



РЕШЕНИЕ

№ Ц-5
от 01.01.2025 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 01.01.2025 г., като разгледа заявление с вх. № Е-15-20-31#1 от 11.12.2024 г. за утвърждаване на цена за месец януари 2025 г., по която общественият доставчик да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, доклад с вх. № Е-ДК-1429 от 17.12.2024 г., както и събраните данни от проведено на 30.12.2024 г. открито заседание, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-20-31#1 от 11.12.2024 г. от „Булгаргаз“ ЕАД с искане за утвърждаване на цена за месец януари 2025 г., по която общественият доставчик да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, включително компонента за компенсирание на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото по чл. 11а, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) и компонента за дейността „обществена доставка“ по чл. 17, ал. 7 от същата наредба. „Булгаргаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване цена на природния газ за м. януари 2025 г. в размер на 83,16 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС), включително компонента за дейността „обществена доставка“ в размер на 1,39 лв./MWh и компонента „задължения към обществото“ в размер на 0,35 лв./MWh. Посоченото по-горе заявление и неговите приложения са обозначени с гриф „търговска тайна“. В тази връзка, заявителят е предоставил и нероверителен вариант, заведен в деловодната система на КЕВР с вх. № Е-15-20-31 от 11.12.2024 г.¹ За разглеждане и анализ на заявление № Е-15-20-31#1 от 11.12.2024 г. е сформирана работна група със Заповед № 3-Е-370 от 11.12.2024 г. на председателя на КЕВР.

Резултатите от извършения анализ на заявлението и приложенияте към него документи са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-1429 от 17.12.2024 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 375 от 20.12.2024 г., т. 1. Приетият от КЕВР доклад е публикуван на интернет страницата на Комисията. В изпълнение на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 30.12.2024 г. е проведено открито заседание за обсъждане на доклад с вх. № Е-ДК-1429 от 17.12.2024 г., на което изпълнителният директор на „Булгаргаз“ ЕАД е потвърдил фактите и обстоятелствата, съдържащи се в приетия от КЕВР доклад.

С писмо с изх. № Е-15-20-31 от 20.12.2024 г. КЕВР е изисквала от „Булгаргаз“ ЕАД да представи заверени копия на: справка относно актуалната стойност на индекса TTF MA за м. януари 2025 г. по данни от (...); информация за осигурен допълнителен капацитет за пренос на количества природен газ от терминала за втечен природен газ в Александруполис;

¹ На основание чл. 18, ал. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 37 от Закона за защита на конкуренцията, съгласно решение на Комисията за енергийно и водно регулиране по Протокол № 358 от 12.12.2024 г., по т. 1, в публикуваната версия на това решение, някои от данните са заличени в съответствие с правилата за защита на търговска тайна или друга, защитена по закон информация. Заличените данни са свързани с конкретни параметри (стойности и др.), посочени от „Булгаргаз“ ЕАД като търговска тайна. Заличените данни са отбелязани с (...).

счетоводен документ, доказващ отчетната цена на нагнетените в подземно газово хранилище (ПГХ) „Чирен“ през м. ноември 2024 г. количества природен газ, при наличие; сертификат, удостоверяващ доставеното от „Тотал Енерджис Газ и Пауър Лимитед“ (Тотал) през м. декември 2024 г. количество втечен природен газ, както и всички документи, имащи отношение към формирането на цената на природния газ за месец януари 2025 г.

С писмо с вх. № Е-15-20-31 от 01.01.2025 г. „Булгаргаз“ ЕАД е предоставило актуални данни и документи, свързани с утвърждаването на цената на природния газ за м. януари 2025 г., а именно: стойност на индекс TTF MA за м. януари 2025 г. на (...) в размер на (...) EUR/MWh, ведно с извадки от (...), удостоверяващи дневните стойности купува/продава за всеки ден от м. декември 2024 г.; актуализиран прогнозен график за нагнетяване и добив от ПГХ „Чирен“, с отражен реален добив за м. декември 2024 г. по партии: „Търговски количества“ и „План за действие при извънредни ситуации“; сертификат от SGS за доставените от Тотал в периода (...) количества природен газ на терминала в Александрополис и издадена фактура от SGS Greese S.A. за танкера, разтоварен през м. декември 2024 г.; документи относно резервиран месечен капацитет във входна точка на гръцката газопреносна мрежа Амфитрити и прехвърлен капацитет в изходна точка на гръцката газопреносна мрежа Кулата/Сидирокастро. Също така, „Булгаргаз“ ЕАД е уведомило КЕВР, че е приело искания на негови клиенти за намаляване на месечните количества природен газ за доставка, поради което количеството природен газ за м. януари 2025 г. е в размер на (...) MWh.

С посоченото писмо „Булгаргаз“ ЕАД е предложило цена за продажба на природен газ на крайните снабдителите и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия за м. януари 2025 г. в размер на 81,94 лв./MWh (без акциз и ДДС), при компонента „цена на природния газ на вход на газопреносните мрежи“ в размер на 80,22 лв./MWh, компонента за дейността „обществена доставка“ в размер на 1,37 лв./MWh и компонента „задължение към обществото“ в размер на 0,35 лв./MWh.

След обсъждане и анализ на всички събрани данни и документи, Комисията приема за установено следното:

С Решение № Ц-29 от 01.12.2024 г. КЕВР е утвърдила за месец декември 2024 г. цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдителите на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 75,89 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС).

Съгласно чл. 30, ал. 2 от ЗЕ, цените на природния газ не подлежат на регулиране при установяване от КЕВР наличието на конкуренция, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените при пазарни условия. Към момента, на пазара на природен газ в Р България сделките с природен газ се извършват по свободно договорени цени на организиран борсов пазар и по двустранни договори, както и по регулирани цени на пазара, на който „Булгаргаз“ ЕАД извършва дейност в качеството си на обществен доставчик. Освен това, като титуляр на лицензия за дейността „обществена доставка на природен газ“, „Булгаргаз“ ЕАД извършва услуга от обществен интерес, която се предоставя на крайните снабдителите и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, с определено качество и по регулирана цена, както и не може да бъде отказвана без законоустановена причина – чл. 178б, изр. второ от ЗЕ във връзка с §1, т. 6бб от Допълнителните разпоредби на ЗЕ. Това фактическо положение съществено влияе върху свободното договаряне на цените при пазарни условия, поради което Комисията следва да регулира цената, по която общественият доставчик продава природен газ.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 7 от ЗЕ на регулиране от КЕВР подлежи цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдителите на природен газ и на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия. Цената на обществения доставчик включва компонента „цена на вход на газопреносните мрежи“ и компонента за дейността „обществена доставка“, които се формират, респективно утвърждават, по правилата на чл. 17 от НРЦПГ и свързаните с него разпоредби от същата наредба. Тази цена може да включва и компонента „задължение към обществото“, към която са приложими правилата на чл. 11а от НРЦПГ. Съгласно чл. 10, ал. 2 от НРЦПГ Комисията

утвърждава прогнозен размер на разходите, които се включват в регулираната цена, като преценява тяхната икономическа обосновааност. Утвърдената от КЕВР цена на природния газ на обществения доставчик трябва да възстановява икономически обосновааните разходи за дейността му – основен принцип по чл. 31, т. 2 от ЗЕ, чието спазване КЕВР е длъжна да гарантира при изпълнение на правомощията си за ценово регулиране. Друг основен принцип, от който се ръководи Комисията при изпълнение на регулаторните си правомощия е осигуряването на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите – чл. 23, т. 4 от ЗЕ. В допълнение, чл. 2, ал. 1, т. 4 от ЗЕ определя като основна цел на този закон създаването на предпоставки за енергийни доставки при минимални разходи. Също така, задължение на обществения доставчик по т. 2.4. от лицензия № Л-214-14 от 29.11.2006 г. за дейността „обществена доставка на природен газ“ е да извършва лицензионната дейност с минимални и икономически обосноваани разходи, като повишава ефективността на дейността си с цел сигурност на доставката на природен газ.

Ценообразуващите елементи на предложената от „Булгаргаз“ ЕАД цена са, както следва:

I. Компонента „цена на природния газ на вход на газопреносните мрежи“

1. Прогнозни количества природен газ за вътрешния пазар:

Със заявление с вх. № Е-15-20-31#1 от 11.12.2024 г. „Булгаргаз“ ЕАД е посочило, че последно заявеното му прогнозно общо количество природен газ за вътрешния пазар за м. януари 2025 г. е в размер на (...) MWh, от което за дейността „обществена доставка на природен газ“ – (...) MWh или (...)% , и по двустранните договори – (...) MWh или (...)% . Впоследствие, с писмо с вх. № Е-15-20-31 от 01.01.2025 г. общественият доставчик е посочил, че общото количество природен газ за вътрешния пазар за м. януари 2025 г. е намалено и е в размер на (...) MWh, от което за дейността „обществена доставка на природен газ“ – (...) MWh или (...)% , и по двустранните договори – (...) MWh или (...)% .

„Булгаргаз“ ЕАД е формирало прогнозното общо количество природен газ за вътрешния пазар от следните източници за доставка: по договор (...) за доставка на природен газ с азербайджанска компания – (...) MWh ((...)% от общото количество природен газ); по договор с Тотал – (...) MWh ((...)% от общото количество природен газ), по договор с BP Gas Marketing Limited (BPGM) – (...) MWh ((...)% от общото количество природен газ), както и от добив ПГХ „Чирен“ – (...) MWh ((...)% от общото количество природен газ).

2. Цени по източници за доставка на природен газ за вътрешния пазар:

2.1. Доставка на количество природен газ по договор с азербайджанска компания

„Булгаргаз“ ЕАД е предвидило по договор с азербайджанска компания през м. януари 2025 г. да бъдат доставени количества природен газ в размер на (...) MWh/ден или (...) MWh месечно, при цена, изчислявана по формулата на чл. (...) от договора, а именно: цената се изчислява в USD/MWh на тримесечие, при (...), равна на (...) USD/MWh и елемент (...), равен на (...) USD/MWh и при отчитане на цените на алтернативните на природния газ горива – мазут със съдържание на сяра 1% и газьол със съдържание на сяра 0,1%, при тяхната средноаритметична месечна стойност за (...) период, завършващ един месец преди датата на преизчисляване на цената по договора. Точката на доставка по договора с азербайджанска компания е точката на междусистемно свързване на газопроводите ТАР и IGB – Комотини.

Предвид горното, доставната цена на природния газ по договора с азербайджанска компания за месец януари 2025 г. е (...) USD/MWh ((...) лв./MWh, при обменен курс от 1,84019 лв. за 1 щатски долар), при средноаритметична месечна стойност на цените на алтернативните горива за I тримесечие 2025 г., за (...) период от (...) до (...), както следва: за мазут със съдържание на сяра 1% – (...) USD/mt и за газьол със съдържание на сяра 0,1% – (...) USD/mt.

Към цената на природния газ се добавят разходи за капацитет и пренос на природен газ през газопровода IGB, които се заплащат съгласно подписано между „Ай Си Джи Би“ АД и „Булгаргаз“ ЕАД Споразумение от (...) за пренос на газ. В тази връзка, „Булгаргаз“ ЕАД е резервирало по време на процедурата Open Season за газопровода IGB необходимите капацитетни продукти за количества природен газ в размер на (...) MWh/ден. Също така с оглед преноса на количествата природен газ по договора с азербайджанска компания в размер

на (...) MWh/ден, „Булгаргаз“ ЕАД е сключило споразумение с „Ай Си Джи Би“ АД за осигуряване на допълнителен капацитет от (...) MWh/ден.

Разходите за капацитет и пренос през газопровода IGB за м. януари 2025 г. са в размер на (...) EUR или 2 829 449,33 лв., при обменен курс 1,95583 лв./EUR, като така изчислената сума съответства на издадените на заявителя от ICGB фактури за пренос на природен газ за предходните месеци.

Предвид гореизложеното, крайната цена по договора с азербайджанска компания за (...) MWh природен газ е в размер на (...) лв./MWh, в т.ч.: цена на природния газ – (...) лв./MWh и цена за капацитет и пренос през газопровода IGB в размер на (...) лв./MWh. Цена за капацитет и пренос през газопровода IGB е изчислена при разходи в размер на (...) лв. и количества природен газ за доставка през м. януари 2025 г. – (...) MWh.

2.2. Доставка на втечен природен газ:

„Булгаргаз“ ЕАД е посочило, че за осигуряване на заявки на негови клиенти през газова година 2024/2025 е организирано търгове за доставка на втечен природен газ (ВПГ) в терминала за съхранение и регазификация на ВПГ в гр. Александруполис, Р Гърция. Въз основа на проведените търгове, за изпълнител на доставките за месеците октомври – декември 2024 г. „Булгаргаз“ ЕАД е избрало Тотал, а за месеците януари и февруари 2025 г. е избрало BPGM.

През м. януари 2025 г. „Булгаргаз“ ЕАД предвижда да използва за доставка до клиенти на регулирания пазар и по двустранни договори количество ВПГ с общ размер от (...) MWh, от които (...) MWh, доставени от Тотал през м. декември 2024 г., и (...) MWh, с планирана доставка от BPGM през м. януари 2025 г.

2.2.1. Количества ВПГ от Тотал, доставени през м. декември 2024 г.

„Булгаргаз“ ЕАД предвижда да използва (...) MWh природен газ за доставка до клиенти на регулирания пазар и по двустранни договори през м. януари 2025 г., доставени от Тотал в периода (...), въз основа на Потвърждение № (...) от (...), при цена – TTF front month (...) за месеца на доставка (декември 2024 г.) в размер на (...) EUR/MWh, (...), а именно: (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh, изчислена от КЕВР в мотивите на Решение № Ц-29 от 01.12.2024 г..

В тази връзка, „Булгаргаз“ ЕАД е представило копие на сертификат SGS № (...), съгласно който доставеното количество ВПГ от Тотал в периода от (...) в терминала за съхранение и регазификация на ВПГ в гр. Александруполис е в размер на (...) MWh. От тези количества, за доставка до клиенти на регулирания пазар и по двустранни договори през м. декември 2024 г. „Булгаргаз“ ЕАД е използвало (...) MWh. За доставка до клиенти на регулирания пазар и по двустранни договори през м. януари 2025 г. „Булгаргаз“ ЕАД ще използва (...) MWh, представляващо разликата между общото доставено количество от (...) MWh и включените с Решение № Ц-29 от 01.12.2024 г. за доставка през м. декември 2024 г. (...) MWh природен газ, след приспадане на количествата природен газ, необходими за покриване на технологични разходи и загуби, а именно: за м. декември 2024 г. – (...) MWh и за м. януари 2025 г. – (...) MWh.

„Булгаргаз“ ЕАД е предвидило разход в размер на (...) евро за издаване на сертификат от SGS Greece S.A. за удостоверяване на действително полученото в терминала количество втечен природен газ, както и проверка на качеството му на база на фактуриран разход за предходен период.

2.2.2. Количества ВПГ от BPGM, с доставка през м. януари 2025 г.

В резултат от проведения търг за доставка на ВПГ за месеците януари и февруари 2025 г. „Булгаргаз“ ЕАД и BPGM са сключили Рамков договор от (...) за продажба и покупка на ВПГ и Потвърждение от (...) за доставка на един товар ВПГ през м. януари 2025 г., със следните параметри: количество на ВПГ доставка в размер на (...) MWh $\pm 2\%$; място на доставка: основен терминал – плаващ терминал за съхранение и регазификация на ВПГ Александруполис, Р Гърция ((...) MWh $\pm 2\%$) и алтернативен терминал в Р Турция ((...) MWh $\pm 5\%$); график за доставка: (...); цена: DES Александруполис TTF MA ((...)) за месеца на доставка, (...). „Булгаргаз“ ЕАД предвижда да използва (...) MWh от доставените от BPGM

количества природен газ за клиенти на регулирания пазар и по двустранни договори през м. януари 2025 г.

Предвид горното, „Булгаргаз“ ЕАД е изчислило цена за (...) MWh от BPGM в размер на (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh, като е отчело стойността на индекса TTF MA за м. януари 2025 г. в размер на (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh, по данни от (...), (...).

За доставка и регазификация на количества ВПГ в терминала в Александруполис, „Булгаргаз“ ЕАД и Gastrade S.A. са сключили Споразумение № (...) от (...) за ползване на терминала за втечен природен газ (LNG) Александруполис (Споразумение № (...) от (...)). Споразумението е сключено за срок от десет години от датата на започване на услугите – датата на въвеждане в експлоатация на терминала. В тази връзка, заявителят е посочил, че е съгласувал с Gastrade S.A. програма за доставка на ВПГ, която за газова година 2024/2025 предвижда доставка на (...) товара ВПГ от (...) MWh всеки, при следните разпределени дати за разтоварване: (...), (...), (...), (...) и (...).

„Булгаргаз“ ЕАД е резервирало капацитет по Споразумение № (...) от (...), който е определен в Приложение № (...) към споразумението, изменено със Споразумение за изменение № (...) от (...). За срока на Споразумение № (...) от (...) резервираният от „Булгаргаз“ ЕАД капацитет е в размер на (...) MWh/ден. Според чл. (...) от Споразумение № (...) от (...) „Булгаргаз“ ЕАД дължи месечно плащане за капацитет, което се изчислява по следната формула: (...).

Според чл. (...) „Определения“ на Споразумение № (...) от (...) (...). С писмо с № (...) от (...) Gastrade S.A. е уведомило „Булгаргаз“ ЕАД, на основание чл. 8.11. от Тарифния кодекс на терминала, че актуализираната референтната тарифа, приложима за първата договорна година, е определена в размер на (...) евро/kWh/ден/година.

Прилагайки горните формули, разходите за резервирания капацитет по Споразумение № (...) от (...) за количествата ВПГ от Тотал и BPGM в размер на (...) MWh възлизат на (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh.

„Булгаргаз“ ЕАД е представило кореспонденция с Gastrade S.A. за (...) количества ВПГ, които „Булгаргаз“ ЕАД да (...) през м. януари 2025 г. при условие, че „Булгаргаз“ ЕАД (...). В тази връзка, „Булгаргаз“ ЕАД е предвидило да получи през м. януари 2025 г. (...) MWh природен газ от терминала за съхранение и регазификация на ВПГ в гр. Александруполис със следното разпределение по дни: (...) MWh/ден за период от (...) дни, в който се очаква (...); (...) MWh/ден плюс допълнителни (...) MWh/ден за период от (...) дни (от (...) до (...), от (...) до (...), от (...) до (...)); (...) MWh/ден за период от (...) дни (от (...) до (...), от (...) до (...)).

За покриване на технологични разходи и загуби, чл. (...) от Споразумение № (...) от (...) предвижда право за Gastrade S.A. преди регазификация на разтоварен на терминала товар ВПГ да извършва прогнозно удържане на пропорционален дял от съответния товар. Според чл. (...) от Споразумение № (...) от (...) прогнозното удържане е (...). Предвид това, съгласно чл. (...) от Споразумение № (...) от (...) сметката на ползвателя на терминала – „Булгаргаз“ ЕАД, ще бъде (...).

Във връзка с горното, Gastrade S.A. е уведомило „Булгаргаз“ ЕАД, че през първата договорна година, количеството природен газ, което ще бъде удържано за покриване на технологични разходи и загуби, е в размер на (...) % от количествата ВПГ. В тази връзка, от количествата ВПГ, доставени от Тотал на терминала за съхранение и регазификация на ВПГ в гр. Александруполис през м. декември 2024 г. в размер на (...) MWh, Gastrade S.A. ще удържи (...) MWh, съответно от количествата ВПГ, които ще бъдат доставени от BPGM през м. януари 2025 г. в размер на (...) MWh, ще удържи (...) MWh. Поради това, за тези количества ВПГ „Булгаргаз“ ЕАД е включило разходи в размер на (...) лв. за количеството в размер на (...) MWh и (...) лв. за количеството в размер на (...) MWh. Дружеството е определило тези разходи въз основа на цените, по които купува ВПГ от Тотал и BPGM, а именно: за количествата природен газ от Тотал в размер на (...) MWh – цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh, а за количествата природен газ от BPGM в размер на (...) MWh – цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh.

Съгласно т. 10.3.4 (а) от Мрежовия кодекс на терминала за съхранение и регазификация на ВПП в гр. Александрополис, разходите, направени от Оператора на терминала във връзка с извършване на проучване за съвместимост на танкера с терминала, са за сметка на ползвателя. В тази връзка, „Булгаргаз“ ЕАД е предвидило разход в размер на (...) евро за всеки от двата танкера за доставка на втечен природен газ съответно за м. декември 2024 г. и м. януари 2025 г., осигуряващи част от доставките на природен газ за м. януари 2025 г., на база на фактуриран разход за предходни периоди.

За пренос на количествата природен газ в размер на (...) MWh до българската граница, „Булгаргаз“ ЕАД ще използва следните капацитетни продукти: за (...) MWh – резервиран годишен капацитетен продукт във входна точка на гръцката газопреносна мрежа Амфитрити (точка на присъединяване на терминала на Gastrade S.A. към гръцката газопреносна мрежа), с единична цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh, резервиран годишен групиран капацитетен продукт в изходна точка на гръцката газопреносна мрежа Комотини и входна точка на газопровода IGB Комотини, с единична цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh и резервиран годишен капацитетен продукт в изходна точка на газопровода IGB Стара Загора, с единична цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh; за (...) MWh – резервиран годишен капацитетен продукт във входна точка на гръцката газопреносна мрежа Амфитрити, с единична цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh и резервиран годишен капацитетен продукт в изходна точка на гръцката газопреносна мрежа Кулата/Сидирокастро, с единична цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh; за (...) MWh – резервиран тримесечен капацитетен продукт във входна точка на гръцката газопреносна мрежа Амфитрити, с единична цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh и резервиран годишен капацитетен продукт в изходна точка на гръцката газопреносна мрежа Кулата/Сидирокастро с единична цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh; за (...) MWh – резервиран тримесечен капацитетен продукт във входна точка на гръцката газопреносна мрежа Амфитрити, с единична цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh и резервиран годишен капацитетен продукт в изходна точка на гръцката газопреносна мрежа Кулата/Сидирокастро с единична цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh; за (...) MWh – резервиран месечен капацитетен продукт във входна точка на гръцката газопреносна мрежа Амфитрити, с единична цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh и резервиран годишен капацитетен продукт в изходна точка на гръцката газопреносна мрежа Кулата/Сидирокастро, с единична цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh; за (...) MWh – резервиран месечен капацитетен продукт във входна точка на гръцката газопреносна мрежа Амфитрити, с единична цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh и прехвърлен от други ползватели капацитетен продукт за м. януари 2025 г. в изходна точка на гръцката газопреносна мрежа Кулата/Сидирокастро, със среднопретеглена единична цена (...) EUR/MWh или (...) лв./MWh.

Предвид всичко гореизложено, общите прогнозни разходи на стойност (...) лв. за доставка от Тотал и BPGM на (...) MWh формират цена в размер на (...) лв./MWh.

2.3. Природен газ от добив от ПГХ „Чирен“

„Булгаргаз“ ЕАД предвижда за доставка до клиенти на регулирания пазар и по двустранни договори през м. януари 2025 г. да добие от ПГХ „Чирен“ количество природен газ в общ размер на (...) MWh, в това число (...) MWh от партида „Търговски количества“, при прогнозна цена (...) лв./MWh и (...) MWh от партида „План за действие при извънредни ситуации“, при прогнозна цена (...) лв./MWh съгласно приложена таблица.

Прогнозната цена за количествата природен газ от партида „Търговски количества“ в размер на (...) лв./MWh е формирана като среднопретеглена от количествата природен газ, нагнетени в ПГХ „Чирен“: към 30.04.2024 г. в размер на (...) MWh, с цена (...) лв./MWh – по справка от счетоводната система „Ажур L“ на дружеството; през м. май 2024 г. в размер на (...) MWh, с цена (...) лв./MWh – по справка от счетоводната система „Ажур L“ на дружеството; през м. юни 2024 г. в размер на (...) MWh, с цена (...) лв./MWh – по справка от счетоводната система „Ажур L“ на дружеството; през м. юли 2024 г., в размер на (...) MWh, с цена (...) лв./MWh – по справка от счетоводната система „Ажур L“ на дружеството; през м. август 2024 г. в размер на (...) MWh, с цена (...) лв./MWh – по справка от счетоводната система „Ажур L“ на дружеството; през м. септември 2024 г. в размер на (...) MWh, с цена (...)

лв./MWh – по справка от счетоводната система „Ажур L“ на дружеството; през м. октомври 2024 г. в размер на (...) MWh, с цена (...) лв./MWh – по справка от счетоводната система „Ажур L“ на дружеството; през м. ноември 2024 г. в размер на (...) MWh, с прогнозна цена (...) лв./MWh – за което от „Булгаргаз“ ЕАД е представена прогнозна справка. Среднопредетеглената прогнозна цена в размер на (...) лв./MWh отчита също: добитите от ПГХ „Чирен“ количества природен газ през месеците юли, август, септември, октомври и ноември 2024 г.; предвидените за добив количества природен газ през месеците декември 2024 г. и януари 2025 г., както и разходите за пренос през входно/изходна точка Газоизмервателна станция „Чирен“: в размер на (...) лв./MWh, изчислени при прилагане на цената за пренос на природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газова година 2023/2024, формирана от компонента пренос в размер на (...) лв./MWh; технологична компонента в размер на (...) лв./MWh и такса неутралност при балансиране в размер на (...) лв./MWh и в размер на (...) лв./MWh, изчислени при прилагане на цената за пренос на природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газова година 2024/2025, формирана от компонента пренос в размер на (...) лв./MWh; технологична компонента в размер на (...) лв./MWh и такса неутралност при балансиране в размер на (...) лв./MWh.

3. Валутният курс на лева към щатския долар, усреднен за месеца, предхождащ месеца на внасяне на предложението за утвърждаване на цени, а именно: 01.11. – 30.11.2024 г., изчислен на база публикуваните котировки на Българската народна банка, е в размер на 1,84019 лв. за 1 щатски долар.

С оглед горното и предвид сключените от „Булгаргаз“ ЕАД договори за доставка на природен газ на българския пазар, общите прогнозни разходи за доставка на природен газ до входа на газопреносните мрежи за м. януари 2025 г. възлизат на (...) лв., в резултат на което компонентата „цена на вход на газопреносните мрежи“ е в размер на 80,22 лв./MWh.

II. Компонента за дейността „обществена доставка“:

Съгласно чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, включва и компонента за дейността „обществена доставка“ в размер до 2,5 на сто в годишен аспект от средната покупна цена на природния газ. Съгласно чл. 17, ал. 8 от НРЦПГ, компонентата включва икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала за дейността обществена доставка, определени по реда на чл. 10 и 13 от НРЦПГ. При наличие на общи разходи за обществена доставка на природен газ и за доставка на природен газ по двустранни договори тези разходи се разпределят пропорционално на количествата природен газ към съответната дейност.

Към заявлението, „Булгаргаз“ ЕАД е представило справка за общото количество природен газ за 2025 г. и относителния дял на количествата за дейността „обществената доставка“ и по двустранните договори, а именно: общото количество природен газ за **2025 г.** е в размер на (...) MWh, при следното разпределение: за дейността „обществената доставка“ – (...) MWh или (...) % от общото количество природен газ, и по двустранни договори – (...) MWh или (...) % от общото количество природен газ.

Дружеството е представило отчетни данни по икономически елементи за периода януари – ноември 2024 г. и прогнозни стойности за м. декември 2024 г. на общите годишни разходи и разпределението им за дейността „обществена доставка“ и по двустранни договори, като отчетените разходи за 2024 г. са представени въз основа на утвърденото процентно дялово разпределение за дейността „обществена доставка“ и по двустранни договори за 2024 г. Утвърдените на дружеството общи прогнозни годишни разходи за 2024 г. са в размер на (...) хил. лв., от които (...) хил. лв. са условно-постоянни разходи (УПР) и (...) хил. лв. – променливи разходи (ПР). Отчетените от дружеството разходи за периода януари – ноември 2024 г. и прогнозни стойности за декември 2024 г. са (...) хил. лв., от които (...) хил. лв. УПР и (...) хил. лв. са ПР. Утвърдените прогнозни годишни разходи по икономически елементи за 2024 г. за дейността „обществена доставка на природен газ“ са в размер на (...) хил. лв., а отчетните данни за тези разходи за периода януари – ноември 2024 г. и прогнозни стойности за декември 2024 г. са (...) хил. лв.

„Булгаргаз“ ЕАД е представило справка за общите прогнозни разходи за 2025 г., като

тяхната сума е (...) хил. лв., в това число УПР – (...) хил. лв. и ПР – (...) хил. лв. Дружеството е представило и разпределението на разходите, според дела на горепосочените количества природен газ, а именно: за дейността „обществена доставка“ – общо (...) хил. лв., от които УПР – (...) хил. лв. и ПР – (...) хил. лв., а за доставка на природен газ по двустранни договори – общо – (...) хил. лв., от които УПР – (...) хил. лв. и ПР – (...) хил. лв. За 2025 г. „Булгаргаз“ ЕАД е планирало променливи разходи за съхранение на нагнетените от дружеството в ПГХ „Чирен“ количества природен газ, извън тези по Плана за действие при извънредни ситуации за гарантиране на сигурността на доставките на природен газ на Република България, одобрен от министъра на енергетиката (План) в размер на (...) хил. лв. Дружеството е посочило, че променливите разходи за 2025 г. са прогнозирани в по-малък размер спрямо отчетните данни за 2024 г., като след разделянето на съхраняваните в ПГХ „Чирен“ количества природен газ на партии, за балансиране на портфолиото си на дневна база дружеството използва основно партида „Търговски количества“, тъй като количествата в партида „План за извънредни ситуации“ не са на конкурентна цена (нагнетени са през 2022 г. в периода на най-високите цени на природния газ).

Дружеството е изложило следните аргументи по отношение на прогнозираните за 2025 г. разходи:

Предвидените от „Булгаргаз“ ЕАД разходи по икономически елементи за 2025 г. са резултат от очаквано начисляване на оптимизирани разходи за материали, външни услуги, амортизации, трудови възнаграждения, социални осигуровки и др. По отношение на УПР, заявителят е отбелязал, че за прогнозния период те се увеличават с (...) хил. лв. в сравнение с планираните за 2024 г., като изменението се дължи на: планирани с (...) хил. лв. (...) *разходи за лицензионни такси*, поради падане на ценовите нива и отчитане на по-ниски приходи от продажби на природен газ за 2024 г.; планирано (...) на *разходите за заплати и възнаграждения и социални разходи* за осигуровки в размер на (...) хил. лв., предвид очакваната промяна в минималната работна заплата за 2025 г. – от 933 лв. на 1077 лв.; (...) на *застрахователните суми* за съхранение на природен газ с (...) хил. лв.; (...) на *разходите за управление* по договор с „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД; покачване със (...) хил. лв. на *разходите за амортизация*, в резултат на провежданата инвестиционна програма на дружеството. Разходите за амортизация са разчетени на база съществуващите и планираните за закупуване активи, съгласно прогнозната инвестиционна програма на дружеството; (...) на *разходите за членство в организации*, предвид това, че от края на 2024 г. „Булгаргаз“ ЕАД е станало член на European Federation of Energy Traders – EFET; (...) на *преводачески и визови услуги* с (...) хил. лв. във връзка с регистрация на дружеството като търговец на природен газ в други страни. За 2025 г. „Булгаргаз“ ЕАД е прогнозирало *разходи за съдебни такси* в размер на (...) хил. лв., както и *експертни, консултантски и одиторски разходи* в размер на (...) хил. лв.

Общата сума на прогнозните годишни разходи за дейността „обществена доставка“ за 2025 г. е в размер на (...) хил. лв., от които УПР са (...) хил. лв., разпределени пропорционално за всеки от периодите на изменение на цената на природния газ и за месец януари 2025 г. възлизат на (...) хил. лв., ПР за м. януари 2025 г. са в размер на (...) хил. лв.

Съгласно чл. 17, ал. 11 от НРЦПГ, при изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка“ в прогнозните годишни променливи разходи се включват разходите за съхранение на природен газ, които се изчисляват въз основа на представен от дружеството план за количества природен газ за нагнетяване и добив, остойностени с действащата цена за съхранение, утвърдена от Комисията. От приложената обосновка е видно, че „Булгаргаз“ ЕАД планира да съхранява количества природен газ, извън тези по Плана, поради което за 2025 г., в т.ч. за м. януари 2025 г., има планирани променливи разходи. В тази връзка, дружеството е представило прогнозен план за нагнетяване, добив и съхранение на количества природен газ, извън тези по Плана, както и разходите за тяхното съхранение. При периодичното изменение на цената на природния газ през 2025 г. ще се отчита разликата между прогнозните и реално отчетените от „Булгаргаз“ ЕАД разходи за съхранение, извън тези по Плана.

„Булгаргаз“ ЕАД е представило и справка за прогнозната обща стойност на активите за

2025 г., която е в размер на (...) хил. лв., със следното разпределение: за дейността „обществена доставка“ – (...) хил. лв., за доставка на природен газ по двустранни договори – (...) хил. лв.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието.

Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за страните от Европа, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цена.

„Булгаргаз“ ЕАД е изчислило среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала за 2025 г. в размер на (...)%, при норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на (...)%, и норма на възвръщаемост на привлечения капитал (...)%, при отчитане на данъчните задължения.

Прогнозната структура на капитала на дружеството за 2025 г. е: собствен капитал – (...) хил. лв. или (...)%, привлечен капитал – (...) хил. лв. или (...)%. Собственият капитал на „Булгаргаз“ ЕАД по прогнозни данни за 2025 г. е в размер на (...) хил. лв.

Привлеченият капитал на „Булгаргаз“ ЕАД се състои от краткосрочни задължения, които за 2024 г. са в прогнозен размер от (...) хил. лв. Формирани са от сключени договори за овърдрафти и корпоративни заеми. Посочените овърдрафти и заеми имат за цел да осигурят допълнителен капиталов буфер, предназначен за финансиране на текущата дейност на дружеството, като за 2025 г. е планиран заем от (...) хил. лв., включени в прогнозирана сума. Във връзка с размера на прогнозирания за 2025 г. привлечен капитал, „Булгаргаз“ ЕАД е представило следните копия на договори за заемни средства, по които е страна: Договор № (...) от (...) за заем, сключен с (...) в размер на (...) хил. лв., ведно с погасителен план – Приложение № (...) към него; Допълнително споразумение № (...) от (...) към Договор № (...) от (...) за заем от (...), с което размерът на заема по договора е (...) на (...) хил. лв.; Договор № (...) от (...) за банков кредит от типа овърдрафт с (...), с размер до (...) EUR; Договор № (...) от (...) за банков кредит от типа овърдрафт с (...), с размер до (...) лв.; Договор № (...) от (...) за заем от (...), в размер на (...) хил. лв.; Договор № (...) от (...) за заем от (...), в размер на (...) хил. лв.

За изчисляване нормата на възвръщаемост на собствения капитал на дружеството е приложен Модел за оценка на капиталовите активи (МОКА), като е използван безлостов коефициент β (power) за страните от Европа в размер на 0,56, по данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business. При отчитане на капиталовата структура на дружеството, безлостовият коефициент се преобразува в лостов, с размер 6,95. Общата пазарна рискова премия за Р България е 6,07%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (4,12%) и премията за специфичния за държавата риск (1,95%) по актуализирани данни към 01.07.2024 г. от горесцитирания източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 3,9460%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечния период от м. ноември 2023 г. до м. октомври 2024 г. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал се получава (...)%, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала – (...)%, като тези стойности съвпадат с предложените от заявителя.

Предвид горното, предложената от „Булгаргаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторен период 2025 г., в размер на (...)%, при норма на

възвръщаемост на собствения капитал (...)% , и норма на възвръщаемост на привлечения капитал (...)% , при отчитане на данъчните задължения, е обоснована.

Възвръщаемостта за дейността „обществена доставка“ се преизчислява за всеки период на изменение на компонентата „цена на природния газ на вход на газопреносните мрежи“, в зависимост от промяната в стойността на оборотния капитал и паричните разходи на обществения доставчик.

Съгласно разпоредбата на чл. 17, ал. 10 от НРЦПГ при изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка“ утвърдените прогнозни условно-постоянни разходи за дейността „обществена доставка“ се разпределят пропорционално за всеки от периодите на изменение на цената на природния газ. В тази връзка, прогнозните условно-постоянни разходи за дейността „обществена доставка“ са в размер на (...) лв. и следва да се разпределят пропорционално за всеки от периодите на изменение на цената на природния газ, като прогнозните условно-постоянни разходи за всеки месец на 2025 г. са в размер на (...) хил. лв.

Съгласно представената от дружеството справка „Прогнозен график за съхранение на търговски количества 2025 г.“, „Булгаргаз“ ЕАД е прогнозирано променливи разходи за м. януари 2025 г. в размер на (...) хил. лв. за съхранение на количества природен газ в ПГХ „Чирен“ по партида „Търговски количества“, като тази сума е включена при изчисляване на стойността на компонентата за дейността „обществена доставка“ за м. януари 2025 г.

Предвид горното, стойността на компонентата за дейността „обществена доставка“ за м. януари 2025 г. е 1,37 лв./MWh. Оборотният капитал за м. януари 2025 г., изчислен като 1/8 от месечната сума на разходите за покупка на природен газ, УПР и променливи разходи, намалени със стойността на амортизацията е (...) хил. лв. Регулаторната база на активите за м. януари 2025 г. е (...) хил. лв., а възвръщаемостта на активите за периода е (...) хил. лв.

Предвид гореизложеното, размерът на компонентата за дейността „обществена доставка“ за м. януари 2025 г. е 1,37 лв./MWh или (...) % от компонентата „цена на вход на газопреносната мрежа“.

III. Компонента за компенсирание на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото:

В предложената за м. януари 2025 г. цена на природния газ е включена компонента за компенсирание на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на 0,35 лв./MWh. Разходите произтичат от наложени задължения на „Булгаргаз“ ЕАД по Плана.

На 18.03.2024 г. между „Булгаргаз“ ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД е сключен Договор за достъп и съхранение на природен газ № 6602 от 15.03.2024 г. за газова година 2024/2025. Съгласно условията на договора и Приложение № 1А на обществения доставчик са разпределени (...) годишни интегрирани капацитетни продукти за услуги по достъп и съхранение в ПГХ „Чирен“. Разпределеният капацитет за съхранение е в размер на (...) MWh. „Булгаргаз“ ЕАД заплаща услугите по достъп и съхранение на природен газ в съответствие с цените на предоставяните услуги за достъп и съхранение на природен газ, в сила от 15.04.2021 г., утвърдени с Решение № Ц-34 от 13.08.2020 г. на КЕВР. Общественият доставчик е приложил следните доказателства за извършените от него разходи: актуализиран график за съхранение на природен газ през 2024 г. по План за действие при извънредни ситуации; Акт за месец ноември 2024 г. за нагнетяване, съхранение и добив на количества природен газ и стойност на услугата по съхранение; фактура на „Булгартрансгаз“ ЕАД № 0040000741 от 04.11.2024 г. за годишен интегриран продукт за нагнетяване, добив и съхранение на природен газ през м. ноември 2024 г. След изготвяне на отчетите за съхраняваните и добитите количества природен газ през месец декември 2024 г., при наличие на разлики между планираните и отчетените разходи за съхранение по графика за 2024 г., същите ще бъдат отразени в компонентата по чл. 11а от НРЦПГ, която ще бъде част от цената за м. февруари 2025 г.

Съгласно чл. 11а, ал. 3 от НРЦПГ компонентата за компенсирание на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото се образува въз основа на обоснования прогнозен размер на разходите от наложеното задължение към обществото за съответната година и заявените прогнозни количества природен газ в енергийни единици за същата година.

На този етап „Булгаргаз“ ЕАД не разполага със съгласуван график за добив и нагнетяване на природен газ в ПГХ „Чирен“ за 2025 г. Съгласно Правилата за ползване на ПГХ „Чирен“, операторът на съоръжението за съхранение обявява, в срок не по-късно от 30 дни преди началото на нагнетателния период, на интернет страницата си свободния капацитет за съхранение през предстоящата газова година. Дружеството е отбелязало, че общите количества природен газ за м. януари 2025 г. се различават от посочените по годишна програма, тъй като след подписване на годишните програми, част от клиентите са подали искания за увеличение на заявките за м. януари 2025 г. и тези увеличения са отразени при ценообразуването за м. януари 2025 г. В тази връзка, „Булгаргаз“ ЕАД е приложило предварителен график за съхранение на природен газ през 2025 г. по Плана, съдържащ данни за предстоящите за реализиране и нагнетяване количества природен газ в ПГХ „Чирен“ и суми за тяхното съхранение. Количествата природен газ, които „Булгаргаз“ ЕАД прогнозира да съхрани по Плана за 2025 г. са в размер на (...) MWh, които представляват прогнозния остатък след края на добивния период и са (...) % от заявените количества природен газ по годишна програма от клиентите на дружеството с неравномерно потребление. „Булгаргаз“ ЕАД не предвижда да нагнетява количества природен газ през 2025 г., тъй като съгласно прогнозните количества природен газ за добив през месеците януари, февруари, март и април 2025 г., дружеството ще разполага с достатъчно количество природен газ в хранилището, за да покрие неравномерността в потреблението.

След направен анализ на представената информация, изчислената съгласно предварителния график за съхранение на природен газ по Плана за 2025 г. компонента по чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ за м. януари 2025 г. е в размер на 0,35 лв./MWh.

Въз основа на извършения по-горе анализ, Комисията приема за установено следното:

Прогнозните разходи за закупуване на природен газ през м. януари 2025 г. по договорите за доставка на природен газ и от запаси природен газ в ПГХ „Чирен“, с цел продажба на вътрешния пазар на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, както и по двустранните договори, се изчисляват в размер на (...) лв.

Цената на природния газ на вход на газопреносните мрежи като компонента на цената, по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, е в размер на 80,22 лв./MWh и е изчислена, като разходите за закупуване на природен газ са разделени на предвидените общи количества природен газ за месец януари 2025 г.:

$$(...) \div (...) = 80,22 \text{ лв./MWh}$$

В съответствие с чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, към компонентата цена на природния газ на входа на газопреносните мрежи се прибавя стойността на компонентата за дейността „обществена доставка“, изчислена пропорционално на количествата природен газ, предназначени за дейността „обществена доставка“, която за месец януари 2025 г. е в размер на 1,37 лв./MWh:

$$80,22 + 1,37 = 81,59 \text{ лв./MWh}$$

В съответствие с чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ, към горепосоченото се прибавя и компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, която за месец януари 2025 г. е в размер на 0,35 лв./MWh:

$$81,59 + 0,35 = 81,94 \text{ лв./MWh}$$

Въз основа на предоставените данни и документи и след направените изчисления, **цената за месец януари 2025 г., по която общественият доставчик следва да продава природен**

газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, е в размер на 81,94 лв./MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС).

Коефициентът за преобразуване в енергийни единици на цените за продажба на природен газ от крайния снабдител „Си Ен Джи Марица“ ООД за община Чепеларе е изчислен в размер на 10,715 kWh/m³. За изчисляването му е взета предвид представителната калоричност за м. януари 2025 г., публикувана от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Съгласно чл. 21, ал. 2 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители се изменят в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

IV. Разходи за балансиране.

Съгласно разпоредбите на чл. 19, ал. 4 и 5, и чл. 21, ал. 2 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на битови клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се изменят в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ, както и с разходи за балансиране в размер на 2 на сто от цената на обществения доставчик, като в случаите, когато краен снабдител не купува природен газ от обществения доставчик, разходите за балансиране са в размер на 2 на сто от среднопретеглената цена по сключените търговски договори, но не повече от 2 на сто от цената на обществения доставчик.

Предвид горното, разходите за балансиране през м. януари 2025 г. са в размер на 1,64 лв./MWh, който съставлява 2% от цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 81,94 лв./MWh.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 7 и т. 8, и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 11а, чл. 17 и чл. 21 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2025 г.:

1. Цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 81,94 лв./MWh (без акциз и ДДС), в т.ч. компонента „цена на природния газ на входа на газопреносните мрежи“ в размер на 80,22 лв./MWh, компонента за дейността „обществена доставка“ в размер на 1,37 лв./MWh и компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на 0,35 лв./MWh;

2. Цени за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи:

№	Енергийни предприятия	Предельни цени при продажба на природен газ от крайните снабдители с включени ценови компоненти: цена на природния газ и цена за снабдяване, както и с включени цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи		
		Стопански клиенти с равномерно потребление, лв./MWh	Стопански клиенти с неравномерно потребление, лв./MWh	Битови клиенти, лв./MWh
1	Овергаз Мрежи АД – Столична община, СОР Банка и община Божурище, територии "Изток", "Запад", "Север" и "Юг" ****			126,06
	до 54 MWh/год., вкл.		124,42	
	до 539 MWh/год., вкл.	109,58	118,63	
	до 1079 MWh/год., вкл.	108,19	118,07	
	до 2158 MWh/год., вкл.	106,79	117,51	

	до 4316 MWh/год., вкл.	105,39	116,94	
	до 6473 MWh/год., вкл.	104,58	116,61	
	до 8631 MWh/год., вкл.	103,99	116,37	
	до 10 789 MWh/год., вкл.	103,54	116,18	
	до 21 578 MWh/год., вкл.	102,12	115,59	
	до 32 367 MWh/год., вкл.	101,27	115,23	
	до 43 156 MWh/год., вкл.	100,67	114,98	
	до 53 945 MWh/год., вкл.	100,19	114,77	
	до 75 523 MWh/год., вкл.	99,47	114,45	
	до 107 890 MWh/год., вкл.	98,67	114,08	
	до 127 800 MWh/год., вкл.	98,28	113,89	
	над 127 800 MWh/год.	97,73	113,62	
	метанстанции до 4316 MWh/год., вкл.		103,93	
	метанстанции до 10 789 MWh/год., вкл.		102,82	
	метанстанции над 10 789 MWh/год.		100,78	
	обекти на "Топлофикация София": ВОЦ "Суза река", ВОЦ "Левски Г" и ВОЦ "Хаджи Димитър"		83,64	
2	"Аресгаз" ЕАД – за обособена територия "Добруджа" и общини Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг****			119,17
	до 106 MWh/год.	106,91	113,91	
	до 211 MWh/год.	105,86	112,07	
	до 528 MWh/год.	103,97	110,35	
	до 1056 MWh/год.	102,22	109,62	
	до 2112 MWh/год.	101,49	108,63	
	до 5281 MWh/год.	100,49	107,90	
	до 10 562 MWh/год.	99,76	107,04	
	над 10 562 MWh/год.	94,67	104,60	
3	"Аресгаз" ЕАД – за обособена територия "Мизия" и община Бяла Слатина****			123,00
	до 106 MWh/год.	107,38	118,24	
	до 211 MWh/год.	106,03	116,19	
	до 528 MWh/год.	104,90	114,98	
	до 1056 MWh/год.	103,99	111,97	
	до 2112 MWh/год.	102,75	109,07	
	до 5281 MWh/год.	101,62	107,52	
	до 10 562 MWh/год.	100,04	105,82	
	над 10 562 MWh/год. за стопански клиенти с неравномерно потребление		101,03	
до 52 810 MWh/год. за стопански клиенти с равномерно потребление	96,12			
над 52 810 MWh/год. за стопански клиенти с равномерно потребление	92,90			
4	"Газтрейд Сливен" ЕООД – община Сливен			110,38
	до 211 MWh/год.	99,47		
	от 211 до 527,5 MWh/год.	98,50		
	от 527,5 до 1055 MWh/год.	96,99		
	от 1055 до 2110 MWh/год.	96,00		
	от 2110 до 5275 MWh/год.	94,37		
	от 5275 до 10 550 MWh/год.	91,32		
	над 10 550 MWh/год.	89,21		
	до 52,75 MWh/год.		106,57	
	от 52,75 до 211 MWh/год.		104,71	
	от 211 до 527,5 MWh/год.		103,77	
	от 527,5 до 1055 MWh/год.		102,05	
	от 1055 до 2110 MWh/год.		99,38	
от 2110 до 5275 MWh/год.		98,46		
от 5275 до 10 550 MWh/год.		98,26		
5	"ЗНВ" ЕООД – община Балчик	106,77	107,17	109,48
	Енергийни предприятия	Промислени/Стопански клиенти, лв./MWh	Обществено-административни и търговски клиенти, лв./MWh	Битови клиенти, лв./MWh
6	"Каварна газ" ООД – общини Каварна и Шабла			121,74
	до 400 MWh/год., вкл.	111,88		
	над 400 MWh/год.	108,48		
	до 50 MWh/год., вкл.		116,60	
над 50 MWh/год.		114,62		
7	"Кнежа-газ" ООД – община Кнежа*****			110,09
	до 1055 MWh	96,62		
	до 4220 MWh	93,66		
	до 211 MWh		96,75	
до 1055 MWh		95,64		
8	"Неврокоп-газ" АД – община Гоце Делчев ***			163,93
	до 2500 MWh вкл.	148,13		
	над 2500 MWh	137,14		
	до 250 MWh вкл.		157,88	
над 250 MWh		153,37		
9	"Свиленград-Газ" АД – община Свиленград ***			157,48
	до 250 MWh/год. вкл.	152,02		
	над 250 MWh/год. вкл.	151,25		
10	"ТЕЦЕКО" ЕООД – общини Свищов и Белене****		101,80	99,47
	до 10 000 MWh/год. вкл.	91,95		
	над 10 000 MWh/год. вкл.	91,80		
11	"Карловогаз" ООД – община Карлово***	126,34	138,08	145,76
12	"Аресгаз" ЕАД – община Сопот	91,74	102,73	198,71
13	"Аресгаз" ЕАД – община Хисаря	93,11	101,97	170,13
14	"Комекс" АД – община Самоков			114,06
	до 1055 MWh	99,78		
	от 1055 MWh до 10 546 MWh	93,56		
	над 10 546 MWh	91,05		
	до 1055 MWh		111,57	
от 1055 MWh до 2109 MWh		107,46		
над 2109 MWh		106,70		
15	"Балкангаз-2000" АД – община Ботевград	107,49	113,98	120,88
16	"Севлиевогаз-2000" АД – община Севлиево			110,20
	до 50 000 MWh	98,16		
	над 50 000 MWh	86,00		

	до 30 MWh		107,14	
	над 30 MWh		103,74	
17	"Примагаз" АД – кметства "Владислав Варненчик", "Младост" и "Аспарухово" в състава на община Варна	95,04	108,62	122,06
18	"Газинженеринг" ООД – община Долни Дъбник			114,99
	до 105,5 MWh вкл.	104,05	108,03	
	над 105,5 MWh до 1055 MWh	92,48	106,80	
	над 1055 MWh до 10 550 MWh	88,92		
	над 10 550 MWh	87,10		
19	"Камено-газ" ЕООД – община Камено	96,91	105,66	107,43
20	"Добруджа газ" АД – община Генерал Тошево	103,50	119,26	108,86
21	"Правецгаз 1" АД – община Правец	91,21	98,86	103,29
22	"Костинбродгаз" ООД – общини Костинброд и Сливница			112,21
	до 1000 MWh/год. вкл.	102,37		
	от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл.	96,59		
	над 10 000 MWh/год.	92,78		
23	"Ситигаз България" ЕАД – за обособена територия "Тракия", общини Кърджали, Велинград, Павел Баян, Гурково, Твърдица и Брацигово		109,24	113,33
	до 1000 MWh/год.	106,89		
	от 1000 до 5000 MWh/год.	98,14		
	от 5000 до 10 000 MWh/год.	94,59		
	от 10 000 до 50 000 MWh/год.	93,46		
	над 50 000 MWh/год.	92,47		
24	"Аресгаз" ЕАД – за обособена територия "Запад"	107,37	114,67	123,17
25	"Газо-енергийно дружество-Елин Пелин" ЕООД – община Елин Пелин		104,22	106,08
	до 5000 MWh/год. вкл.	99,56		
	над 5000 MWh/год. вкл.	98,65		
26	"Ситигаз България" ЕАД – общини Силистра, Алфатар, Дулово, Тутракан, Главиница и Ситово		106,47	108,70
	до 1000 MWh/год.	104,85		
	от 1000 MWh/год. до 5000 MWh/год.	100,41		
27	"Ситигаз България" ЕАД – община Габрово		105,06	108,58
	до 1000 MWh/год.	104,44		
	от 1000 MWh/год. до 5000 MWh/год.	103,11		
	над 5000 MWh/год.	101,24		
28	"Си Ен Джи Марица" ООД – община Чепеларе**			107,30
	до 10 000 m ³ /год., вкл.*****		100,45	
	до 50 000 m ³ /год., вкл.*****		104,60	
	до 100 000 m ³ /год., вкл.*****		96,54	
	над 100 000 m ³ /год.,*****		89,87	
	до 200 000 m ³ /год., вкл.*****	91,70		
	до 1 000 000 m ³ /год.,*****	90,69		
29	„ЕМН“ ООД – община Средец*****	101,58	111,46	125,97

Забележки:

1. В цените не са включени акциз и ДДС.
2. ** в цените за продажба на природен газ от краен снабдител не е включена ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ.
3. *** в цените за продажба на природен газ от краен снабдител е включена ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ съгласно чл. 19а от НРЦПГ.
4. **** към цените за продажба на природен газ от краен снабдител за територията на общините: Банско, Разлог, Карнобат, Бяла, Тервел, Червен бряг и Белене, следва да бъде добавяна ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ съгласно чл. 19а от НРЦПГ.
5. ***** При снабдяване със съгъстен природен газ в цените за продажба от краен снабдител се включва ценова компонента съгласно чл. 19а от НРЦПГ.
6. ***** цените на "Си Ен Джи Марица" ООД за община Чепеларе са утвърдени в лв./1000 m³ и са изчислени в енергийни единици при коефициент на преобразуване 10,715 kWh/m³.
7. За битовите клиенти компонентата цена на природния газ включва и разходи за балансиране в размер на 2 на сто от цената на обществения доставчик.
8. При утвърждаване от КЕВР на нови или изменение на действащите цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи и за снабдяване с природен газ, се променят и пределните цени, по които съответният краен снабдител продава природен газ на клиенти.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Решението подлежи на обжалване в 14 (четирнадесет) дневен срок пред Административен съд – София град.

ПРЕДСЕДАТЕЛ:
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:
РОСИЦА ТОТКОВА