|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ДОГОВІР № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  транспортування природного газу   |  |  | | --- | --- | | м.Київ, Україна  (місце укладення) | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_2018 року  (date) | | **Публічне акціонерне товариство “УКРТРАНСГАЗ”**, Україна, що здійснює діяльність на підставі ліцензії НКРЕ на транспортування природного, нафтового газу і газу (метану) вугільних родовищ трубопроводами, серія АЕ № 194511 від 28 лютого 2013 року, (далі – Оператор), в особі заступника директора департаменту комерційного філії «Оператор газотранспортної системи України» Грищенка Віталія Петровича, який діє на підставі довіреності від 22 грудня 2017 року № 6-490,  та \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (найменування сторони, під яким вона офіційно зареєстрована, із зазначенням країни, організаційно-правова форма Замовника - для юридичної особи або прізвище, ім'я, по батькові для фізичної особи – підприємця) (далі – Замовник), в особі \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, (посада, прізвище, ім'я та по батькові), що діє на підставі \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_,(довіреність або установчі документи Замовника) (далі – Сторони)  керуючись Законом України "Про ринок природного газу" та Кодексом газотранспортної системи, затвердженим постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 30 вересня 2015 року № 2493 (далі – Кодекс), уклали цей Договір транспортування природного газу (далі – Договір) про таке. | |   **І. ТЕРМІНИ І ВИЗНАЧЕННЯ**  Терміни і визначення, що не наведені в цьому Договорі, використовуються у значеннях, встановлених у Законі України "Про ринок природного газу" та Кодексі.  **ІІ. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРУ**  2.1. За цим Договором Оператор надає Замовнику послуги транспортування природного газу (далі – Послуги) на умовах, визначених у цьому Договорі, а Замовник сплачує Оператору встановлену в цьому Договорі вартість таких Послуг.  2.2. Послуги надаються на умовах, визначених у Кодексі, з урахуванням особливостей, передбачених цим Договором.  2.3. Послуги, які можуть бути надані Замовнику за цим Договором:  послуга замовленої потужності в точках входу та виходу до/з газотранспортної системи (далі – розподіл потужності);  послуги фізичного транспортування природного газу газотранспортною системою на підставі підтверджених номінацій (далі – транспортування);  послуги балансування обсягів природного газу, які подаються до газотранспортної системи і відбираються з неї (далі – балансування).  2.4. Обсяг послуг, що надаються за цим Договором, визначається підписанням додатка 1 (розподіл потужності) та/або додатка 2 (транспортування) до цього Договору.  2.5. Приймання-передача газу, документальне оформлення та подання звітності Оператору здійснюються відповідно до вимог Кодексу.  2.6. Замовник має виконувати вимоги, визначені в Кодексі, подавати газ в точках входу та/або приймати газ у точках виходу в обсягах, встановлених цим Договором, протягом погоджених термінів, а також оплачувати Послуги на умовах, зазначених у Договорі.  2.7. Оператор має виконувати вимоги, визначені в Кодексі, приймати газ в точках входу та/або передавати газ у точках виходу в обсягах, встановлених цим Договором, протягом погоджених термінів.  2.8. Додатки 1, 2, 3 є невід’ємною частиною цього Договору. При цьому додаток 3 укладається у випадку, коли Замовником Послуг є оператор газорозподільної системи, прямий споживач, газодобувне підприємство або виробник біогазу.  **ІІІ. ПРАВА І ОБОВ’ЯЗКИ ОПЕРАТОРА**  3.1. Оператор зобов’язаний:  своєчасно надавати Послуги належної якості;  розміщувати на своєму веб-сайті чинні тарифи, вартість послуг балансування, Типовий договір транспортування природного газу і Кодекс;  приймати номінації та реномінації, а також заявки на розподіл потужності від Замовника відповідно до умов, встановлених Кодексом;  забезпечувати належну організацію та функціонування своєї диспетчерської служби;  оприлюднювати інформацію, що стосується прав Замовника на розподіл потужності, впровадження системних обмежень у випадку аварій та перебоїв у функціонуванні газотранспортної системи, та іншу інформацію, що передбачена Кодексом;  виконувати інші обов’язки, визначені Кодексом та чинним законодавством України;  повідомляти Замовника про зміну умов, які стали підставою для укладення цього Договору;  здійснити додаткову оплату Замовнику у разі недотримання параметрів якості природного газу, який передається ним в точках виходу з газотранспортної системи, в порядку, визначеному цим Договором.  3.2. Оператор має право:  своєчасно отримувати від Замовника плату за надані Послуги;  на безперешкодний та безкоштовний доступ на територію та земельну ділянку Замовника, де розташоване його газове обладнання та/або комерційний вузол обліку газу, для виконання своїх обов’язків, передбачених Кодексом та чинним законодавством;  обмежувати або припиняти транспортування природного газу у випадках, передбачених цим Договором та Кодексом;  отримувати оперативну інформацію від Замовника на запит своєї диспетчерської служби;  стягувати із Замовника додаткову плату у разі перевищення розміру договірної потужності та/або за недотримання вимог щодо якості газу, який передається ним в газотранспортну систему, в порядку, визначеному цим Договором;  користуватися іншими правами, передбаченими цим Договором та чинним законодавством України, для забезпечення належного надання Послуг, а також для виконання обов’язків оператора газотранспортної системи.  **ІV. ПРАВА І ОБОВ’ЯЗКИ ЗАМОВНИКА**  4.1. Замовник зобов’язаний:  своєчасно та в повному обсязі оплачувати вартість наданих йому Послуг;  надати Оператору фінансове забезпечення в порядку, встановленому у Кодексі та цьому Договорі;  дотримуватися обмежень, встановлених цим Договором та Кодексом;  негайно виконувати розпорядження диспетчерської служби Оператора;  вчасно врегульовувати небаланси;  не перевищувати замовлені потужності, визначені в цьому Договорі;  повідомляти Оператора про зміну умов, які стали підставою для укладення цього Договору;  забезпечити можливість цілодобового зв’язку Оператора з представниками Замовника, зазначеними в цьому Договорі;  здійснити додаткову оплату Оператору у разі перевищення розміру договірної потужності та/або недотримання параметрів якості природного газу, який передається ним в газотранспортну систему, в порядку, визначеному цим Договором.  4.2. Замовник має право:  отримувати від Оператора Послуги належної якості та в обумовлені цим Договором строки;  замовляти транспортування та одержувати з газотранспортної системи обсяги природного газу, що відповідають його підтвердженим номінаціям/реномінаціям;  отримувати від Оператора всю необхідну інформацію щодо роботи газотранспортної системи, від якої залежить належне виконання Замовником своїх зобов’язань за цим Договором;  передати права щодо доступу до газотранспортної системи, які він набуває за цим Договором, іншим суб'єктам ринку природного газу за умови повідомлення про це Оператора у порядку і строки, передбачені Кодексом та цим Договором;  отримувати плату за недотримання вимог щодо якості газу, який передається Оператором з газотранспортної системи, в порядку, визначеному цим Договором;  користуватися іншими правами, передбаченими Договором та чинним законодавством України;  у разі фізичного підключення до газотранспортної системи – на безперешкодний та безкоштовний доступ в порядку, визначеному Кодексом, на територію та земельну ділянку Оператора, де розміщені місця відбору проб газу та/або комерційні вузли обліку газу, за якими здійснюється замовлення Послуг.  **V. ОБЛІК І ЯКІСТЬ ГАЗУ**  5.1. Порядок комерційного обліку природного газу (у тому числі приладового) та перевірки комерційних вузлів обліку, а також порядок приймання-передачі природного газу в точках входу/виходу до/з газотранспортної системи та визначення і перевірки параметрів якості в цих точках здійснюються Сторонами відповідно до вимог Кодексу та з урахуванням цього Договору.  5.2. Якість газу має відповідати вимогам щодо норм якості газу, фізико-хімічних показників та інших характеристик (далі – ФХП), визначених у Кодексі та нормативно-правових актах і відповідних стандартах, на які Кодекс містить посилання.  5.3. За порушення вимог щодо якості газу, який подається в газотранспортну систему Оператора або передається з неї Оператором, стягується додаткова плата, визначена умовами цього Договору.  5.4. Окремим додатком 3 до цього Договору між Оператором та Замовником, який є оператором газорозподільної системи/прямим споживачем/ газовидобувним підприємством/виробником біогазу, інших видів газу з альтернативних джерел, визначається перелік комерційних вузлів обліку газу, встановлених на всіх фізичних точках входу/виходу до відповідного Замовника.  5.5. На кожну фізичну точку входу/виходу до/з газотранспортної системи складається акт розмежування балансової належності газопроводів та експлуатаційної відповідальності сторін, який має містити схему потоків газу через вузол обліку природного газу (далі – ВОГ), його місце розташування на схемі, межу балансової належності та за необхідності схематичне позначення іншого обладнання чи засобів вимірювальної техніки (далі – ЗВТ).  **VI. ПОТУЖНОСТІ І НОМІНАЦІЇ**  6.1. Оператор забезпечує наявність відповідних потужностей в точках входу до газотранспортної системи або в точках виходу з газотранспортної системи згідно з додатком 1 до цього Договору (розподіл потужності).  6.2. Розподіл потужності здійснюється в порядку, передбаченому положеннями Кодексу.  6.3. Надання номінацій (реномінацій) для отримання транспортування здійснюється у порядку, встановленому Кодексом. Форми номінацій і реномінацій оприлюднюються Оператором на його офіційному веб-сайті.  **VII. ТАРИФИ**  7.1. Вартість Послуг розраховується:  розподіл потужності – за тарифами, які встановлюються Регулятором;  транспортування – за тарифами, які встановлюються Регулятором;  балансування – за фактичною вартістю, яка визначається відповідно до порядку, встановленого Кодексом.  7.2. Оператор розміщує інформацію про чинні тарифи та базову ціну газу на своєму веб-сайті: www.utg.ua.  7.3. Тарифи, передбачені пунктом 7.1 цього розділу, є обов’язковими для Сторін з дати набрання чинності постановою Регулятора щодо їх встановлення. Визначена на їх основі вартість послуг застосовується Сторонами при розрахунках за послуги згідно з умовами цього Договору.  **VIII. ВИЗНАЧЕННЯ ВАРТОСТІ ТА ПОРЯДОК РОЗРАХУНКІВ ЗА ДОГОВІРНУ ПОТУЖНІСТЬ**  8.1. Величина договірної потужності Замовника визначається згідно з величиною потужностей, визначених у додатку 1 до цього Договору.  Величина договірної потужності Замовника визначається відповідно до розподілу потужності, який здійснюється в порядку, передбаченому положеннями Кодексу, та оформлюється додатком 1 до цього Договору.  8.2. У разі якщо Замовник є прямим споживачем, величина договірної добової потужності Замовника повинна бути не меншою за максимальне (пікове) добове використання природного газу за період з 01 вересня попереднього року до 01 вересня поточного року, але не більшою за величину добової максимальної витрати (об'єму) газу комерційного вузла обліку за стандартних умов, визначеної в додатку 3 до цього Договору.  Оператор до 15 вересня поточного року надає на поштову адресу Замовника інформацію про його максимальне (пікове) добове використання природного газу за період з 01 вересня попереднього року до 01 вересня поточного року, що підтверджується звітом обчислювача/коректора комерційного вузла обліку.  У випадку якщо розподіл потужності (додаток 1 до цього Договору) для прямого споживача на наступний газовий рік суперечить вимогам абзацу першого цього пункту, Сторони зобов'язані внести зміни до розподілу потужності (додаток 1 до цього Договору) до початку наступного газового року.  Розподіл потужності надається прямому споживачу на період не менше одного року, крім випадків нових точок виходу (у поточному газовому році) з газотранспортної системи до прямого споживача у газовому році, в якому було здійснено приєднання такого споживача.  Для нових точок виходу з газотранспортної системи до прямого споживача у газовому році, в якому було здійснено приєднання такого споживача, розподіл потужності надається прямому споживачу до кінця поточного газового року. У подальшому розподіл потужності надається такому прямому споживачу на період не менше одного року.  Для нових точок виходу з газотранспортної системи до прямого споживача розмір добової договірної потужності Замовника для першого газового року визначається згідно з величиною максимальної витрати (об'єму) газу комерційного вузла обліку за добу за стандартних умов, яким має бути обладнаний об'єкт Замовника, що приєднується до газотранспортної системи, вказаних в опитувальному листі.  Величина договірної потужності Замовника, який є прямим споживачем, не може бути змінена до закінчення періоду, на який вона була розподілена, за винятком випадків збільшення величини договірної потужності за ініціативою Замовника.  Якщо на комерційному ВОГ (ПВВГ) встановлено два і більше вимірювальних трубопроводів на базі лічильників газу та/або за методом змінного перепаду тиску, які обліковують природний газ в одному напрямку передачі газу (та які працюють почергово, наприклад за необхідності окремого обліку в міжсезонні періоди тощо), величина максимальної витрати (об'єму) газу комерційним вузлом обліку визначається за вимірювальним трубопроводом, що має найбільшу максимальну вимірювану об'ємну витрату природного газу.  Якщо на комерційному ВОГ (ПВВГ) встановлено два і більше вимірювальних трубопроводів на базі лічильників газу та/або за методом змінного перепаду тиску, які обліковують природний газ в одному напрямку передачі газу (та які працюють одночасно) або які обліковують природний газ за різними напрямками передачі газу, величина максимальної витрати (об'єму) газу комерційним вузлом обліку визначається за сумою максимальних вимірюваних об'ємних витрат природного газу вищезгаданими вимірювальними трубопроводами.  8.3. Вартість договірної потужності на період газового місяця (Р) визначається як сума вартості договірних потужностей за кожен день газового місяця:  m  P = ∑ Pd ,  d = 1  де  P – вартість договірної потужності на період газового місяця;  m – кількість днів в газовому місяці;  Pd – вартість договірної потужності за кожний день газового місяця, яка розраховується за формулою  n  Pd = ∑ Pi ,  i = 1  де  n – кількість договірних потужностей, зазначених в додатку 1 до цього Договору;  Pi – вартість окремої договірної потужності в розмірі Ci, яка розраховується за формулою  Pi = Ci × Ti,  де  Ci – розмір відповідної договірної потужності, зазначеної в додатку 1 до цього Договору;  Ti – відповідний тариф, встановлений Регулятором у відповідній точці входу чи точці виходу та зазначений в додатку 1 до цього Договору.  Оператор направляє рахунки-фактури на електронну адресу Замовника.  Оплата вартості договірної потужності Замовником здійснюється на підставі рахунка-фактури шляхом перерахування грошових коштів в сумі вартості замовленої потужності на період газового місяця на рахунок Оператора на умовах 100 відсотків попередньої оплати за п’ять робочих днів до початку газового місяця, у якому буде забезпечуватись доступ до потужностей.  У випадку, коли споживачі Замовника розраховуються з ним через поточний рахунок із спеціальним режимом використання, оплата Замовником послуг транспортування (у тому числі замовлення розподілу потужності) здійснюється з поточного рахунку із спеціальним режимом використання Замовника на поточний рахунок Оператора кожного банківського дня згідно з алгоритмом розподілу коштів, встановленим Регулятором, та зараховується як плата за послуги транспортування (розподілу потужності) в тому місяці, в якому надійшли кошти. Остаточний розрахунок за надані у звітному місяці послуги проводиться Замовником до двадцятого числа місяця, наступного за звітним, відповідно до акта наданих послуг та з урахуванням раніше перерахованих коштів.  Замовник сплачує Оператору вартість замовленої потужності, як зазначено в цьому розділі, незалежно від того, була чи не була повністю використана замовлена потужність.  Вартість послуг транспортування природного газу в точці виходу складається з двох частин: перша – виражена в грошовій формі (визначається з урахуванням тарифів у точках виходу та замовленої потужності в цих точках); друга – у натуральному вираженні обсягів природного газу для забезпечення витрат Оператора для точок виходу (визначається у відсотках до обсягу протранспортованого газу в точках виходу), що передаються Замовником Оператору за кожний газовий місяць та оформлюються актом приймання-передачі природного газу до десятого числа місяця, наступного за газовим місяцем.  У платіжних дорученнях Замовник повинен обов'язково вказувати номер Договору, дату його підписання та звітний період (місяць, рік), за який здійснюється оплата. У разі якщо в платіжних дорученнях Замовника не зазначено номера Договору, дати його підписання, звітного періоду (місяць, рік), за який здійснюється оплата, Оператор зараховує кошти, що надійшли від Замовника, у першу чергу як погашення заборгованості за надані послуги з транспортування газу, що виникла у попередніх періодах.  8.4. У випадку перевищення Замовником розміру договірних потужностей у точках входу/виходу до/з газотранспортної системи за період газового місяця Замовник сплачує додаткову плату, яка розраховується за формулою  m  B = ∑ Bd,  d = 1  де  B – вартість додаткової плати за перевищення договірних потужностей за період газового місяця;  m – кількість днів в газовому місяці;  Bd – вартість додаткової плати за перевищення договірних потужностей за кожний день газового місяця, яка розраховується для кожного дня перевищення за формулою  p p  Bd = ∑ z × Тівх рік × ( Cівх факт - Cівх рік) + ∑ z × Тівих рік × ( Cівих факт - Cівих рік),  i = 1 i = 1  де  z = 1 - до 01 січня 2018 року;  z = 2 - з 01 січня 2018 року;  p – кількість замовлених точок входу і точок виходу, зазначенних в додатку 1 до цього Договору;  Вd – вартість додаткової плати за перевищення договірних потужностей за день;  Cівх факт  – фактично використана потужність для і-тої точки входу, тис. куб. м/добу;  Cівих факт – фактично використана потужність для і-тої точки виходу, тис. куб. м/добу;  Cівх рік – договірна потужність річна для і-тої точки входу, тис. куб. м/добу;  Тівх рік – тариф потужності річної для і-тої точки входу;  Cівих рік – договірна потужність річна для і-тої точки виходу,  тис. куб. м/добу;  Тівих рік – тариф потужності річної для і-тої точки виходу.  Підставою для проведення розрахунку додаткової плати є дані, визначені Оператором у звіті про використання договірної потужності, який надається Замовнику до десятого числа місяця, наступного за газовим місяцем, на його електронну адресу і містить розрахунок перевищення розміру договірних потужностей та рахунок на оплату. Замовник зобов’язаний здійснити оплату у строк до п’ятнадцятого числа місяця, наступного за газовим місяцем.  Розбіжності щодо вартості додаткової плати підлягають урегулюванню відповідно до умов цього Договору або в суді. До прийняття рішення суду вартість додаткової плати за перевищення договірних потужностей, яку Замовник зобов’язаний сплатити в строк, визначений пунктом 8.4 цього Договору, визначається за даними Оператора.  **IX. ВИЗНАЧЕННЯ ВАРТОСТІ ПОСЛУГ БАЛАНСУВАННЯ ТА ПОРЯДОК РОЗРАХУНКІВ ЗА НИХ**  9.1. У разі виникнення у Замовника негативного місячного небалансу та неврегулювання ним негативного місячного небалансу відповідно до Кодексу в строк до дванадцятого числа місяця, наступного за газовим місяцем, Замовник зобов’язаний сплатити Оператору за послуги балансування. Негативний місячний небаланс Замовника визначається відповідно до Кодексу.  9.2. Вартість послуг балансування за газовий місяць визначається на підставі даних про негативний місячний небаланс Замовника за формулою  Вбалансування= БЦГ × К × QБГ ,  де  БЦГ – базова ціна газу;  QБГ – обсяг негативного місячного небалансу замовника послуг транспортування;  К – коефіцієнт компенсації, що дорівнює 1,2. При розмірі небалансу до 5 % від обсягу природного газу, відібраного з газотранспортної системи, застосовується коефіцієнт, що дорівнює 1.  9.3. Базова ціна газу визначається Оператором відповідно до Кодексу. Оператор визначає базову ціну газу щомісяця в строк до десятого числа місяця, наступного за газовим місяцем, та розміщує її на своєму веб-сайті.  9.4. Оператор до чотирнадцятого числа місяця, наступного за газовим місяцем, надає Замовнику на його електронну адресу розрахунок вартості послуг балансування та рахунок-фактуру. Замовник, крім вартості послуг, вказаних в абзаці другому цього пункту, зобов'язаний здійснити оплату у строк, що не перевищує п'яти банківських днів.  Оплата вартості послуг балансування оператором газорозподільної системи за рахунок виділених субвенцій з державного бюджету на покриття пільг, субсидій та компенсацій побутовим споживачам проводиться у строки та за процедурою, передбаченою Порядком перерахування деяких субвенцій з державного бюджету місцевим бюджетам на надання пільг, субсидій та компенсацій, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 11 січня 2005 року N 20, у сумі, що не перевищує вартості послуг розподілу фактично спожитого природного газу зазначеними споживачами за розрахунковий період.  9.5. Розбіжності щодо вартості послуг балансування підлягають урегулюванню відповідно до умов цього Договору або в суді. До прийняття рішення суду вартість послуг балансування, яку Замовник зобов’язаний сплатити в строк, визначений пунктом 9.4 цього Договору, визначається за даними Оператора.  **X. ВИЗНАЧЕННЯ ДОДАТКОВОЇ ПЛАТИ ЗА НЕДОТРИМАННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**  10.1. Сторона, яка порушила вимоги щодо параметрів якості природного газу, який передається/відбирається до/з газотранспортної системи, визначені Кодексом, зобов’язана сплатити на користь іншої Сторони додаткову плату за недотримання параметрів якості природного газу.  Відповідальною Стороною за якість газу є:  1) у точках входу (крім точок входу на міждержавному з’єднанні) – Замовник (оператори суміжних систем, газовидобувні підприємства, виробники біогазу та інших видів газу з альтернативних джерел, які подають природний газ до газотранспортної системи в точці входу) – перед Оператором. У точках входу на міждержавному з’єднанні – Замовник – перед Оператором;  2) у точках виходу відповідальним є Оператор – перед Замовником, який є оператором газорозподільної системи або прямим споживачем. У точках виходу на міждержавному з’єднанні – Оператор – перед Замовником.  10.2. У разі подачі у фізичній точці входу/виходу природного газу з параметром якості теплоти згорання нижчим від значень, визначених Кодексом, сплачується додаткова плата, яка розраховується таким чином:  BGCV = Qi × 2 × БЦГ × (1- GCV/GCVmin),  де  ВGCV – плата за недотримання теплоти згорання у фізичній точці входу, грн;  Qi – обсяг природного газу з недотриманим значенням теплоти згорання, який було подано у фізичній точці входу, тис. м3;  БЦГ – базова ціна природного газу, грн за 1 тис. м3;  GCV – значення вищої теплоти згорання природного газу, поданого у фізичній точці входу, кВт·год/м3;  GCVmin – мінімальне значення вищої теплоти згорання, визначене Кодексом, кВт·год/м3.  Значення теплоти згорання для розрахункових цілей (GCV) визначається відповідно до вимог Кодексу.  10.3. У разі подачі у фізичній точці входу/виходу природного газу, який не відповідає параметрам якості щодо вмісту механічних домішок, визначеним Кодексом, сплачується додаткова плата, яка розраховується таким чином:  Вм.д. = Qi × 0,1 ×БЦГ × (1-1/Х),  де  Вм.д. – плата за недотримання параметру якості, грн;  Qi – обсяг природного газу з недотриманим значенням цього параметра якості, поданого у фізичній точці входу, тис. м3;  БЦГ – базова ціна природного газу, грн за 1 тис. м3;  X – дійсне значення вмісту домішок природного газу, поданого у фізичній точці входу, мг/м3.  Якщо вміст домішок складає до 2 мг на м3 (Х < 2 мг/м3), тоді Вм.д. дорівнює 0.  10.4. У разі подачі у фізичній точці входу/виходу природного газу, який не відповідає параметрам температури точки роси за вологою, визначеним Кодексом, сплачується додаткова плата, яка розраховується таким чином:  BT.роси.в = Qi х К х БЦГ х (Tроси.в - Tроси.в.max) / (Tроси.в.max)  К = 0,01 - до 31 грудня 2016 року;  К = 0,03 - з 01 січня 2017 року до 31 грудня 2017 року;  К = 0,05 - з 01 січня 2018 року до 31 грудня 2018 року;  К = 0,1 - з 01 січня 2019 року;  де  BT.роси.в - плата за недотримання параметра температури точки роси за вологою, грн;  Qi - обсяг природного газу з недотриманим значенням параметра температури точки роси за вологою, тис. м3;  БЦГ - базова ціна природного газу, грн за 1 тис. м3;  Tроси.в.max - максимально допустиме значення параметра температури точки роси за вологою, К;  Tроси.в - дійсне значення температури точки роси за вологою природного газу, введеного у фізичній точці входу, К.  10.5. У разі подачі у фізичній точці входу/виходу природного газу, який не відповідає параметрам температури точки роси за вуглеводнями, визначеним Кодексом, сплачується додаткова плата, яка розраховується таким чином:  BT.роси.вв = Qi х К х БЦГ х (Tроси.вв - Tроси.вв.max) / (Tроси.вв.max)  К = 0,01 - до 31 грудня 2016 року;  К = 0,03 - з 01 січня 2017 року до 31 грудня 2017 року;  К = 0,05 - з 01 січня 2018 року до 31 грудня 2018 року;  К = 0,1 - з 01 січня 2019 року  де  BT.роси.вв - плата за недотримання параметра температури точки роси за вуглеводнями, грн;  Qi - обсяг природного газу з недотриманим значенням параметра температури точки роси за вуглеводнями, тис. м3;  БЦГ - базова ціна природного газу, грн за 1 тис. м3;  Tроси.вв.max - максимально допустиме значення параметра температури точки роси за вуглеводнями, К;  Tроси.вв - дійсне значення температури точки роси за вуглеводнями природного газу, введеного у фізичній точці входу, К.  10.6. Розрахунок розміру додаткової плати за недотримання параметрів якості природного газу проводиться щомісяця окремо по кожному параметру якості щодо природного газу на підставі даних, визначених Оператором у звіті про недотримання параметрів якості природного газу, який він надає Замовнику на його електронну адресу до десятого числа місяця, наступного за газовим місяцем.  Сторони мають право звернутися до уповноваженого органу на проведення робіт з визначення параметрів природного газу. У разі підтвердження відповідності природного газу параметрам, визначеним Кодексом, витрати на це дослідження покриває Сторона, яка вимагала його проведення, в іншому разі витрати на дослідження покриває інша сторона.  Обсяг природного газу з недотриманим значенням параметра якості Qi визначається з моменту останнього визначення ФХП газу, що відповідав параметрам, визначеним Кодексом, до моменту усунення невідповідності параметрам якості природного газу.  10.7. Сторона, яка допустила порушення щодо якості газу, зобов’язана сплатити додаткову плату у строк до п’ятнадцятого числа місяця, наступного за газовим місяцем, на підставі рахунка-фактури, який надсилається на її електронну адресу іншою Стороною до дванадцятого числа місяця, наступного за газовим місяцем.  10.8. Розбіжності щодо якості природного газу та розміру додаткової плати за недотримання параметрів якості природного газу підлягають урегулюванню відповідно до умов Кодексу або в суді. До прийняття рішення суду якість природного газу та/або розмір додаткової плати, яку відповідальна за порушення параметрів якості газу Сторона зобов’язана сплатити в строк, визначений пунктом 10.7 цього Договору, визначається за даними Оператора.  **XI. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕННЯ АКТІВ НАДАНИХ ПОСЛУГ ТА АКТІВ ЗВІРЯННЯ РОЗРАХУНКІВ**  11.1. Послуги, які надаються за цим Договором, за винятком послуг балансування, оформлюються Оператором і Замовником актами наданих послуг.  11.2. Оператор до п’ятнадцятого числа місяця, наступного за звітним, направляє Замовнику два примірники акта наданих послуг за газовий місяць, підписані уповноваженим представником та скріплені печаткою Оператора.  11.3. Замовник протягом двох днів з дати одержання акта наданих послуг зобов’язується повернути Оператору один примірник оригіналу акта наданих послуг, підписаного уповноваженим представником та скріпленого печаткою Замовника, або надати в письмовій формі мотивовану відмову від підписання акта наданих послуг. У випадку відмови від підписання акта наданих послуг розбіжності підлягають урегулюванню відповідно до умов цього Договору або в судовому порядку. До прийняття рішення судом вартість послуг визначається за даними Оператора.  11.4. Послуги балансування оформлюються одностороннім актом за підписом Оператора на весь обсяг негативного місячного небалансу, неврегульованого Замовником відповідно до Кодексу та розділу IX цього Договору.  11.5. Оператор і Замовник зобов'язуються здійснювати звірку розрахунків щокварталу до двадцять п’ятого числа місяця, наступного за кварталом. Звірка розрахунків оформлюється Сторонами актом звірки.  **XII. ФІНАНСОВЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ**  12.1. Протягом всього строку отримання Послуг Замовник надає Оператору та підтримує на належному рівні фінансове забезпечення відповідно до вимог Кодексу.  12.2. Фінансове забезпечення щодо замовленої потужності надається у формах, визначених Кодексом, в сумі місячних зобов’язань на користь Оператора.  12.3. Фінансове забезпечення щодо послуг балансування надається у формах, визначених Кодексом, на користь Оператора згідно з чинним законодавством України.  12.4. Оператор зупиняє надання Послуг в разі порушення Замовником умов надання фінансового забезпечення.  **XIII. ВІДПОВІДАЛЬНІСТЬ СТОРІН**  13.1. У випадку невиконання або неналежного виконання своїх зобов’язань за цим Договором Сторони несуть відповідальність, передбачену чинним законодавством та цим Договором.  13.2. Сторона, що не виконує умови цього Договору та (або) умови Кодексу, зобов’язана в повному обсязі відшкодувати збитки, завдані іншій Стороні.  13.3. Оператор відповідає за втрату газу Замовника в газотранспортній системі під час його транспортування від точки входу до точки виходу у розмірі фактичних втрат, якщо не доведе, що втрата сталася не з його вини.  13.4. Оператор несе відповідальність за неналежне надання послуг транспортування природного газу лише з моменту його отримання в точці входу та до моменту передачі природного газу в точці виходу.  13.5. У разі порушення Замовником строків оплати, передбачених цим Договором, Замовник сплачує 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.  13.6. Сторони добросовісно співпрацюють з метою забезпечення ефективної та безпечної експлуатації і використання газотранспортної системи. Сторони зобов’язуються вживати всіх можливих заходів задля уникнення або зменшення збитків. Сторона не має права на відшкодування збитків у тій частині, в якій вона могла б їх уникнути в разі вжиття всіх залежних від неї заходів.  **XIV. ФОРС-МАЖОР**  14.1. Сторони звільняються від відповідальності за часткове або повне невиконання своїх зобов’язань за цим Договором, якщо таке невиконання є наслідком обставин непереборної сили (форс-мажорних обставин) та якщо в момент взяття на себе зобов’язань за цим Договором така Сторона не могла ані передбачити, ані попередити їх настання.  14.2. Під форс-мажорними обставинами розуміють надзвичайні та невідворотні обставини, що об'єктивно унеможливлюють виконання зобов'язань, передбачених умовами цього Договору. Строк виконання зобов’язань відкладається на строк дії форс-мажорних обставин.  14.3. Сторони зобов'язані негайно повідомити про форс-мажорні обставини та протягом чотирнадцяти днів з дня їх виникнення надати підтвердні документи щодо їх настання відповідно до чинного законодавства. Засвідчення форс-мажорних обставин здійснюється у встановленому чинним законодавством порядку. Неповідомлення про настання форс-мажорних обставин позбавляє Сторону права посилатися на них як на причину звільнення від відповідальності за невиконання вимог Кодексу та цього Договору.  14.4. Після припинення дії форс-мажорних обставин Сторона, що потрапила під їх дію, має невідкладно повідомити про це іншу Сторону та негайно виконати зобов’язання, які не були нею виконані внаслідок настання форс-мажорних обставин.  **XV. ПРИПИНЕННЯ ТА ОБМЕЖЕННЯ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**  15.1. Транспортування природного газу обмежується або припиняється у порядку, передбаченому Кодексом.  15.2. Замовник, який є прямим споживачем, зобов’язаний здійснити самостійне припинення споживання природного газу в точці виходу в дату і час, зазначені у відповідному повідомленні-вимозі.  15.3. Вартість обсягу природного газу, що був використаний Замовником, який є прямим споживачем, з часу, вказаного в повідомленні-вимозі про самостійне припинення споживання природного газу, до часу фактичного припинення споживання природного газу, що залишився не врегульованим після процедури врегулювання небалансу з його постачальником відповідно до вимог Кодексу, сплачується суб’єктом, що приєднаний до точки виходу, на рахунок Оператора. Вартість такого природного газу визначається таким чином:  В = V × БЦГ ×2,  де  V – обсяг природного газу;  БЦГ – базова ціна природного газу.  15.4. Базова ціна газу формується Оператором відповідно до Кодексу. Оператор формує базову ціну газу щомісяця в строк до десятого числа місяця, наступного за газовим місяцем, та розміщує її на своєму веб-сайті.  15.5. Оператор до десятого числа місяця, наступного за газовим місяцем, надає Замовнику на його електронну адресу розрахунок вартості природного газу та рахунок-фактуру. Замовник зобов’язаний здійснити оплату у строк до п’ятнадцятого числа місяця, наступного за газовим місяцем.  15.6. Розбіжності щодо вартості природного газу підлягають урегулюванню відповідно до умов Договору або в судовому порядку. До прийняття рішення судом вартість природного газу, яку Замовник зобов’язаний сплатити в строк, визначений пунктом 15.5 цього розділу, визначається за даними Оператора.  15.7. Оператор не несе відповідальності за наслідки, пов'язані з припиненням транспортування природного газу, у разі невиконання Замовником вимог щодо самостійного припинення споживання природного газу відповідно до умов Кодексу.  **XVI. ВИРІШЕННЯ СПОРІВ**  Спірні питання та розбіжності щодо виконання умов цього Договору вирішуються у порядку, встановленому чинним законодавством України.  **XVII. ВНЕСЕННЯ ЗМІН, СТРОК ДІЇ ДОГОВОРУ**  17.1. Цей Договір набирає чинності з дня його укладення на строк до 31 грудня 2022 року.  Цей Договір вважається продовженим на кожний наступний календарний рік, якщо не менше ніж за місяць до закінчення строку дії цього Договору жодною із Сторін не буде заявлено про припинення його дії або перегляд його умов.  17.2. Усі зміни та доповнення до цього Договору оформлюються письмово та підписуються уповноваженими особами Сторін.  Сторони зобов'язуються письмово повідомляти про зміну реквізитів (місцезнаходження, найменування, організаційно-правової форми, банківських реквізитів тощо) не пізніше ніж через десять днів після настання таких змін.  17.3. У разі внесення та затвердження Регулятором змін до Типового договору транспортування природного газу Сторони зобов’язані протягом місяця внести відповідні зміни до цього Договору.  17.4. Цей Договір може бути розірваний:  за згодою Сторін цього Договору;  будь-якою Стороною в односторонньому порядку шляхом надання письмового повідомлення іншій Стороні за тридцять календарних днів, якщо інша Сторона не виконує свої зобов’язання за цим Договором;  в інших випадках, передбачених чинним законодавством України та Кодексом.  17.5. Розірвання цього Договору не звільняє Сторони від виконання своїх фінансових зобов’язань за цим Договором.  17.6. Жодна із Сторін не може передавати свої права та обов’язки за цим Договором третім особам без письмової згоди іншої Сторони цього Договору.  **XVIII. КОНФІДЕНЦІЙНІСТЬ**  18.1. Вся інформація, що стосується цього Договору, виконання зобов’язань, прийнятих Сторонами, їх діяльності, та інша інформація і дані щодо відносин між Сторонами є конфіденційними і не можуть у будь-який спосіб передаватися чи розголошуватися будь-якій третій стороні, за винятком випадків, передбачених законодавством, або за письмової згоди іншої Сторони.  18.2. Сторона не вважається такою, що порушує зобов’язання конфіденційності відповідно до пункту 18.1 цього розділу, якщо конфіденційна інформація розголошується відповідно до умов та в порядку, визначених в Кодексі та (або) цьому Договорі, а також надається компетентним органам влади відповідно до порядку та в частині, встановлених законодавчими актами, акціонерам однієї зі Сторін, членам регулюючих органів, співробітникам, для яких така інформація є необхідною для виконання завдань відповідно до їх функцій, юридичним і фінансовим радникам та аудиторам Сторони, а також учасникам ринку природного газу відповідно до порядку та в частині, передбачених нормативно-правовими актами.  18.3. Сторона, яка передає конфіденційну інформацію третім сторонам у випадках, зазначених у цьому Договорі, повинна забезпечити дотримання конфіденційності такими сторонами стосовно інформації, що їм передається.  18.4. Зобов’язання Сторін щодо збереження конфіденційності є дійсними протягом трьох років після припинення дії цього Договору.  **XIX. ОБМІН ІНФОРМАЦІЄЮ**  19.1. Сторони обмінюються інформацією, що стосується надання Послуг, відповідно до порядку і в строки, передбачені Кодексом.  19.2. Будь-яке повідомлення, вимога, звіт або інша інформація, що мають бути надані за цим Договором, повинні бути письмово оформлені і вважаються наданими, якщо їх надіслано на адреси, вказані в цьому Договорі, рекомендованим листом зі сплаченим поштовим збором, вручено кур’єром особисто уповноваженій особі Сторони або у погоджених Сторонами випадках направлено електронною поштою.  19.3. Повідомлення, вимоги, звіти або інша інформація, надіслані або передані за допомогою засобів, зазначених у пункті 19.2 цього розділу, вважаються отриманими адресатом на дату їх отримання.  19.4. Уповноваженими представниками Оператора та Замовника, що призначені забезпечувати виконання положень цього Договору, є:   |  |  |  | | --- | --- | --- | |  | **Оператор** | **Замовник** | | Ім’я, прізвище | Грищенко Віталій Петрович |  | | Посада | Заст. дир. департаменту комерційного |  | | Номер телефону | 044-461-21-13 |  | | Номер факсу | 044-461-21-15 |  | | Електронна пошта | Grishcenko-vp@utg.ua |  | | Ім’я, прізвище | Олійник Володимир Васильович |  | | Посада | Начальник управління |  | | Номер телефону | 044-461-21-64 |  | | Електронна пошта | Oleynik-vv@utg.ua |  |   19.5. Контактна інформація диспетчерського центру Оператора:   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | Адреса | Номер телефону | Електронна пошта | Номер факсу | | 01021,м.Київ, вул.Кловський узвіз, 9/1,  2 поверх | 044-461-21-50  044-461-21-26  044-461-21-19  044-461-21-25  044-461-21-03 (цілодобово) | Гноєвий В.В. (gnoevoy-vv@utg.ua)  Шалигін А.В. ([shalygin-av@utg.ua](mailto:shalygin-av@utg.ua))  Ганченко О.Я. (u-nomination@utg.ua)  Комерційний диспетчер  (o-dispodu@utg.ua) | 044-461-21-09 |   19.6. Сторони зобов’язані письмово інформувати одна одну про будь-які зміни в інформації протягом п’яти робочих днів. У випадку неповідомлення про зміни інформації вся інформація, вимоги, рахунки та інша інформація, що надаються відповідно до цього Договору, вважаються наданими, якщо повідомляються з використанням останньої відомої Стороні контактної інформації.  **XX. ЗАЯВИ І ГАРАНТІЇ**  20.1. Кожна Сторона має відповідні повноваження для підписання і виконання цього Договору.  20.2. Кожна Сторона заявляє і гарантує, що вона відповідає вимогам, визначеним у Кодексі, щодо підписання цього Договору.  **XXI. ПРИКІНЦЕВІ ПОЛОЖЕННЯ**  Цей Договір укладений українською та англійською мовами у двох примірниках, які мають однакову юридичну силу, по одному примірнику для кожної зі Сторін. У разі виникнення розбіжностей щодо тлумачення положень цього Договору переважну силу має текст Договору українською мовою.   |  |  | | --- | --- | | **XII. РЕКВІЗИТИ СТОРІН**  Адреса і реквізити Сторін:  **Оператор**  **ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «УКРТРАНСГАЗ»**  **в особі Філії «Оператор газотранспортної системи України»**  Ідентифікаційний код відокремленого підрозділу (Філії «Оператор газотранспортної системи України»): 41635376  Ідентифікаційний код юридичної особи  (ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»): 30019801  Місцезнаходження:  01021, м. Київ, Кловський узвіз, 9/1, 2 поверх  поточний рахунок: 26007924431352  в АБ «Укргазбанк», м. Київ  Код банку (МФО): 320478  Свідоцтво платника ПДВ №200103139  Індивідуальний податковий номер юридичної особи (ПАТ «УКРТРАНСГАЗ»): 300198026656  телефон: 044-461-20-13  факс: 044-254-33-63  Газотранспортне підприємство має статус платника податку на прибуток на загальних умовах  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  (посада)  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /  (підпис) (ініціали, прізвище)  **Замовник**  Реєстраційний номер \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Місцезнаходження: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Адреса для листування:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Телефон: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Факс: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  р/р \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Код банку (МФО):  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Інд. податковий № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  (посада)  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /  (підпис) (ініціали, прізвище) |  | | **NATURAL GAS TRANSPORTATION AGREEMENT**  **№\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**  Kyiv, Ukraine \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_2018  (place of conclusion) (date)  **UKRTRANSGAZ Public Joint Stock Company**, Ukraine, acting pursuant to a license of the National Energy and Utilities Regulary Commission (NERC) for transportation of natural, oil gas and coalbed methane (methane) by pipelines, АЕ No. 194511 of February 28, 2013 (hereinafter referred to as the “Operator”), represented by the Deputy Director of the Commercial Department of the branch “Operator of the gas transmission system of Ukraine” Gryshchenko Vitalii Petrovych acting on the basis of power of attorney of December 22, 2017 No. 6-490,  and \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (official name of the Party, under which it is registered with indication of country, legal structure of the Client for legal entities or surname, name, patronymic for sole proprietors) (hereinafter referred to as the “Client”) represented by \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_(title, surname, name, patronymic) acting on the basis of \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (power of attorney or constituent documents of the Client) (hereinafter referred to as the “Parties”)  being guided by the Law of Ukraine “On the Natural Gas Market” and the Gas Transportation Code approved by the National Energy and Utilities Regulatory Commission of September 30, 2015 No. 2493 (hereinafter referred to as the “Code”), have made this Natural Gas Transportation Agreement (hereinafter referred to as “Agreement”) as follows.  **I. TERMS AND DEFINITIONS**  Terms and definitions not provided by this Agreement shall be used within the meaning of the Law of Ukraine “On the Natural Gas Market” and the Code.  **II. SUBJECT MATTER OF THE AGREEMENT**  2.1. Under this Agreement the Operator shall provide to the Client the natural gas transportation services (hereinafter referred to as the Services) under the terms as determined in this Agreement, and the Client shall pay to the Operator the costs of Services established by the Agreement.  2.2. The Services shall be provided under the terms defined in the Code taking into account the specificities laid down in this Agreement.  2.3. The Services, which may be provided to the Client under this Agreement are:  the service of the booked capacity at entry and exit points to/from gas transportation system (hereinafter referred to as the capacity allocation);  the service of natural gas physical transportation through the gas transportation system on the basis of the approved nominations (hereinafter referred to as the transportation);  the balancing services of natural gas volume injected into the gas transportation system and off-taken therefrom (hereinafter referred to as the balancing).  2.4. The scope of services provided under this Agreement shall be determined by signing of the Annex 1 (the capacity allocation) and/or Annex 2 (the transportation) to this Agreement.  2.5. Acceptance and delivery of gas, documentation and submission of reports to the Operator shall be carried out in accordance with the Code.  2.6. The Client shall comply with the requirements of the Code, inject gas at the entry points and/or accept gas at the exit points in volumes established by this Agreement within the agreed period, as well as pay for the Services under the terms of the Agreement.  2.7. The Operator shall comply with the requirements of the Code, accept gas at the entry points and/or transfer gas at the exit points in volumes established by this Agreement within the agreed periods.  2.8. Annexes 1, 2, 3 are integral parts of this Agreement. The Annex 3 shall be concluded in case if the Client is a distribution system operator, direct consumer, gas producer or a biogas producer.  **III. RIGHTS AND OBLIGATIONS OF THE OPERATOR**  3.1. The Operator shall:  provide Services of due quality and in a time;  post on its website current tariffs, balancing service costs, standard natural gas transportation agreement and the Code;  accept nominations and re-nominations, as well as applications for capacity allocation from the Client according to the terms established by the Code;  ensure due organization and functioning of its dispatcher service;  publish information related to the Client’s rights to the capacity allocation, implementation of system restrictions in cases of emergencies and interruptions in the gas transportation system operation and other information stipulated in the Code;  perform other obligations established by the Code and current legislation of Ukraine;  inform the Client about any changes in terms which are subject to conclusion of this Agreement;  make additional payment to the Client in case of non-compliance with quality parameters of the natural gas transferred by it at the exit points from the gas transportation system in accordance with the procedure established by this Agreement.   * 1. The Operator shall have the right to:   receive timely payment from the Client for the provided Services;  unrestricted and free access to the territory and land plot of the Client where its gas equipment and/or commercial gas metering unit is installed to perform its obligations specified in the Code and current Ukrainian legislation;  limit or terminate natural gas transmission service in the cases specified in this Agreement and Code;  receive operational information from the Client upon the request of its dispatcher service;  charge the Client an additional fee for excess of the contracted capacity and/or for non-compliance with the quality requirements of natural gas transferred by it to the gas transportation system according to the procedure established by this Agreement;  exercise other rights provided for by the Agreement and current legislation of Ukraine to ensure due provision of Services, as well as performance of obligations by the gas transportation system operator.  **IV. RIGHTS AND OBLIGATIONS OF THE CLIENT**  4.1. The Client shall:  timely and fully pay the cost of the provided Services;  provide the Operator financial security according to the procedure established by the Code and this Agreement;  comply with the restrictions established by this Agreement and the Code;  immediately perform instructions of the Operator’s dispatcher service;  timely regulate the imbalances;  not exceed booked capacities established by this Agreement;  notify the Operator of any changes in conditions under which this Agreement was concluded;  ensure Operator’s possibility of twenty-four-hour communication with the representatives of the Client specified in this Agreement;  make additional payment to the Operator in case of excess of the contracted capacity and/or of non-compliance with quality parameters of natural gas injected into the gas transportation system according to the procedure established by this Agreement.   * 1. The Client shall have the right to:   receive Services of due quality from the Operator within the period established by this Agreement;  order natural gas transportation as well as receive it from the gas transportation system in volumes that correspond to its approved nominations/ re-nominations;  receive from the Operator all necessary information concerning the gas transportation system operation, which has an effect on due performance of the Client’s obligations under this Agreement;  transfer rights of the access to the gas transportation system obtained under this Agreement to other subjects of the natural gas market provided, however, that the Operator is being duly informed in accordance with the procedure and within the terms specified in the Code and this Agreement;  receive payment for non-compliance with the quality requirements for natural gas transferred by the Operator from the gas transportation system in accordance with the procedure established by this Agreement;  exercise other rights laid down in the Agreement and current legislation of Ukraine;  receive unrestricted and free access to the territory and land plot of the Operator, where gas sampling and/or commercial gas metering units installed in the case of physical connection to the gas transportation system, as outlined in the Code, being subject to make the Service order.  **V. GAS METERING AND GAS QUALITY**  5.1. The procedure of commercial natural gas metering (including instrumental metering) and inspection of commercial metering units, as well as the procedure of acceptance and transfer of natural gas to the entry/exit points of the gas transportation system and definition and inspection of quality parameters in these points shall be carried out by the Parties according to the requirements of the Code and with regard to this Agreement.  5.2. The gas quality shall correspond to the requirements for the gas quality norms, physical and chemical parameters and other characteristics (hereinafter - PCP) established by the Code and regulatory acts and relevant standards referenced in the Code.  5.3. Violation of quality requirements for gas to be injected into Operator’s gas transportation system or to be transferred from it by the Operator is additionally charged.  5.4. Separate Annex 3 to this Agreement between the Operator and the Client, who is the Operator of the gas distribution system operator/direct consumer/gas producer/biogas producer, other types of gas from alternative sources shall define the list of commercial gas metering units, installed at all physical entry/exit points to the respective Client.  5.5. For every physical entry/exit point to/from gas transportation system the Certificate of Delineation of Balance Sheet Attribution and Operational Responsibility of the Parties shall be drawn up including a plan of gas flows through the natural gas metering unit (hereinafter – GMU), its location on the plan, delineation of balance sheet attribution and schematic indication of other equipment or metering devices (hereinafter - *MD*).  **VI. CAPACITIES AND NOMINATIONS**  6.1. The Operator shall provide the availability of relevant capacities at the entry points to the gas transportation system or at the exit points from the gas transportation system according to the Annex 1 to this Agreement (capacity allocation).  6.2. The capacity allocation shall be carried out according to the procedure specified in the Code.  6.3. Provision of nominations (re-nominations) to receive the transportation shall be carried out according to the procedure established by the Code. Forms of nominations and re-nominations shall be published by the Operator on its official web-site.  **VII. TARIFFS**  7.1. The Service cost shall be calculated as follows:  capacity allocation – under the tariffs established by the Regulator;  transportation – under the tariffs established by the Regulator;  balancing – actual cost calculated according to the procedure established by the Code.  7.2. The Operator shall post information about the current tariffs and gas reference price on its official web-site: [www.utg.ua](http://www.utg.ua).  7.3. Tariffs indicated in paragraph 7.1 of this Agreement shall be binding on the Parties upon the date on which the resolution regarding their validity is approved by the Regulator. The cost of the Services based on it shall be applied by the Parties while making payments for the Services under the Agreement.  **VIII. COST AND PROCEDURE OF PAYMENT FOR CONTRACTED CAPACITY**  8.1. The contracted capacity of the Client is established according to the capacity allocation defined in Annex 1 to this Agreement.  The contracted capacity of the Client shall be determined according to capacity allocation in line with the procedure specified in the Code and documented as Annex 1 to this Agreement.  8.2. If the Client is a direct consumer, the value of contracted capacity of the Client should not be less than maximum (peak) daily natural gas use within the period starting from September 01 of the previous year to September 01 of the current year, but not greater than the value of maximum daily flow rate (volume) of the commercial gas metering unit at standard conditions defined in Annex 3 to this Agreement.  Till September 15 of the current year the Operator provides the Client with the information about its maximum (peak) daily natural gas use within the period starting from September 01 of the previous year until September 01 of the current year with the report made by a flow computer of the commercial gas metering unit as a supporting evidence.  If the capacity allocation to the next gas year (Annex 1 hereto) for the direct consumer does not meet the requirements of the first item of this paragraph, the Parties are obliged to introduce amendments to the capacity allocation (Annex 1 hereto) before the beginning of the next gas year.  Direct consumer is provided with the capacity allocation for a period of at least one year, except the cases of opening new exit points (in the current gas year) from the gas transportation system to direct consumer in the gas year during which this consumer has been connected.  For new exit points of the gas transportation system to direct consumer in the gas year during which the consumer has been connected, capacity allocation to direct consumer is provided until the end of the gas year. In future capacity allocation is given to direct consumer for a period not less than one year.  For new exit points, indicated in the list (questionnaire), to direct consumer, contracted daily capacity of the Client within the first gas year is defined in accordance with the value of maximum gas flow rate (volume) at standard conditions at Client’s commercial gas metering unit compulsory installed to connect to the gas transportation system.  The value of the contracted capacity of the Client, which is a direct consumer, cannot be changed until the end of the period for which it has been allocated, except cases of the increase in value of the contractual capacity by the request of the Client.  If two or more measuring lines of GMU are equipped with gas meters and/or Orifice meters to measure gas flow in one direction (or meters working one by one, for example, to provide separate measurement in the off-season, etc.), the value of the maximum flow rate (volume) of commercial gas metering unit is taken upon indicators of measuring line with the highest indication of natural gas flow rate.  If two or more measuring lines of GMU are equipped with gas meters and/or Orifice meters to measure gas flow in one direction (or meters working simultaneously or to measure gas, flowing in different directions, the value of the maximum flow (volume) of commercial gas metering unit is defined as sum of the maximum flow rates (volumes) of natural gas measured by aforementioned lines.  8.3. The contracted capacity cost for the period of gas month (P) shall be defined as amount of contracted capacity cost for each day of the gas month:  m  P = ∑ Pd ,  d = 1  where  P means the contracted capacity cost for the period of gas month;  m means the number of days in gas month;  Pd means the contracted gas cost for each day of the gas month, which is calculated according to the formula:  n  Pd = ∑ Pi ,  i = 1  where  n means the number of contracted capacities indicated in the Annex 1 to this Agreement;  Pi means the cost of certain contracted capacity Ci, which is calculated according to the formula  Pi = Ci × Ti,  where  Ci means the relevant contracted capacity specified in the Annex 1 to this Agreement;  Ti means the relevant tariff approved by the Regulator at the relevant entry or exit point specified in the Annex 1 to this Agreement;  The Operator shall send to the Client invoices by electronic mail.  On the basis of an invoice, the Client makes the payment for the cost of contracted capacity in the amount of the booked capacity for the gas month by transferring the funds to the account of the Operator on the conditions of 100 percent pre-payment in five days prior to the beginning of the gas month, in which access to capacity shall be provided.  In case when the consumers of the Client pay into current account with a special treatment, the payment for transportation service (including booking capacity allocation) is made by the Client from the current account with a special treatment of the Client to the current account of the Operator on each banking day according to the algorithm of the funds allocation, determined by the Regulator and is accounted as payment for transportation (capacity allocation) in the month, in which the funds have been received. Final settlement for the services provided in the reporting month is made by the Client before the twentieth of the month, following the reporting one, according to the Act on rendering services and taking into account previously transferred funds.  The Client shall pay the cost of the booked capacity to the Operator as defined in this Section, irrespective of whether the booked capacity has been fully used or not.  The natural gas transportation services cost shall consist of two parts: the first – expressed in monetary form (defined considering tariffs at exit points and booked capacity at these points);  the second – in form of natural gas volumes to cover the loss of the Operator at exit points (expressed in percentage ratio of the natural gas volume at exit points),  which shall be drawn up in acts of acceptance and delivery of natural gas and delivered to the Operator by the Client on the monthly basis prior to the tenth day of the month following the gas month.  In the invoices the Client shall specify the Agreement date, reference number and the reporting period (month, year), for which the payment is made. If the Agreement date, reference number and the reporting period (month, year), for which the payment made, is not specified in the Client’s invoices, the Operator shall credit the funds received from the Client primarily as the repayment of debt for provided gas transportation services, which was the first during the previous periods.  8.4. If the Client exceeds the volume of capacities at the entry/exit points to/from the gas transportation system contracted for the period of gas month, the Client shall make additional payment, which is calculated according to the formula:  m  B = ∑ Bd,  d = 1  where  B means the amount of additional payment for excess of the contracted capacities in the gas month;  m means the number of days in the gas month;  Bd means the amount of additional payment for excess of the contracted capacities per each day of the gas month, which is calculated according to the formula:  p p  Bd = ∑ z × Тіentry annual × ( Cіentry actual - Cіentry annual) + ∑ z × Тіexit annual × ( Cіexit actual - Cіexit annual),  i = 1 i = 1  where  z = 1 – prior to January 01, 2018;  z = 2 – after January 01, 2018;  p means the number of ordered entry and exit points specified in the Annex 1 to this Agreement;  Вd means the amount of additional payment for excess of the contracted capacities per a day;  Cіentry actual means the capacity actually used by the Client at entry point *i*, expressed in tcm/day;  Cіexit actual means the capacity actually used by the Client at exit point *i*, expressed in tcm/day;  Cіentry annual means the annual capacity contracted by the Client at *i* entry point, expressed in tcm/day;  Тіentry annual means annual capacity tariff for entry point *i,* expressed inin USD/tcm  Cіexit annual means the annual capacity contracted by the Client at exit point *i*, expressed in tcm/day;  Тіexit annual means annual capacity tariff for exit point *i*, expressed in in USD/tcm.  The data indicated in the Operator’s report on use of the contracted capacity will be the subject for additional payment. This report together with the invoice shall be provided by the Operator to the Client’s electronic mail before the tenth day of the month following the month of transmission and shall contain the calculation of the excess of contracted capacities. The Client shall make the payment before the fifteenth day of the month following the gas month.  Discrepancies in the cost of additional payment shall be settled according to the provisions of this Agreement or in court. Prior adjudication of disputes, the cost of additional payment for excess of the contracted capacity shall be paid by the Client pursuant to the paragraph 8.4. of this Agreement and calculated based on the Operator’s data.  **IX. BALANCING SERVICES COST AND PAYMENT PROCEDURE**  9.1. If the Client has negative monthly imbalance and fails to regulate negative monthly imbalance according to the Code before the twelfth day of the month following the gas month, the Client shall pay the Operator fee for the balancing services. Negative monthly imbalance of the Client shall be calculated according to the Code.  9.2. Balancing services cost of the gas month shall be calculated based on the data of Client’s negative monthly imbalance in the following way:    Cbalancing= BPG × К × Qgb ,  where  BPG means the gas reference price;  Qgb means the volume of negative monthly imbalance of the Client;  К – compensation coefficient which equals 1,2. If the imbalance is less than 5% of the natural gas volume, withdrawn from gas transportation system, the coefficient shall be equal to 1.  9.3. The gas reference price shall be set by the Operator according to the Code. The Operator shall set the gas reference price on a monthly basis before the tenth day of the month following the gas month and shall post it on its web-site.  9.4. Before the fourteenth day of the month following the gas month the Operator shall send to the Client the calculation of the balancing service costs and the invoice by electronic mail. The Client shall make payment in line with the item two of this paragraph within the time limit but may not to exceed 5 banking days.  The payment for balancing services of the gas distribution system covered by the grants from the government to compensate benefits, subsidies and reimbursement to household customers shall be provided in amount not exceeding the costs of natural gas actually used by the household consumers during accounting period in line with the terms and conditions of the Resolution No. 20 dated January 11, 2005 “The Procedure of recalculation of certain grants from the government and local budgets to cover benefits, subsidies and reimbursement” approved by the Cabinet of the Ministers of Ukraine.”  9.5. Discrepancies in the balancing service cost shall be settled according to the provisions of this Agreement or in court. Prior adjudication of disputes, the cost of balancing services shall be calculated based on the Operator’s data and paid by the Client in time pursuant to the paragraph 9.4. of this Agreement.  **X. ADDITIONAL PAYMENT FOR FAILURE TO COMPLY WITH NATURAL GAS QUALITY PARAMETERS**  10.1. The Party, that has failed to fulfill the quality requirements for natural gas injected/withdrawn from the gas transportation system (as stipulated in the Code), shall pay other Party additional fee for failure to comply with natural gas quality parameters,  The Party responsible for the gas quality is:  1) at entry points (except at cross-border connections) – the Client (operators of the adjacent system, gas producers, biogas producers and producers of other types of gas from alternative sources, which inject natural gas into the gas transportation system at entry point) to the Operator. At entry points at cross-border connections – the Client is responsible to the Operator;  2) at exit points the Operator shall be responsible to the Client, which is a gas distribution system operator or direct consumer. At exit points of cross-border connections – the Operator is responsible to the Client.  10.2. In case of gas injection at a physical entry/exit point of gas with the calorific value quality lower than the quality stipulated in the Code, additional fee shall be paid based on the following calculation:  BGCV = Qi × 2 × BPG × (1- GCV/GCVmin),  where  ВGCV – fee for failure to comply with calorific value at a physical entry point, expressed in UAH;  Qi – natural gas volume with improper indicator of calorific value, injected at a physical entry point, expressed in thousand m3;  BPG –gas reference price, expressed in UAH/tcm;  GCV – gross calorific value of natural gas, injected at physical entry point, expressed in kW/h/m3;  GCVmin – minimal gross calorific value set by the Code, expressed in kW/h/m3;  Gross calorific value for calculation purposes (GCV) is set according to the requirements of the Code.  10.3. If at a physical entry/exit point natural gas does not comply with quality parameters of impurities content set by the Code, additional fee shall be paid based on the following calculation:  Im.p. = Qi × 0,1 ×BPG × (1-1/Х),  where  Im.p. – payment for noncompliance with quality parameter, expressed in UAH;  Qi – non-conformance of natural gas volume to quality parameter, injected at a physical entry point, expressed in tcm;  BPG –gas reference price, expressed in UAH/tcm;  X – actual value for solid particles content, injected at a physical entry point, expressed in mg/m3;  If the impurities content is less than 2mg/m3 (Х < 2mg/m3), than Im.p. shall be equal to 0.  10.4. If at a physical entry/exit point natural gas does not comply with the dew point temperature by water parameter as stipulated in the Code, additional fee shall be paid based on the following calculation:  WDP = Qi × К ×BPG × (Tdew.w – Тdew.w.max)/ (Тdew.w.max)  К = 0,01 – prior to December 31, 2016;  К = 0,03 – from January 01, 2017 until December 31, 2017;  К = 0,05 – from January01, 2017 until December 31, 2018;  К= 0,1 –from January01, 2019,  where  WDP – payment for noncompliance of dew point temperature by water quality parameter, expressed in UAH;  Qi – non-conformance of natural gas volume to water quality parameter of dew point temperature, expressed in tcm;  BPG –gas reference price, expressed in UAH/tcm;  Тdew.w.max – maximum allowable dew point temperature by water parameter, K;  Тdew.w - actual dew point temperature by water parameter for the natural gas injected at a physical entry point, K.  10.5. If at a physical entry/exit point natural gas does not comply with the dew point temperature by hydrocarbons parameters as stipulated in the Code, additional fee shall be paid based on the following calculation:  HDP = Qi×К×BPG×(Tdew.h – Тdew.h.max)/ (Тdew.h.max)  К = 0,01 – prior to December 31, 2016;  К = 0,03 – from January 01, 2017 until December31, 2017;  К = 0,05 – from January 01, 2018 until December 31, 2018;  К= 0,1 –from 01 January 2019,  where  HDP – payment for noncompliance of dew point temperature by hydrocarbons quality parameter, expressed in UAH;  Qi – non-conformance of natural gas volume to hydrocarbons quality parameter of dew point temperature, expressed in tcm;  BPG – gas reference price, expressed in UAH/tcm;  Тdew.h.max – maximum allowable dew point temperature by hydrocarbons parameter, K;  Тdew.h - actual dew point temperature by hydrocarbons value of the natural gas injected at a physical entry point, K.  10.6. Calculation of the additional fee amount for failure to comply with the natural gas quality parameters is provided on a monthly basis separately for each quality parameter of natural gas according to the data indicated by the Operator in the natural gas quality discrepancy report which shall be submitted to the electronic mail address of the Client before the tenth day of the month, following the gas month.  The Parties shall have the right to appeal to an authorized body to make assessment of natural gas quality parameters. Should natural gas matches the quality parameters, set by the Code, appraisal cost shall be covered by the Party or otherwise it shall be covered by the other Party.  Volume Qi not complying with natural gas quality is determined starting from the last gas PCP specification meeting parameters requirements, set by the Code until the moment of elimination discrepancy in the natural gas quality parameters.  10.7. The Party that has failed to comply with the natural gas quality parameter, shall pay an additional fee before the fifteenth day of the month, following the gas month based on the invoice sent to the Party’s electronic address by the other Party prior to the twelfth day of the month, following the gas month.  10.8. Discrepancies in the natural gas quality and the additional payment for failure to comply with natural gas quality parameters shall be settled according to the provisions of this Agreement or in court. Prior adjudication of disputes, the cost of natural gas quality and the additional payment for failure to comply with natural gas quality parameters shall be calculated based on the Operator’s data and paid by the Client in time pursuant to the paragraph 10.7 of this Agreement.  **XI. PROCEDURE FOR EXECUTION OF ACTS ON RENDERING SERVICES AND RECONCILIATION ACTS**  11.1. The Services provided under this Agreement except the balancing services shall be drawn up by the Operator and the Client as the Acts On Rendering Services.  11.2. Before the fifteenth day following the reporting month the Operator shall send to the Client two copies of the Act On Rendering Services in the gas month signed and sealed by Operator’s authorized representative.  11.3. Within two days upon the date of receipt of the Act On Rendering Services the Client shall send back to the Operator one original copy signed and sealed by Client’s authorized representative or provide substantiated written refusal to sign Act On Rendering Services. In case of refusal to sign Act On Rendering Services, discrepancies shall be settled according to the Agreement in a judicial procedure. Prior adjudication of disputes the service cost shall be calculated based the Operator’s data.  11.4. Balancing services shall be executed in the form of a unilateral act signed by the Operator per the whole volume of negative monthly imbalance not regulated by the Client according to the Code and Section IX of this Agreement.  11.5. The Operator and the Client shall carry out quarterly reconciliation of payments before the twenty-fifth day of the first month following the quarter. The reconciliation of payments shall be executed by the Parties in the form of a Reconciliation Act.  **XII. FINANCIAL SECURITY**  12.1. Within the whole period of the receipt of the Services, the Client shall submit to the Operator as well as maintain due financial security according to the Code.  12.2. Financial security for the contracted capacity shall be provided to the Operator in the form defined by the Code and in the amount of monthly liabilities.  12.3. Financial security for the balancing services shall be provided to the Operator in the form defined by the Code and according to the current legislation of Ukraine.  12.4. The Operator shall terminate the Service provision if the Client violates the terms of financial security provision.  **XII. LIABILITY OF THE PARTIES**  13.1. In case of non-performance or improper performance of the obligations under this Agreement, the Parties shall be liable according to current legislation of Ukraine and this Agreement.  13.2. The Party to whom it becomes impossible to fulfil its obligations under the Agreement and (or) the Code shall be liable for full compensation for damages caused to the other Party.  13.3. The Operator shall be responsible to the Client’s for the gas in the gas transportation system during its transportation from the entry point to the exit point in the volume of actual loss unless the Operator proves that the loss occurred not due to its fault.  13.4. The Operator shall be liable for improper provision of services on natural gas transportation starting from the moment of gas acceptance at the entry point until the moment of natural gas transfer at the exit point.  13.5. If the Client violates the payment terms stipulated in this Agreement, the Client shall pay fine at the double discount bank rate on the day of fine payment established by the National Bank of Ukraine for each day of late payment.  13.6. The Parties shall faithfully cooperate to ensure both reliable and efficient operation and use of the gas transportation system. The Parties shall use reasonable efforts to avoid or mitigate damages. The Party shall have no right to receive reimbursement of damages to the extent that it could avoid them when taking all necessary measures.  **XIV. FORCE MAJEURE**  14.1. None of the Party shall be liable for default or improper performance of the obligations under this Agreement if such default or improper fulfilment is caused by force-majeure circumstances which were non-existent at the moment of the Agreement conclusion and which are extraordinary and unavoidable for the Parties.  14.2. Force majeure circumstances mean extraordinary events and make objective impossibility of performance of the obligations under the Agreement. The term of performance of the obligations shall be postponed for the period of force majeure.  14.3. The Parties shall immediately notify each other of force majeure and within fourteen days upon its occurrence provide documentary evidence of its occurrence pursuant to the current legislation of Ukraine. Force majeure circumstances shall be confirmed in line with the procedure established by the current legislation of Ukraine. Failure to notify of force majeure circumstances deprives the Party of the right to allege as a reason of Party’s inability to perform its obligations under the Agreement and the Code.  14.4. Upon completion of force majeure circumstances, the Party affected thereby shall immediately inform the other Party thereof and immediately proceed to perform its obligations delayed due to force majeure.  **XV. TERMINATION AND RESTRICTION OF NATURAL GAS TRANSPORTATION**  15.1. The natural gas transportation shall be restricted or terminated according to the procedure prescribed by the Code.  15.2. The Client which is a direct consumer shall be exclusively responsible for termination of natural gas consumption at the exit point on the date and time specified in a relevant notice-request.  15.3. The cost for natural gas volume used by the Client, which is a direct consumer, starting from the time specified in the notice-request on individual termination of natural gas consumption until the moment of actual termination of natural gas consumption, which has not been settled after the procedure of imbalance settlement with the supplier pursuant to the Code, shall be paid into Operator’s account by the entity connected to the exit point. The cost of the natural gas shall be calculated as follows:  C = V x BPG х 2,  where:  V means the natural gas volume, expressed in tcm,  BPG means the natural gas reference price, expressed in UAH for tcm;  15.4. The gas reference price shall be calculated by the Operator according to the Code. Each month the Operator shall calculate the gas reference price before the tenth day of the month following the gas month and shall post it on its web-site.  15.5. Before the tenth day of the month following the month of transmission the Operator shall send to the Client calculation of the natural gas cost and the invoice by electronic mail. The Client shall make the payment by the fifteenth of the month, following the gas month.  15.6. Discrepancies in the natural gas cost shall be settled according to the provisions of this Agreement or in court. Prior adjudication of disputes, the cost of natural gas shall be calculated based on the Operator’s data and paid by the Client in time pursuant to the paragraph 15.5 of this Agreement.  15.7. The Operator shall not be liable for the consequences of the termination of natural gas transportation if the Client fails to fulfill requirements in respect to individual termination of natural gas consumption according to this Code.  **XVI. DISPUTE RESOLUTION**  Discrepancies and disagreements concerning the performance of this Agreement shall be resolved according to the procedure established by the current legislation of Ukraine.  **XVII. AMENDMENTS, VALIDITY AND TERMINATION OF The AGREEMENT**  17.1. This Agreement shall enter into force upon its signing for the period until 31.12.2022.  This Agreement shall be deemed to be extended for every consecutive year unless none of the Party gives prior notice to terminate the Agreement or to review its terms and conditions  17.2. All amendments to this Agreement shall be executed in writing and signed by Parties’ authorized persons.  The Parties shall give a written notice of any changes in their details (location, name, legal structure, bank details, etc.) no later than within ten days upon the occurrence of the changes.  17.3. In case of amendments introduction to the Standard Natural Gas Transportation Agreement and their affirmation by the Regulator within one month, the Parties shall amend this Agreement accordingly.  17.4. This Agreement may be terminated:  upon mutual consent of the Parties;  unilaterally by any Party by giving a 30 days’ written notice to the other Party if the other Party fails to perform its obligations under this Agreement;  in other cases prescribed by the current legislation of Ukraine and the Code.  17.5. Termination of the Agreement shall not exempt the Parties from the performance of their financial obligations under this Agreement.  17.6. None of the Party hereby shall transfer their rights and obligations under this Agreement to the third parties without a written consent of the other Party.  **XVIII. CONFIDENTIALITY**  18.1. All information related to this Agreement, the performance of obligations assumed by the Parties their activities and other information and data concerning the relations between the Parties shall be confidential and shall not be transferred or disclosed to any third party in any way except where otherwise provided by the legislation of Ukraine or with prior written consent of other Party.  18.2. The Party shall not be deemed to violate the confidentiality obligation according to paragraph 18.1 of the Agreement if confidential information is disclosed according to the terms and procedure established by the Code and (or) this Agreement, as well as is transferred to relevant authorities according to the procedure established by the regulatory acts and also to the shareholders of one of the Parties, members of regulatory authorities, employees for whom this information is required for performance of their functions and to legal and financial advisers, Parties’ auditors and to members of the natural gas market in line with the procedure established by the regulatory acts.  18.3. The Party, that transfers confidential information to the third parties in cases specified in the Agreement, shall adhere to confidentiality by these Parties with respect to transfer the information.  18.4. The Party obligations to respect shall be valid within five years upon expiration of the Agreement.  **XIX. INFORMATION EXCHANGE**  19.1. The Parties shall exchange information related to the Service provision according to the procedure and terms provided for by the Code.  19.2. Any notice, request, report or other information, which shall be provided under this Agreement shall be in writing and shall be deemed to have been provided if it is send to the addresses specified in the Agreement by prepaid registered post with confirmation receipt, delivered by courier to the authorized person of the Party or by electronic mail in cases agreed by the Parties.  19.3. Notices, requests, reports and other information sent or transferred by means indicated in paragraph 19.2 of this Section shall be deemed to have been received by the addressee on the date of their receipt.  19.4. The authorized representatives of the Operator and the Client appointed to provide fulfilment of the Agreement shall be:   |  |  |  | | --- | --- | --- | |  | **Operator** | **Client** | | Name, surname | Grishchenko Vitaliy |  | | Position | Deputy Director, Commercial Department |  | | Telephone number | 044-461-21-13 |  | | Fax number | 044-461-21-15 |  | | Electronic mail | Grishcenko-vp@utg.ua |  | | Name, surname | Oliinyk Volodymyr |  | | Position | Head of Division |  | | Telephone number | 044-461-21-64 |  | | Fax number | - |  | | Electronic mail | Oleynik-vv@utg.ua |  |   19.5. Contact details of the Operator’s dispatcher service:   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | Address | Telephone number | Electronic mail | Fax number | | 9/1, Klovskiy Uzviz,  Kyiv 01021, | 044-461-21-50  044-461-21-26  044-461-21-19  044-461-21-25  044-461-21-03 (24/7) | Gnoevoy V.V. (gnoevoy-vv@utg.ua)  Shalygin A.V.. ([shalygin-av@utg.ua](mailto:shalygin-av@utg.ua))  Ganchenko O.Y.  (u-nomination@utg.ua)  Commercial dispatcher (o-dispodu@utg.ua) | 044-461-21-09 |   19.6. The Parties shall inform each other in writing about any changes in information within five working days. In case of failure to inform about information changes, all information, requests, invoices and other information provided according to this Agreement shall be deemed to have been provided if this information is provided to the latest contacts of the Party.  **XX. REPRESENTATIONS AND WARRANTIES**  20.1. Each Party shall have relevant authorities to sign and execute the Agreement.  20.2. Each Party represents and warrants that it complies with the terms established by the Code to sign this Agreement.  **XXI. FINAL PROVISIONS**  21.1. The Agreement is executed in Ukrainian and English in two copies of equal legal force, one copy for each Party. In case of any discrepancies in interpretation of any provision of this Agreement the Ukrainian text shall prevail.  **XXII. DETAILS OF THE PARTIES**  Addresses and details of the Parties:  **The Operator**  **UKRTRANSGAZ Public Joint Stock Company**  **acting through the branch “Operator of the gas transmission system of Ukraine”**  Identification code of the branch (“Operator of the gas transmission system of Ukraine”): 41635376  Identification code of the legal body (PJSC UKRTRANSGAZ): 30019801  Address:  01021, Kyiv, 9/1, Klovskyi uzviz, 2nd floor  current account 26007924431352  in JSB “UKRGASBANK”, Kyiv  Bank code: 320478  Certificate of VAT payer No. 200103139  Tax identification number of the legal body (PJSC UKRTRANSGAZ): 300198026656  tel. 044-461-20-13  fax: 044-254-33-63  Gas transmission company has the status of tax payer on general conditions  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  (position)  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /  (signature)        (name)  **The Client**  Registration number:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Location:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Correspondence:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Tel.:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Fax:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Account:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Bank code:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Tax Identification number/VAT number: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  (position)  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /  (signature)       (name) |