законодавства;
2) виконання виробником, на якого станом на 30 вересня 2015 р. поширювалася дія статті 19-1 Закону України "Про теплопостачання" або якому надано в користування (оренду, концесію, управління тощо) цілісний майновий комплекс або індивідуально визначене майно з вироблення теплової енергії, що використовувалися виробником теплової енергії, на якого станом на 30 вересня 2015 р. поширювалася дія статті 19-1 Закону України "Про теплопостачання", обов'язку щодо відкриття рахунків із спеціальним режимом використання.	2) виконання виробником, на якого станом на 30 вересня 2015 р. поширювалася дія статті 19-1 Закону України "Про теплопостачання" або якому надано в користування (оренду, концесію, управління тощо) цілісний майновий комплекс або індивідуально визначене майно з вироблення теплової енергії, що використовувалися виробником теплової енергії, на якого станом на 30 вересня 2015 р. поширювалася дія статті 19-1 Закону України "Про теплопостачання", обов'язку щодо відкриття рахунків із спеціальним режимом використання.
Крім того, виробнику теплової енергії необхідно виконати одну з таких умов:	~~Крім того, виробнику теплової енергії необхідно виконати одну з таких умов:~~
досягнення станом на 23 число місяця, що передує місяцю постачання природного газу, рівня розрахунків виробника теплової енергії (без урахування штрафних санкцій), за усіма укладеними з НАК "Нафтогаз України" договорами про постачання природного газу (купівлі-продажу, про закупівлю, відступлення права вимоги тощо) не нижче 90 відсотків (у період з 1 грудня 2018 р. до 1 квітня 2019 р. - не нижче 78 відсотків, а для виробника теплової енергії, управління майном якого здійснює Фонд державного майна і який використовує природний газ для виробництва теплової та електричної енергії, у період з 16 листопада 2018 р. до 1 квітня 2019 р. та у період з 1 жовтня 2019 р. до 1 травня 2021 р. - не нижче 60 відсотків); або	~~досягнення станом на 23 число місяця, що передує місяцю постачання природного газу, рівня розрахунків виробника теплової енергії (без урахування штрафних санкцій), за усіма укладеними з НАК "Нафтогаз України" договорами про постачання природного газу (купівлі-продажу, про закупівлю, відступлення права вимоги тощо) не нижче 90 відсотків (у період з 1 грудня 2018 р. до 1 квітня 2019 р. - не нижче 78 відсотків, а для виробника теплової енергії, управління майном якого здійснює Фонд державного майна і який використовує природний газ для виробництва теплової та електричної енергії, у період з 16 листопада 2018 р. до 1 квітня 2019 р. та у період з 1 жовтня 2019 р. до 1 травня 2021 р. - не нижче 60 відсотків); або~~
укладення з НАК "Нафтогаз України" договору про реструктуризацію заборгованості за спожитий природний газ згідно з типовим договором у рамках реалізації Закону України "Про заходи, спрямовані на врегулювання заборгованості теплопостачальних та теплогенеруючих організацій та підприємств централізованого водопостачання і водовідведення за спожиті енергоносії" (за наявності відповідної заборгованості) та виконання зазначеного договору; або	~~укладення з НАК "Нафтогаз України" договору про реструктуризацію заборгованості за спожитий природний газ згідно з типовим договором у рамках реалізації Закону України "Про заходи, спрямовані на врегулювання заборгованості теплопостачальних та теплогенеруючих організацій та підприємств централізованого водопостачання і водовідведення за спожиті енергоносії" (за наявності відповідної заборгованості) та виконання зазначеного договору; або~~
подання виробником теплової енергії до НАК "Нафтогаз України" погодженого НАК "Нафтогаз України" та виконавчим органом відповідної місцевої ради графіка погашення заборгованості (рівними частинами до 1 січня 2021 р. щодо всіх договорів з НАК "Нафтогаз України"), складеного на підставі довідки щодо заборгованості, виданої НАК "Нафтогаз України", та виконання такого графіка, а також здійснення поточних розрахунків за використаний природний газ. Наявність графіка погашення заборгованості не змінює порядку розрахунків, установленого між постачальником та виробником теплової енергії у договорах постачання природного газу (купівлі-продажу, про закупівлю, відступлення права вимоги тощо).	~~подання виробником теплової енергії до НАК "Нафтогаз України" погодженого НАК "Нафтогаз України" та виконавчим органом відповідної місцевої ради графіка погашення заборгованості (рівними частинами до 1 січня 2021 р. щодо всіх договорів з НАК "Нафтогаз України"), складеного на підставі довідки щодо заборгованості, виданої НАК "Нафтогаз України", та виконання такого графіка, а також здійснення поточних розрахунків за використаний природний газ. Наявність графіка погашення заборгованості не змінює порядку розрахунків, установленого між постачальником та виробником теплової енергії у договорах постачання природного газу (купівлі-продажу, про закупівлю, відступлення права вимоги тощо).~~
При цьому графіки погашення заборгованості, подані виробниками теплової енергії та прийняті НАК "Нафтогаз	~~При цьому графіки погашення заборгованості, подані виробниками теплової енергії та прийняті НАК "Нафтогаз~~

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Чинна редакція	Редакція зі змінами
України" відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 1 жовтня 2015 р. № 758 "Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на суб'єктів ринку природного газу для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу (відносини у перехідний період)" (Офіційний вісник України, 2015 р., № 79, ст. 2651), використовуються для цілей цього Положення та не підлягають зміні або коригуванню, крім випадків участі теплопостачальних та теплогенеруючих організацій у процедурі врегулювання заборгованості за спожитий природний газ, визначеній Законом України "Про заходи, спрямовані на врегулювання заборгованості теплопостачальних та теплогенеруючих організацій та підприємств централізованого водопостачання і водовідведення за спожиті енергоносії", в частині реструктуризації заборгованості за спожитий природний газ.	~~України" відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 1 жовтня 2015 р. № 758 "Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на суб'єктів ринку природного газу для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу (відносини у перехідний період)" (Офіційний вісник України, 2015 р., № 79, ст. 2651), використовуються для цілей цього Положення та не підлягають зміні або коригуванню, крім випадків участі теплопостачальних та теплогенеруючих організацій у процедурі врегулювання заборгованості за спожитий природний газ, визначеній Законом України "Про заходи, спрямовані на врегулювання заборгованості теплопостачальних та теплогенеруючих організацій та підприємств централізованого водопостачання і водовідведення за спожиті енергоносії", в частині реструктуризації заборгованості за спожитий природний газ.~~
Виробники теплової та електричної енергії, управління майном яких здійснюють суб'єкти господарювання, які залучені Національним агентством з питань виявлення, розшуку та управління активами, одержаними від корупційних та інших злочинів, відповідно до статті 21 Закону України "Про Національне агентство з питань виявлення, розшуку та управління активами, одержаними від корупційних та інших злочинів", мають право з 1 листопада 2018 р. по 1 травня 2021 р. придбавати природний газ для всіх категорій використання природного газу, у тому числі для виробництва електричної енергії, у НАК "Нафтогаз України" у разі виконання таких умов:	Виробники теплової та електричної енергії, управління майном яких здійснюють суб'єкти господарювання, які залучені Національним агентством з питань виявлення, розшуку та управління активами, одержаними від корупційних та інших злочинів, відповідно до статті 21 Закону України "Про Національне агентство з питань виявлення, розшуку та управління активами, одержаними від корупційних та інших злочинів", мають право з 1 листопада 2018 р. по 1 травня 2021 р. придбавати природний газ для всіх категорій використання природного газу, у тому числі для виробництва електричної енергії, у НАК "Нафтогаз України". ~~у разі виконання таких умов:~~
умов, визначених у підпунктах 1-3 цього пункту;	~~умов, визначених у підпунктах 1-3 цього пункту;~~
досягнення станом на 23 число місяця, що передує місяцю постачання природного газу, рівня розрахунків, за договорами про постачання природного газу, укладеними з НАК "Нафтогаз України", не нижче 90 відсотків (у період з 1 грудня 2018 р. до 1 квітня 2019 р. - не нижче 78 відсотків).	~~досягнення станом на 23 число місяця, що передує місяцю постачання природного газу, рівня розрахунків, за договорами про постачання природного газу, укладеними з НАК "Нафтогаз України", не нижче 90 відсотків (у період з 1 грудня 2018 р. до 1 квітня 2019 р. - не нижче 78 відсотків).~~
[...]	[...]

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ДОДАТОК 2: ПРОЄКТ ЗМІН ДО ЗАКОНУ ПРО РИНОК ГАЗУ ЩОДО КОМПЕНСАЦІЇ ЗА ПСО

Чинна редакція	Редакція зі змінами
Стаття 11. Спеціальні обов'язки для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу	Стаття 11. Спеціальні обов'язки для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку природного газу
[...]	[...]
7. Суб'єкт ринку природного газу, на якого покладаються спеціальні обов'язки відповідно до частини першої цієї статті, ~~має право на отримання~~ компенсації економічно обґрунтованих витрат, здійснених таким суб'єктом, зменшених на доходи, отримані у процесі виконання покладених на нього спеціальних обов'язків, та з урахуванням допустимого рівня прибутку відповідно до порядку, затвердженого Кабінетом Міністрів України.	7. **Кабінет Міністрів України зобов'язаний призначити та забезпечити виплату на користь** суб'єкта ринку природного газу, на якого покладаються спеціальні обов'язки відповідно до частини першої цієї статті, **відповідної** компенсації економічно обґрунтованих витрат, здійснених таким суб'єктом **під час та для цілей виконання покладених на нього спеціальних обов'язків**, зменшених на доходи, отримані у процесі виконання покладених на нього спеціальних обов'язків, та з урахуванням допустимого рівня прибутку відповідно до порядку, затвердженого Кабінетом Міністрів України.
	Кабінет Міністрів України не може приймати рішення про покладання спеціальних обов'язків на суб'єктів ринку природного газу без визначення джерел фінансування та порядку виплати компенсації, що надається суб'єктам ринку природного газу, на яких покладаються спеціальні обов'язки.
[...]	[...]

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ДОДАТОК 3: ПРОЄКТ ЗМІН ДО МЕТОДОЛОГІЇ ВИЗНАЧЕННЯ ТАРИФІВ НА РОЗПОДІЛ

Чинна редакція	Редакція зі змінами
VIII. Процедура встановлення та перегляду тарифів на послуги розподілу природного газу	VIII. Процедура встановлення та перегляду тарифів на послуги розподілу природного газу
[...]	[...]
16. НКРЕКП може ініціювати перегляд тарифу на послуги розподілу природного газу у разі:	16. НКРЕКП може ініціювати перегляд тарифу на послуги розподілу природного газу у разі:
1) закінчення періоду, на який розраховувався тариф на послуги розподілу природного газу (або закінчення строку врахування окремих елементів витрат у структурі тарифу);	~~1) закінчення періоду, на який розраховувався тариф на послуги розподілу природного газу (або закінчення строку врахування окремих елементів витрат у структурі тарифу);~~
2) установлення факту нецільового використання коштів, передбачених структурою тарифу на послуги розподілу природного газу;	1) установлення факту нецільового використання коштів, передбачених структурою тарифу на послуги розподілу природного газу;
3) надання до НКРЕКП недостовірної інформації щодо здійснення господарської діяльності;	2) надання до НКРЕКП недостовірної інформації щодо здійснення господарської діяльності;
4) провадження господарської діяльності, яка не належить до сфери природних монополій, у разі якщо ця діяльність має вплив на ринок, що перебуває у стані природної монополії, за відсутності установлених НКРЕКП вимог;	3) провадження господарської діяльності, яка не належить до сфери природних монополій, у разі якщо ця діяльність має вплив на ринок, що перебуває у стані природної монополії, за відсутності установлених НКРЕКП вимог;
5) зміни річної замовленої потужності, урахованої при розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу, більше ніж на 5 %;	~~5) зміни річної замовленої потужності, урахованої при розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу, більше ніж на 5 %;~~
6) зміни витрат, що передбачені структурою встановленого тарифу на послуги розподілу природного газу, що сталася з причин, незалежних від суб'єкта господарювання, якщо це призводить до зміни рівня тарифу на послуги розподілу природного газу більше ніж на 5 % від встановленого рівня;	~~6) зміни витрат, що передбачені структурою встановленого тарифу на послуги розподілу природного газу, що сталася з причин, незалежних від суб'єкта господарювання, якщо це призводить до зміни рівня тарифу на послуги розподілу природного газу більше ніж на 5 % від встановленого рівня;~~
7) змін у чинному законодавстві України, зокрема в частині розміру ставок податків, зборів, обов'язкових платежів;	~~7) змін у чинному законодавстві України, зокрема в частині розміру ставок податків, зборів, обов'язкових платежів;~~
8) за результатами здійснення заходів нагляду (контролю) щодо дотримання суб'єктами господарювання вимог законодавства у сфері енергетики та Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу природного газу.	4) за результатами здійснення заходів нагляду (контролю) щодо дотримання суб'єктами господарювання вимог законодавства у сфері енергетики та Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу природного газу.
	16[1]. НКРЕКП зобов'язана ініціювати перегляд тарифу на послуги розподілу природного газу у разі:
	1) закінчення періоду, на який розраховувався тариф на послуги розподілу природного газу (або закінчення строку врахування окремих елементів витрат у структурі тарифу);
	2) зміни річної замовленої потужності, урахованої при розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу, більше ніж на 5 % **протягом періоду, який кратний кварталу (три, шість або дев'ять місяців)**;
	3) зміни **протягом періоду, який кратний кварталу (три, шість або дев'ять місяців)** витрат, що передбачені структурою встановленого тарифу на послуги розподілу природного газу, що сталася з причин, незалежних від суб'єкта господарювання, якщо це призводить до зміни рівня тарифу на послуги розподілу природного газу більше ніж на 5 % від встановленого рівня;
	4) змін у чинному законодавстві України, зокрема в частині розміру ставок податків, зборів, обов'язкових платежів.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ДОДАТОК 4: ПРОЄКТ ЗМІН ДО ПОСТАНОВИ НКРЕКП № 528

Чинна редакція	Редакція зі змінами
4. Встановлення тарифів	4. Встановлення тарифів
[...]	[...]
4.4. Перегляд тарифів може проводитись за обставин, що впливають або можуть вплинути на результати діяльності ліцензіата в період дії тарифів, а саме в таких випадках:	4.4. Перегляд тарифів може проводитись за обставин, що впливають або можуть вплинути на результати діяльності ліцензіата в період дії тарифів, а саме в таких випадках:
1) зміна приєднаного теплового навантаження в розрізі категорій споживачів перевищує 5 % від урахованого при встановленні діючих тарифів або зміна рівня втрат теплової енергії відповідно до встановлених уповноваженим органом методик (порядків);	~~1) зміна приєднаного теплового навантаження в розрізі категорій споживачів перевищує 5 % від урахованого при встановленні діючих тарифів або зміна рівня втрат теплової енергії відповідно до встановлених уповноваженим органом методик (порядків);~~
2) зміна в установленому порядку інвестиційної програми ліцензіата, якщо це призводить до зміни тарифів більше ніж на 2 % від установленого рівня;	~~2) зміна в установленому порядку інвестиційної програми ліцензіата, якщо це призводить до зміни тарифів більше ніж на 2 % від установленого рівня;~~
3) зміна протягом строку дії тарифів величини окремих витрат, пов'язаних із провадженням ліцензованої діяльності з виробництва, транспортування, постачання теплової енергії, з причин, які не залежать від ліцензіата, зокрема збільшення або зменшення податків і зборів, мінімальної заробітної плати, прожиткового мінімуму, встановленого для працездатних осіб, зміни мінімальних обов'язкових гарантій в оплаті праці у сфері житлово-комунального господарства в частині формування ставок (окладів) для робітників та посадових окладів керівників, професіоналів, фахівців та технічних службовців, орендної плати та амортизаційних відрахувань, витрат на покриття втрат ліцензіата, підвищення або зниження цін і тарифів на паливно-енергетичні та інші матеріальні ресурси, зміни обсягу фінансових витрат, складової планованого прибутку, за умови, що сумарно це призвело до зміни тарифних витрат більше ніж на 2 % від установленого рівня;	~~3) зміна протягом строку дії тарифів величини окремих витрат, пов'язаних із провадженням ліцензованої діяльності з виробництва, транспортування, постачання теплової енергії, з причин, які не залежать від ліцензіата, зокрема збільшення або зменшення податків і зборів, мінімальної заробітної плати, прожиткового мінімуму, встановленого для працездатних осіб, зміни мінімальних обов'язкових гарантій в оплаті праці у сфері житлово-комунального господарства в частині формування ставок (окладів) для робітників та посадових окладів керівників, професіоналів, фахівців та технічних службовців, орендної плати та амортизаційних відрахувань, витрат на покриття втрат ліцензіата, підвищення або зниження цін і тарифів на паливно-енергетичні та інші матеріальні ресурси, зміни обсягу фінансових витрат, складової планованого прибутку, за умови, що сумарно це призвело до зміни тарифних витрат більше ніж на 2 % від установленого рівня;~~
4) невиконання або виконання не в повному обсязі ліцензіатом інвестиційної програми у попередніх періодах та/або відсутність схваленої у встановленому порядку інвестиційної програми на планований період, що є підставою для встановлення (перегляду) тарифу шляхом його зміни у бік зменшення;	1) невиконання або виконання не в повному обсязі ліцензіатом інвестиційної програми у попередніх періодах та/або відсутність схваленої у встановленому порядку інвестиційної програми на планований період, що є підставою для встановлення (перегляду) тарифу шляхом його зміни у бік зменшення;
5) зміна протягом періоду, який кратний кварталу (три, шість або дев'ять місяців), ціни на паливно-енергетичні ресурси (зокрема природний газ), якщо це призводить до зміни загальних тарифних витрат більше ніж на 2 % від установленого рівня. НКРЕКП за власною ініціативою з дотриманням вимог Порядку проведення відкритого обговорення та Регламенту Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 06 грудня 2016 року № 2133, може прийняти рішення щодо включення до структури тарифів на виробництво та/або транспортування теплової енергії складової з коригування витрат (яка може мати як додатне, так і від'ємне значення), розрахованої з урахуванням фактичних та врахованих (при розрахунку витрат на паливо) в тарифах цін/тарифів на паливно-енергетичні ресурси і фактичних обсягів спожитих у такому періоді паливно-енергетичних ресурсів (зокрема природного газу). У випадку коли ліцензіат виконав зміну нарахувань споживачам відповідно до вимог постанов Кабінету Міністрів України, що підтверджується відповідними розрахунковими матеріалами та підтвердними документами, у тих періодах відповідне	~~5) зміна протягом періоду, який кратний кварталу (три, шість або дев'ять місяців), ціни на паливно-енергетичні ресурси (зокрема природний газ), якщо це призводить до зміни загальних тарифних витрат більше ніж на 2 % від установленого рівня. НКРЕКП за власною ініціативою з дотриманням вимог Порядку проведення відкритого обговорення та Регламенту Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 06 грудня 2016 року № 2133, може прийняти рішення щодо включення до структури тарифів на виробництво та/або транспортування теплової енергії складової з коригування витрат (яка може мати як додатне, так і від'ємне значення), розрахованої з урахуванням фактичних та врахованих (при розрахунку витрат на паливо) в тарифах цін/тарифів на паливно-енергетичні ресурси і фактичних обсягів спожитих у такому періоді паливно-енергетичних ресурсів (зокрема природного газу). У випадку коли ліцензіат виконав зміну нарахувань споживачам відповідно до вимог постанов Кабінету Міністрів України, що підтверджується відповідними розрахунковими матеріалами та підтвердними документами, у тих періодах відповідне~~

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Чинна редакція	Редакція зі змінами
коригування витрат по статтях витрат, за рахунок яких було проведено зміну нарахувань, не відбувається;	~~коригування витрат по статтях витрат, за рахунок яких було проведено зміну нарахувань, не відбувається;~~
6) якщо протягом строку дії тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання обсяг витрат, пов'язаних із провадженням відповідної ліцензованої діяльності, не змінився, ліцензіат може звернутися до НКРЕКП із заявою щодо встановлення на новий строк тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання на рівні діючих тарифів (за необхідності здійснюється актуалізація структури тарифів) за умови підтвердження економічної обґрунтованості діючих тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, погодження органу місцевого самоврядування;	2) якщо протягом строку дії тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання обсяг витрат, пов'язаних із провадженням відповідної ліцензованої діяльності, не змінився, ліцензіат може звернутися до НКРЕКП із заявою щодо встановлення на новий строк тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування, постачання на рівні діючих тарифів (за необхідності здійснюється актуалізація структури тарифів) за умови підтвердження економічної обґрунтованості діючих тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, погодження органу місцевого самоврядування;
7) якщо протягом строку дії встановлених тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання у структурі тарифів відбулися зміни за окремими статтями витрат, які не призводять до зміни загальної величини тарифу, ліцензіат може здійснити актуалізацію структури тарифів шляхом перерозподілу витрат між окремими статтями витрат, за якими відбулися зміни, та звернутися до НКРЕКП із заявою та відповідними розрахунками на планований період з усіма підтвердними і обґрунтовуючими матеріалами щодо перегляду структури тарифів за категоріями споживачів без зміни величини самих тарифів;	3) якщо протягом строку дії встановлених тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання у структурі тарифів відбулися зміни за окремими статтями витрат, які не призводять до зміни загальної величини тарифу, ліцензіат може здійснити актуалізацію структури тарифів шляхом перерозподілу витрат між окремими статтями витрат, за якими відбулися зміни, та звернутися до НКРЕКП із заявою та відповідними розрахунками на планований період з усіма підтвердними і обґрунтовуючими матеріалами щодо перегляду структури тарифів за категоріями споживачів без зміни величини самих тарифів;
8) використання коштів не за цільовим призначенням та/або економія коштів за статтями витрат;	4) використання коштів не за цільовим призначенням та/або економія коштів за статтями витрат;
9) наявність перехресного субсидіювання між видами господарської діяльності ліцензіата;	5) наявність перехресного субсидіювання між видами господарської діяльності ліцензіата;
10) надання ліцензіатом до НКРЕКП недостовірної інформації при обґрунтуванні і розрахунках тарифів.	6) надання ліцензіатом до НКРЕКП недостовірної інформації при обґрунтуванні і розрахунках тарифів.
	4.4[1]. Перегляд тарифів обов'язково повинен проводитись у таких випадках:
	1) зміни протягом періоду, який кратний кварталу (три, шість або дев'ять місяців), приєднаного теплового навантаження в розрізі категорій споживачів перевищує 5 % від урахованого при встановленні діючих тарифів або зміна рівня втрат теплової енергії відповідно до встановлених уповноваженим органом методик (порядків);
	2) зміни в установленому порядку інвестиційної програми ліцензіата, якщо це призводить до зміни тарифів більше ніж на 2 % від установленого рівня;
	3) зміни протягом строку дії тарифів величини окремих витрат, пов'язаних із провадженням ліцензованої діяльності з виробництва, транспортування, постачання теплової енергії, з причин, які не залежать від ліцензіата, зокрема збільшення або зменшення податків і зборів, мінімальної заробітної плати, прожиткового мінімуму, встановленого для працездатних осіб, зміни мінімальних обов'язкових гарантій в оплаті праці у сфері житлово-комунального господарства в частині формування ставок (окладів) для робітників та посадових окладів керівників, професіоналів, фахівців та технічних службовців, орендної плати та амортизаційних відрахувань, витрат на покриття втрат ліцензіата, підвищення або зниження цін і тарифів на паливно-енергетичні та інші матеріальні ресурси, зміни обсягу фінансових витрат, складової планованого прибутку, за умови, що сумарно це призвело

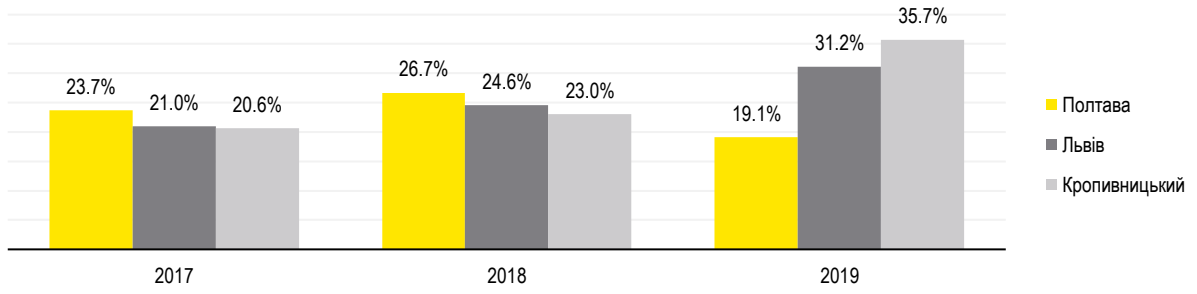
A member firm of Ernst & Young Global Limited

Чинна редакція	Редакція зі змінами
	до зміни тарифних витрат більше ніж на 2 % від установленого рівня;
	4) зміни протягом періоду, який кратний кварталу (три, шість або дев'ять місяців), ціни на паливно-енергетичні ресурси (зокрема природний газ), якщо це призводить до зміни загальних тарифних витрат більше ніж на 2 % від установленого рівня. НКРЕКП за власною ініціативою з дотриманням вимог Порядку проведення відкритого обговорення та Регламенту Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 06 грудня 2016 року № 2133, може прийняти рішення щодо включення до структури тарифів на виробництво та/або транспортування теплової енергії складової з коригування витрат (яка може мати як додатне, так і від'ємне значення), розрахованої з урахуванням фактичних та врахованих (при розрахунку витрат на паливо) в тарифах цін/тарифів на паливно-енергетичні ресурси і фактичних обсягів спожитих у такому періоді паливно-енергетичних ресурсів (зокрема природного газу). У випадку коли ліцензіат виконав зміну нарахувань споживачам відповідно до вимог постанов Кабінету Міністрів України, що підтверджується відповідними розрахунковими матеріалами та підтвердними документами, у тих періодах відповідне коригування витрат по статтях витрат, за рахунок яких було проведено зміну нарахувань, не відбувається.
[...]	[...]

A member firm of Ernst & Young Global Limited

ДОДАТОК 5: ДОДАТКОВА ІНФОРМАЦІЯ ДО РОЗДІЛУ 3.2.

Додаток 5.1 Зростання заробітної плати за регіонами в галузі розподілу газу, електроенергії та водопостачання [280]



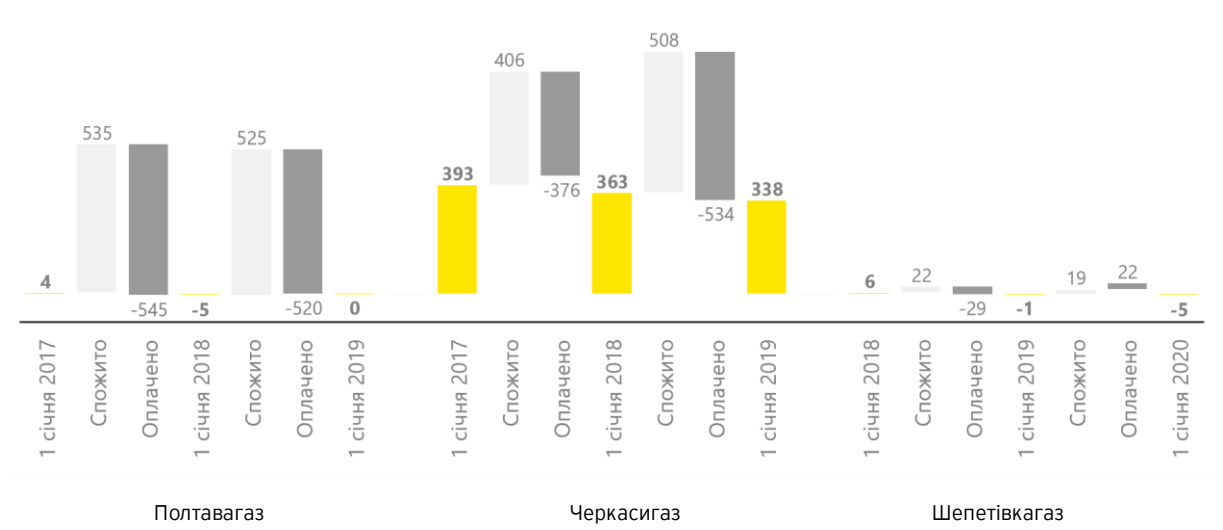
Додаток 5.2. Історична зміна норм споживання для споживачів без приладів обліку газу, куб.м на людину

Час дії	Законодавча база / Група споживання	Газова плита з ЦГВ	Газова плита без ЦГВ	Газова плита та водонагрівач
10.01.2014 - 05.05.2015	Встановлено Постановою КМУ від 06.08.2014 № 409, якою внесено зміни до Постанови № 619 від 08.06.1996 (див. редакцію від 01.10.2014)	6.00	9.00	18.00
06.05.2015 - 01.02.2016	Встановлено Постановою КМУ №237 від 29 квітня 2015 р., якою внесено зміни до Постанови №619 від 8 червня 1996 р. (Див. редакцію від 6 травня 2015 р.). Скасовано Постановою КМУ №204 від 23 березня 2016 року та рішенням Вищого адміністративного суду України (ВАСУ)	3.00	4.50	9.00
01.02.2016 - 18.08.2017	Встановлено Постановою КМУ №316 від 27.04.2016, якою внесено зміни до Постанови №203 від 23.03.2016 (див. редакцію від 30.04.2016)	4.40	7.10	14.00
19.08.2017 - 21.11.2018	Встановлено Постановою КМУ №609 від 18.08.2017, якою внесено зміни до Постанови №203 від 23.03.2016 (див. редакцію від 19.08.2017). Скасовано Постановою Верховного суду від 27 листопада 2018 року у справі № 826/2507/18 від 30 травня 2018 року.	3.30	5.40	10.50
27.11.2018 - 07.02.2019	Встановлено Постановою КМУ №619 від 08.06.2016 в редакції від 29.10.2002 на підставі Постанови Верховного Суду від 27.11.2018 у справі 26 826/2507/18 від 30.05.2018 Скасована Постановою Кабінету Міністрів №63 від 30.01. 2019 р.	9.80	18.30	23.60
08.02.2019 - 03.07.2019	Встановлено Постановою КМУ №63 від 30 січня 2019 р. Скасована постановою Кабінету Міністрів України №143 від 27 лютого 2019 р.	3.29	5.39	10.49
Чинна з 03.07.2019	Постанова Кабінету Міністрів від 27 лютого 2019 р. №143	3.28	5.39	10.49

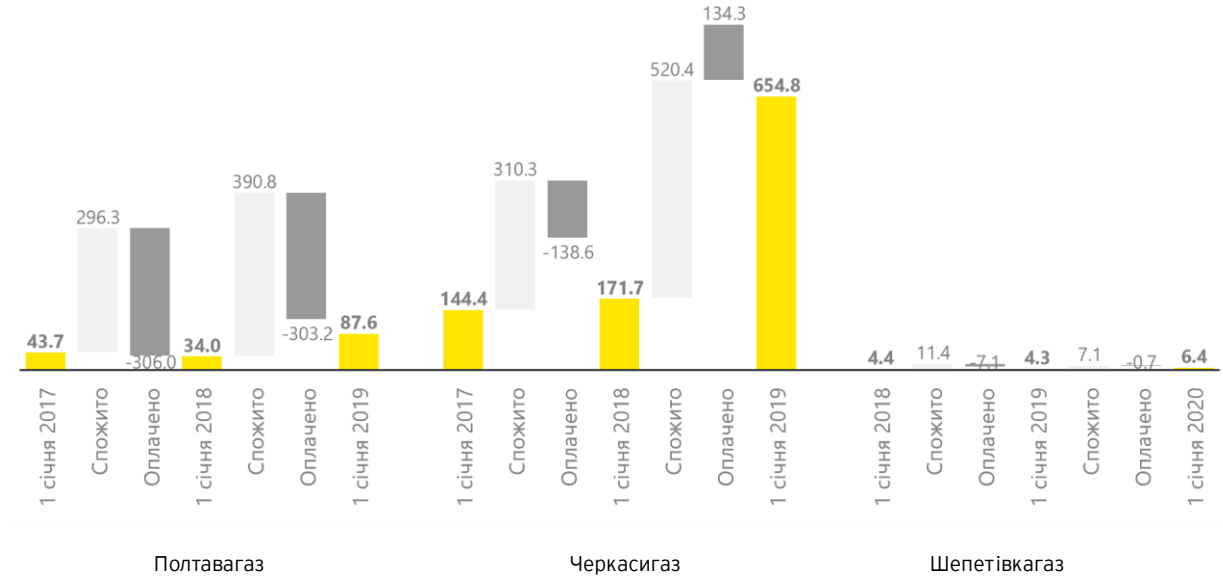
[280] Обласні управління статистики, аналіз та розрахунки EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Додаток 5.3. Накопичена заборгованість перед ОГРМ за послуги розподілу природного газу, млн. грн[281]



Додаток 5.4. Накопичена заборгованість обраних ОГРМ перед контрагентами, тис. грн[282]

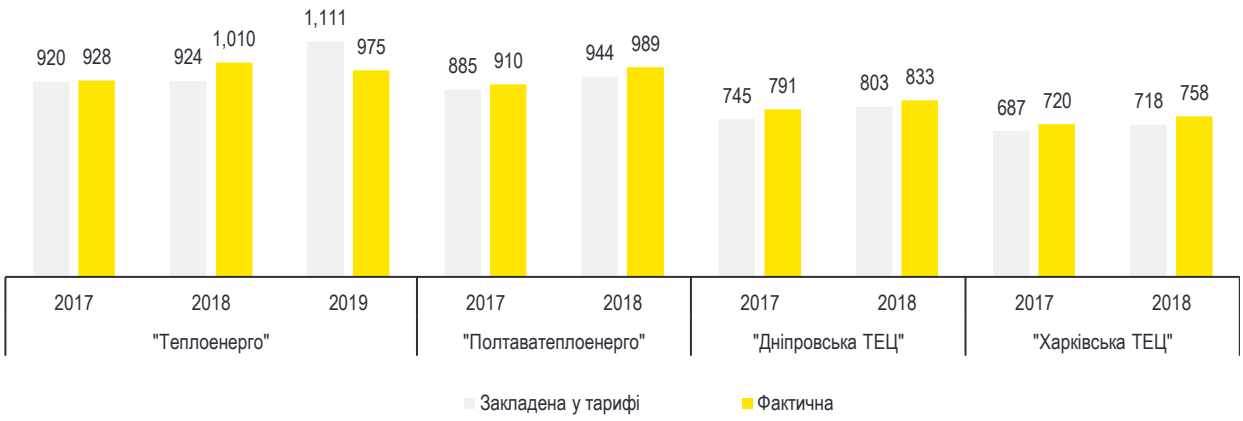


[281] Акт перевірки № 232 від 03 липня 2019 року, сторінка 67, Акт перевірки № 362 від 22 жовтня 2019 року, сторінка 77, Акт перевірки № 77 від 03 липня 2019 року, сторінка 70, Розрахунки та аналіз EY

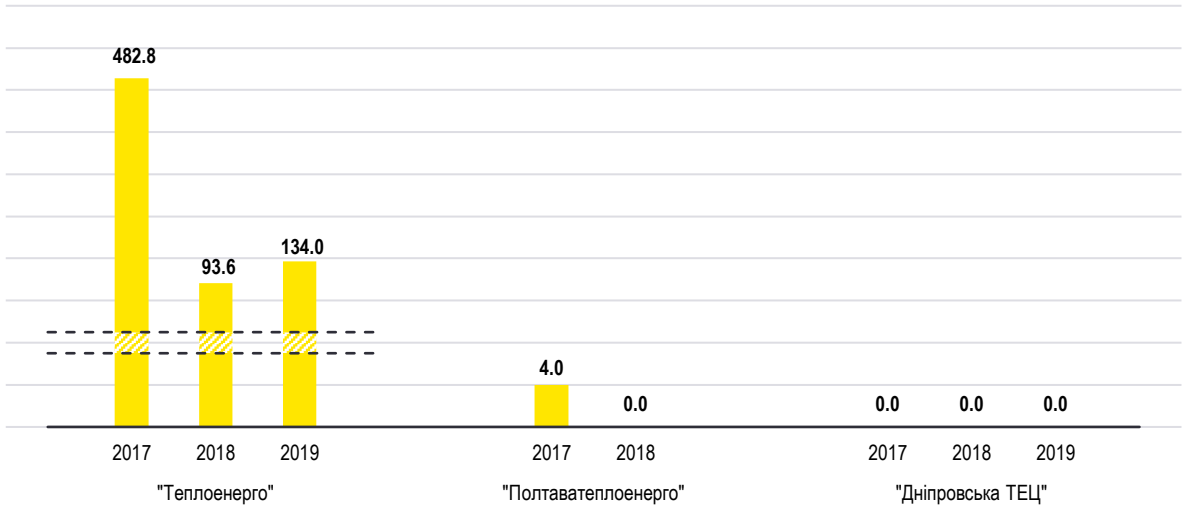
[282] Акт перевірки №. 232 від 03 липня 2019 року, сторінка 66, Акт перевірки №. 362 від 22 жовтня 2019 року, сторінка 75, Акт перевірки №. 77 від 03 липня 2019 року, сторінка 68, Розрахунки та аналіз EY.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Додаток 5.5. Планова та реальна вартість природного газу у структурі тарифу теплової енергії, грн/Гкал[283]



Додаток 5.6. Підтримка місцевого бюджету для кожної з компаній, млн грн[284]

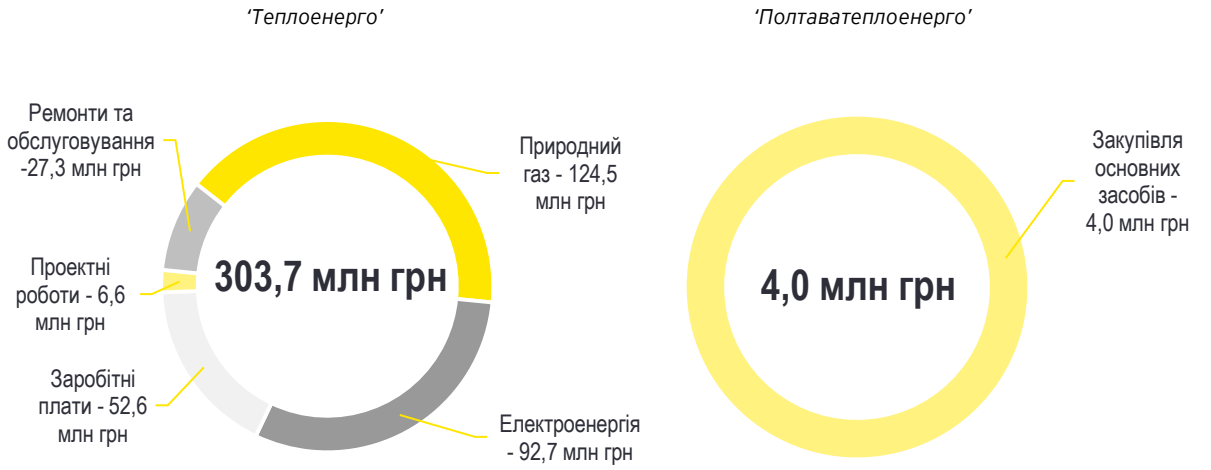


[283] Акт перевірки № 398 від 17 грудня 2018 року, сторінка 22-23, Акта перевірки № 67 від 28 лютого 2020 року, сторінка 11-12, Акт перевірки № 384 від 19 лютого 2019 року, сторінка 14-15, акт перевірки № 70 від 6 березня 2019 року, сторінка 12-13, 26-27, Акт перевірки № 72 від 3 березня 2019 року, сторінка 13-14, Акт перевірки № 104 від 5 травня 2018 року, сторінка 11-12, Розрахунки та аналіз EY.

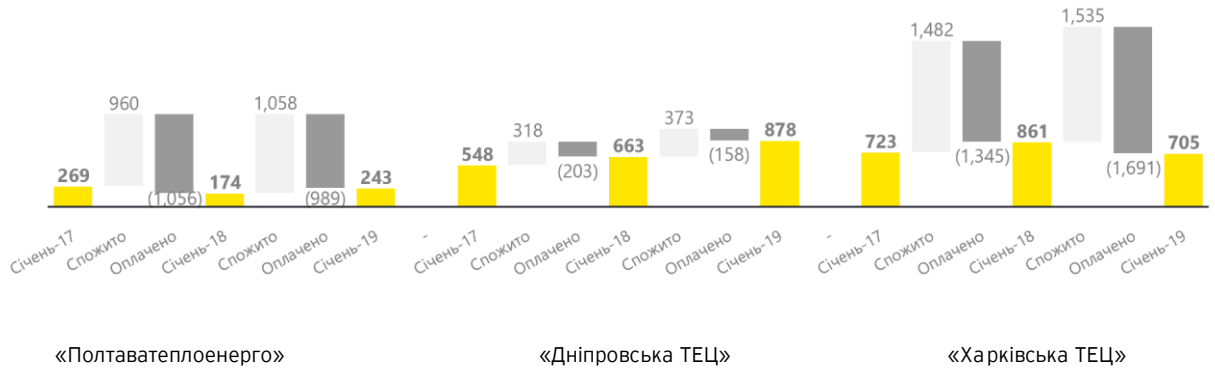
[284] Дніпровська міська рада. Режим доступу: https://dniprorada.gov.ua/uk/Widgets/GetWidgetContent?url=/WebSolution2/wsGetTextPublicDocument?pID=116814&name=3/30, https://dniprorada.gov.ua/uk/Widgets/GetWidgetContent?url=/WebSolution2/wsGetTextPublicDocument?pID=171501&name=2/42, https://dniprorada.gov.ua/uk/Widgets/GetWidgetContent?url=/WebSolution2/wsGetTextPublicDocument?pID=242104&name=2/54, НКРЕКП

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Додаток 5.7. Використання грантів місцевих бюджетів у 2017 р.[285]



Додаток 5.8. Динаміка боргу споживачів у розрізі аналізованих компаній, млн грн[286]

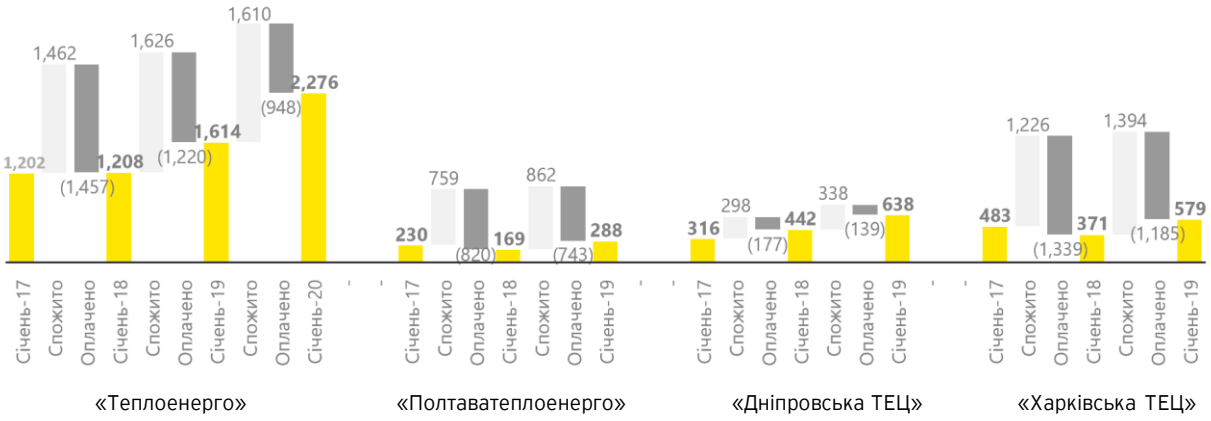


[285] Акт перевірки № 398 від 17 грудня 2018 року, сторінка 27-29, Акт перевірки № 67 від 19 лютого 2019 року, сторінка 34

[286] Акт перевірки № 398 від 17 грудня 2018 року, сторінка 25, Акт перевірки № 67 від 28 лютого 2020 року, сторінка 14-15, 21-22, Акт перевірки № 384 від 19 лютого 2019 року, сторінка 18, 25- 26, Акт перевірки № 70 від 6 березня 2019 року, сторінка 18-19, 32, Акт перевірки № 72 від 3 березня 2019 року, сторінка 21, Акт перевірки № 104 від 5 травня 2018 року, сторінка 19, Розрахунки та аналіз EY

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Додаток 5.9. Борг за природний газ у розрізі аналізованих компаній, млн грн[287]



[287] Акт перевірки № 398 від 17 грудня 2018 року, сторінка 25, Акт перевірки № 67 від 28 лютого 2020 року, сторінка 14-15, 21-22, Акт перевірки № 384 від 19 лютого 2019 року, сторінка 18, 25- 26, Акт перевірки № 70 від 6 березня 2019 року, сторінка 18-19, 32, Акт перевірки № 72 від 3 березня 2019 року, сторінка 21, Акт перевірки № 104 від 5 травня 2018 року, сторінка 19.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

EY | Building a better working world

Дотримуючись своєї місії — удосконалюючи бізнес, змінювати світ на краще, — компанія EY сприяє створенню довгострокового корисного ефекту для клієнтів, співробітників і суспільства в цілому, а також допомагає зміцнювати довіру до ринків капіталу.

Багатопрофільні команди компанії EY представлені у більше ніж 150 країнах світу. Використовуючи дані й технології, ми забезпечуємо довіру до інформації, підтверджуючи її достовірність, а також допомагаємо клієнтам розширювати, трансформувати й успішно вести свою діяльність.

Фахівці компанії EY в галузі аудиту, консалтингу, права, стратегії, оподаткування і угод ставлять правильні запитання, які дозволяють знаходити нові відповіді на виклики сьогодення.

Назва EY відноситься до глобальної організації та може відноситися до однієї чи декількох компаній, що входять до складу Ernst & Young Global Limited, кожна з яких є окремою юридичною особою. Ernst & Young Global Limited – юридична особа, створена відповідно до законодавства Великобританії, – є компанією, що обмежена відповідальністю її учасників, і не надає послуг клієнтам. Інформація про порядок збору та використання компанією EY персональних даних, а також про права, що мають фізичні особи відповідно до законодавства про захист персональних даних, доступна за посиланням ey.com/privacy. Більш детальна інформація представлена на нашому сайті: ey.com.

Ми взаємодіємо с компаніями з країн СНД, допомагаючи їм у досягненні бізнес-цілей. У 19 офісах нашої фірми (у Москві, Владивостоці, Єкатеринбурзі, Казані, Краснодарі, Новосибірську, Ростові-на-Дону, Санкт-Петербурзі, Тольятті, Алмати, Атирау, Нур-Султані, Баку, Бішкеку, Єревані, Києві, Мінську, Ташкенті, Тбілісі) працюють 5500 фахівців.

© 2021 ТОВ «Ернст енд Янг».
Усі права захищені.

ED 0321

ey.com/ua