РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране

Р Е Ш Е Н И Е

№ Ц – 20
от 04.11.2026 г.

на закрито заседание, проведено на 04.11.2026 г., като разгледа подаденото от „Ситигаз България“ ЕАД заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия „Тракия“ и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, за регулаторен период 2027 – 2031 г., доклад с вх. № Е-ДК-1566 от 25.09.2026 г., както и събраните данни от проведените на 14.10.2026 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) заявление с вх. № Е-15-35-10 от 20.07.2026 г. от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия „Тракия“ и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, за регулаторен период 2027 – 2031 г. Със Заповед № З-Е-205 от 28.07.2026 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши анализ на данните по заявление с вх. № Е-15-35-10 от 20.07.2026 г. с оглед утвърждаване на „Ситигаз България“ ЕАД на цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи, цени за снабдяване с природен газ, както и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи, за периода 2027 – 2031 г., при условията и по реда на Закона за енергетиката и Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

С писмо с вх. № Е-15-35-10 от 28.07.2026 г. заявителят е посочил, че представените документи и информация в заявление с вх. № Е-15-35-10 от 20.07.2026 г. от „Ситигаз България“ ЕАД не съдържат търговска тайна по смисъла на чл. 18, ал. 3 от Закона за енергетиката. С писмо с вх. № Е-15-35-10 от 07.08.2026 г. „Ситигаз България“ ЕАД е представило допълнителна информация.

Предложените със заявление с вх. № Е-15-35-10 от 20.07.2026 г. за утвърждаване от „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа, са представени в таблица № 1:

Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа

Таблица № 1

Клиентски групи	Цени за пренос (евро/MWh)	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (евро/MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за присъединяване (евро/клиент)	Цени за присъединяване (лв./клиент)
Промишлени					2495	4879,80
до 1 000 MWh/г.	15,33	29,98	0,36	0,71		
от 1 000 до 5 000 MWh/г.	9,80	19,16	0,36	0,71		
от 5 000 до 10 000 MWh/г.	7,43	14,53	0,36	0,71		
от 10 000 до 50 000 MWh/г.	6,67	13,04	0,36	0,71		

над 50 000 MWh/г.	5,74	11,22	0,36	0,71		
ОА и търговски клиенти	15,62	30,54	0,44	0,87	1370	2679,49
Битови	16,16	31,60	1,35	2,64	266	520,25

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без включен акциз и данък върху добавената стойност (ДДС).

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-1566 от 25.09.2026 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 2 от Протокол № 243 от 30.09.2026 г. и са публикувани на интернет страницата на КЕВР.

В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 14.10.2026 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание е участвал председателят на Съвета на директорите (СД) на „Ситигаз България“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма възражения по него. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 14.10.2026 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от КЕВР проект на решение, на което е присъствал председателят на СД на „Ситигаз България“ ЕАД, който не е изразил възражения по обсъждания проект на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Ситигаз България“ ЕАД за обособена територия „Тракия“ и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, Комисията приема за установено следното:

„Ситигаз България“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-209-08 от 03.10.2006 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-209-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за обособена територия „Тракия“ и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, със срок до 20.09.2040 г.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, подлежат на регулиране от КЕВР. С Решение № Ц-27 от 20.12.2023 г. КЕВР е утвърдила на „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, както и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Тракия“ и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово за регулаторен период с продължителност от три години, за периода от 2024 г. до 2026 г.

В изпълнение на разпоредбата на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ „Ситигаз България“ ЕАД е оповестило предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване. В тази връзка, дружеството е представило копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“ на 18.06.2026 г., както и на сайта на дружеството.

На основание чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ заявителят е представил копие на Договор № 374-244 от 27.11.2023 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносна мрежа по регулирана цена, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД със срок на действие на договора до 1 януари 2025 г. Съгласно условията на договора, срокът му на действие може да бъде удължен с допълнително споразумение. В тази връзка е представено копие на Допълнително споразумение № 2 от 01.09.2025 г. към този договор, с което срокът му на действие е удължен до 1 януари 2027 г. Представено е и копие на Договор № 374-249 от 27.11.2023 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносна мрежа по регулирана цена, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД със срок на действие на договора до 1 януари 2025 г. Съгласно условията на договора, срокът му на действие може да бъде удължен с допълнително споразумение. В тази връзка е представено копие на Допълнително споразумение № 2 от 01.09.2025 г. към този договор, с което срокът му на действие е удължен до 1 януари 2027 г.

Заявителят е представил копия на сключени договори със следните дружества: копие на договор № 2/2020 от 30.01.2020 г. за доставка на природен газ с „Група Дружества Газ

Римини“ СпА със срок на действие до 01.02.2020 г., както и сключен към него Анекс № 5 от 01.10.2025 г.; копие на договор за доставка на природен газ с „Глобъл коммерс-1“ ООД от 01.12.2023 г. със срок на действие до 01.01.2025 г., както и допълнително споразумение към него от 01.02.2026 г.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. КЕВР утвърждава групите клиенти по предложение на енергийните предприятия, в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ). През новия регулаторен период „Ситигаз България“ ЕАД не предвижда изменение на утвърдените групи от тарифната структура, състояща се от три групи клиенти: *промишлени, обществено-административни и търговски (ОА и търговски)*, както и *битови*. За групата на *промишлените* клиенти са формирани подгрупи, в зависимост от годишната им консумация на природен газ, като промишлените клиенти са разпределени в пет подгрупи в зависимост от годишното потребление, както следва: до 1 000 MWh; от 1 000 до 5 000 MWh; от 5 000 до 10 000 MWh, от 10 000 до 50 000 MWh и над 50 000 MWh.

Предложената от заявителя тарифна структура е изготвена в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и 2 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Ситигаз България“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години, а именно: от 2027 г. до 2031 г. и е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи (НГП) за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани от дружеството по години за регулаторния период. НГП за дейността „разпределение на природен газ“, разпределени по години и групи клиенти, са представени в таблица № 2:

Дейност „разпределение на природен газ” ***Таблица № 2***

Клиенти	Мярка	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Промишлени	хил. евро	4263	4314	4325	4318	4348
ОА и търговски	хил. евро	2221	2239	2235	2234	2250
Битови	хил. евро	1814	1944	2000	2081	2119
Общо:	хил. евро	**8298**	**8497**	**8560**	**8632**	**8717**

Посочените необходими годишни приходи образуват високи резултативни цени за дейността „разпределение на природен газ“. В тази връзка, „Ситигаз България“ ЕАД е изготвило предложение за по-ниски от получените пределни цени, като е приложило коригиращи коефициенти, които намаляват НГП с цел изчисляване на по-ниски цени. Предложените от заявителя по-ниски цени целят постигане на баланс между интересите на клиентите и дружеството, при спазване принципите за ефективност, оптимизиране на дейността и недопускане на влошаване на финансово-икономическото състояние на лицензианта. Използвани са коригиращи коефициенти за ОА и търговски клиенти: 90% и за битови клиенти: 59%.

Коригираните необходими приходи за дейността „разпределение на природен газ“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 3:

Дейност „разпределение на природен газ“ ***Таблица № 3***

Клиенти	Мярка	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Промишлени	хил. евро	4263	4314	4325	4318	4348

ОА и търговски	хил. евро	1999	2015	2011	2010	2025
Битови	хил. евро	1070	1147	1180	1228	1250
Общо:	хил. евро	**7332**	**7476**	**7516**	**7556**	**7623**

Необходимите годишни приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са посочени в таблица № 4:

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ ***Таблица № 4***

Клиенти	Мярка	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Промишлени	хил. евро	213	215	216	221	223
ОА и търговски	хил. евро	57	57	57	58	58
Битови	хил. евро	156	162	159	166	174
Общо:	хил. евро	**426**	**434**	**432**	**445**	**455**

Посочените необходими годишни приходи образуват високи резултативни цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. В тази връзка, „Ситигаз България“ ЕАД е изготвило предложение за по-ниски от получените пределни цени за битови клиенти, като е приложило коригиращ коефициент в размер на 60%, който намалява НГП за битовите клиенти с цел изчисляване на по-ниски цени.

Коригираните необходими приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 5:

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ ***Таблица № 5***

Клиенти	Мярка	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Промишлени	хил. евро	213	215	216	221	223
ОА и търговски	хил. евро	57	57	57	58	58
Битови	хил. евро	94	97	95	100	105
Общо:	хил. евро	**364**	**370**	**368**	**379**	**385**

3. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно посочената разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: УПР и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. Предложените от дружеството общи разходи за периода, разпределени по дейности и години, са представени в таблица № 6:

Общо разходи по дейности ***Таблица № 6***

Наименование	Мярка	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	хил. евро	**5775**	**6113**	**6344**	**6599**	**6869**	**31 700**	**100%**
„разпределение на природен газ“	хил. евро	5626	5959	6195	6444	6707	**30 931**	98%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. евро	148	153	148	155	163	**768**	2%

Според представената обосновка разходите за регулаторния период са формирани при цени към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени и отразяват очакваното развитие на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ в рамките на петгодишния период. Основните входни параметри при формиране на разходите включват: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа и необходим персонал за управление, експлоатация и обслужване.

Предвид разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Ситигаз България“ ЕАД е представило различните групи разходи по дейности и икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

3.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Предложените от заявителя разходи за дейността „разпределение на природен газ“ съставляват 98% от общия обем разходи и се увеличават от 5626 хил. евро през 2027 г. на 6707 хил. евро през 2031 г.

Предложените ***УПР*** съставляват 99,9% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“ и се увеличават от 5620 хил. евро за 2027 г. на 6698 хил. евро през 2031 г., и са разпределени, както следва:

Разходи за материали – планирани в размер на 63 хил. евро за 2027 г. и нарастват до 77 хил. евро за 2031 г., като включват: *разходи за горива за автотранспорт* определени спрямо изградената газоразпределителна мрежа при разход за периода средно 40 евро/км; *разходи за работно облекло* определени средно по 324 евро на човек/годишно за 34 броя персонал; *разходи за канцеларски материали* определени по 232 евро на човек/годишно за 34 броя персонал и *разходи за материали за текущо поддържане* определени като процент от стойността на изградената газоразпределителна мрежа, отчитайки въвеждането на нови участъци в размер на 10 хил. евро за 2027 г. с увеличение до 12 хил. евро за 2031 г.

Разходите за външни услуги са прогнозирани в размер на 1464 хил. евро през 2027 г. и се увеличават на 1861 хил. евро за 2031 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани в размер на 30 хил. евро за 2027 г., с намаление на 23 хил. евро през 2031 г., като 0,09% от балансовата стойност на дълготрайните материални активи през периода;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани в размер на 22 хил. евро за 2027 г. с увеличение до 23 хил. евро през 2031 г., като включват прогнозни лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Комисията за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, прогнозирани спрямо отчетените за 2025 г. в размер на 31 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 38 хил. евро за 2031 г.;

- *разходи за абонаментно поддържане*, прогнозирани в размер на 807 хил. евро за 2027 г. с увеличение до 1 071 хил. евро за 2031 г. Тези разходи са прогнозирани на базата на извършените разходи, увеличени пропорционално на увеличението на обслужваната мрежа и включват разходи за поддръжка на мрежата от 490 евро/км средногодишно за периода и разходи за поддръжка на съоръжения при 49 евро/съоръжение средногодишно за периода;

- *разходи за реклама и рекламни материали,* прогнозирани спрямо отчетените за 2025 г. в размер на 9 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 11 хил. евро за 2031 г.;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана* прогнозирани спрямо отчетените за 2025 г. в размер на 7 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 8 хил. евро за 2031 г.;

- *разходи за наеми* - прогнозирани спрямо отчетените за 2025 г. в размер на 128 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 155 хил. евро за 2031 г.;

- *разходи за проверка на уреди*, прогнозирани в размер на 61 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 82 хил. евро за 2031 г. Тези разходи са прогнозирани на базата на извършените разходи, увеличени пропорционално на увеличението на броя на потребителите при 36 евро/год. за стопански съоръжения и 4 евро/год. за битови съоръжения;

- *съдебни разходи,* прогнозирани са спрямо отчетените за 2025 г. в размер на 19 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 23 хил. евро за 2031 г.;

- *експертни и одиторски разходи* – прогнозирани са спрямо отчетените за 2025 г. в размер на 74 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 90 хил. евро за 2031 г.;

- *разходи за вода, отопление и осветление* – прогнозирани са спрямо отчетените за 2025 г. в размер на 17 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 20 хил. евро за 2031 г.;

- *други разходи* – прогнозирани са спрямо отчетените за 2025 г. в размер на 260 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 316 хил. евро за 2031 г., като включват: разходи за електронно фактуриране, платежни системи и поддръжка на банкови гаранции;

Разходи за амортизации – прогнозирани в размер на 2 804 хил. евро за 2027 г. с увеличение на 3 196 хил. евро за 2031 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходи за заплати и възнаграждения – прогнозирани в размер на 1040 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 1264 хил. евро за 2031 г. и включват разходите за заплати и възнаграждения на 34 броя служители при средномесечна работна заплата за периода от 2550 до 3100 евро на служител.

Разходи за социални осигуровки – прогнозирани в размер на 130 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 158 хил. евро за 2031 г. Тези разходи включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно Закона за данъците върху доходите на физическите лица, Кодекса за социално осигуряване, Закона за бюджета на държавното обществено осигуряване, Кодекса на труда и др. Разходите за социални осигуровки представляват 13% от разходите за възнаграждения на персонала;

Социални разходи – прогнозирани в размер на 84 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 102 хил. евро за 2031 г., като включват и ваучери за храна.

Други разходи – прогнозирани в размер на 35 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 41 хил. евро за 2031 г., и включват:

- *разходи за охрана на труда/трудова медицина* – прогнозирани са спрямо отчетените за 2025 г. в размер на 11 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 13 хил. евро за 2031 г. при 320-390 евро/човек годишно;

- *разходи за командировки*, прогнозирани са спрямо отчетените за 2025 г. за обучение на персонала в размер на 12 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 15 хил. евро за 2031 г. при 360-430 евро/човек годишно;

- *данъци, удържани при източника*, прогнозирани са спрямо отчетените за 2025 г. в размер на 10 хил. евро/годишно за периода 2027 г. - 2031 г.;

- *разходи за публикации,* прогнозирани са в размер на 2 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 3 хил. евро за 2031 г. на база отчетени разходи и планирани предстоящи дейности на дружеството, свързани с информиране на обществеността и др.

Предложените ***променливи разходи*** включват разходи за:

- *одорант,* прогнозирани в размер на 7 хил. евро за 2027 г. с увеличение на 9 хил. евро за 2031 г., планирани на база прогнозната за реализация консумация на природен газ при разходна норма 2,4 mg/MWh;

3.2. Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Предложените от заявителя разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ представляват 2% от общия обем разходи, предвидени от дружеството и се увеличават от 148 хил. евро през 2027 г. на 163 хил. евро през 2031 г.

УПР представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, със следното разпределение по икономически елементи:

Разходи за материали – планирани в размер на 4 хил. евро за 2027 г. и нарастват до 5 хил. евро за 2031 г., като включват: *разходи за горива за автотранспорт* прогнозирани спрямо отчетените за 2025 г.; *разходи за работно облекло* прогнозирани средно по 324 евро на човек/годишно за 4 броя персонал;

Разходите за външни услуги са прогнозирани в размер на 49 хил. евро през 2027 г. и се увеличават на 59 хил. евро за 2031 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани спрямо отчетените за 2025 г. в размер на 6 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 7 хил. евро през 2031 г.;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани спрямо отчетените за 2025 г. в размер на 41 хил. евро за 2027 г. с увеличение до 50 хил. евро през 2031 г., като включват прогнозни лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Комисията за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, прогнозирани спрямо отчетените за 2025 г. в размер на 2 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 3 хил. евро за 2031 г.;

Разходите за амортизации – прогнозирани в размер на 22 хил. евро за 2027 г. с намаление на 9 хил. евро за 2031 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходи за заплати и възнаграждения – прогнозирани в размер на 61 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 74 хил. евро за 2031 г. и включват разходите за заплати и възнаграждения на 4 броя служители при средномесечна работна заплата на служител за периода от 1270 до 1550 евро.

Разходи за социални осигуровки – прогнозирани в размер на 8 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 9 хил. евро за 2031 г. Тези разходи включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно Закона за данъците върху доходите на физическите лица, Кодекса за социално осигуряване, Закона за бюджета на държавното обществено осигуряване, Кодекса на труда и др. Разходите за социални осигуровки представляват 13% от разходите за заплати и възнаграждения;

Социални разходи – прогнозирани в размер на 2 хил. евро годишно за периода 2027 г. - 2031 г.;

Други разходи – прогнозирани в размер на 3 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 4 хил. евро за 2031 г., и включват:

- *разходи за охрана на труда/трудова медицина* – прогнозирани са спрямо отчетените за 2025 г. в размер на 1 хил. евро годишно за периода 2027 г. - 2031 г.;

- *разходи за командировки*, прогнозирани са спрямо отчетените за 2025 г. за обучение и безопасност на персонала в размер на 2 хил. евро за 2027 г., с увеличение на 3 хил. евро за 2031 г.;

Заявителят не е планирал ***променливи разходи*** за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

4. Норма на възвръщаемост на капитала

За финансиране на инвестиционната програма и изграждането на газоразпределителната мрежа за обособена територия „Тракия“ и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, „Ситигаз България“ ЕАД предвижда да използва собствени средства, акумулирани от дейността на дружеството, респективно реинвестиране на печалбата и амортизационните отчисления за всяка една година от периода.

Предложената от „Ситигаз България“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период 2027 – 2031 г. е в размер на 7,73%, изчислена при 100% дял на собствения капитал с норма на възвръщаемост 6,95%, след данъчно облагане при данъчна ставка от 10%.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, КЕВР 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 КЕВР 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 страни 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 (БНБ) 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 цени.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи, като използва данни, публикувани на официалните интернет страници на Aswath Damodaran – Stern School of Business и БНБ. Предвид изложеното, при определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България“ ЕАД следва да бъдат използвани данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β, общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България“ ЕАД е използван Моделът за оценка на капиталовите активи и актуални данни от цитираните по-горе източници, а именно: безрискова премия в размер на 3,9447%; безлостов

β коефициент – 0,48, който предвид капиталовата структура, при преобразуване в лостов коефициент се получава в размер на 0,48, а общата пазарна рискова премия за Р България е в размер на 6,30%. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал е в размер на 6,97%, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е 7,74%, която е по-висока спрямо предложената от дружеството.

Предвид изложеното, за периода 2027 – 2031 г. е целесъобразно да бъде приета предложената от „Ситигаз България“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,73%, изчислена при 100% дял на собствения капитал с норма на възвръщаемост 6,95%, след данъчно облагане с данъчна ставка от 10%.

5. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени, съответно в таблици № 7 и 8:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. евро) ***Таблица № 7***

№	Позиция	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	Балансова стойност на дълготрайните материални активи (ДМА)	33 428	31 844	29 757	27 628	25 442
2	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	1071	1000	928	857	786
3	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансирания	275	378	473	569	643
4	Необходим оборотен капитал	353	373	393	416	439
5	Регулаторна база на активите	34 578	32 839	30 606	28 332	26 023
6	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане, %	7,73%	7,73%	7,73%	7,73%	7,73%
7	Възвръщаемост	2671	2537	2365	2189	2011
8	Разходи, в т.ч.:	5626	5959	6195	6444	6707
8.1.	УПР	5620	5952	6188	6435	6698
8.2.	Променливи разходи	7	7	8	8	9

Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. евро) ***Таблица № 8***

№	Позиция	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	Балансова стойност на дълготрайните материални активи (ДМА)	91	71	62	53	44
2	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	0	0	0	0	0
3	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансирания	0	0	0	0	0
4	Необходим оборотен капитал	3507	3567	3606	3703	3742
5	Регулаторна база на активите	3598	3638	3668	3756	3786
6	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане, %	7,73%	7,73%	7,73%	7,73%	7,73%
7	Възвръщаемост	278	281	283	290	292
8	Разходи, в т.ч.:	148	153	148	155	163
8.1.	УПР	148	153	148	155	163
8.2.	Променливи разходи	0	0	0	0	0

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

6. Прогнозна консумация на природен газ и прогнозен брой клиенти

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството, са представени по години и групи клиенти в таблици № 9 и 10:

Прогнозна консумация на природен газ (MWh/год.) ***Таблица № 9***

Клиенти	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.

Промишлени	583 250	592 049	595 953	612 792	617 548
ОА и търговски	125 787	127 501	129 215	130 929	131 785
Битови	67 120	69 920	72 720	75 520	78 320
Общо:	**776 157**	**789 470**	**797 888**	**819 241**	**827 654**

Прогнозен брой клиенти ***Таблица № 10***

Клиенти	**2027 г.**	**2028 г.**	**2029 г.**	**2030 г.**	**2031 г.**
Промишлени	282	288	293	300	303
ОА и търговски	734	744	754	764	769
Битови	8390	8740	9090	9440	9790
Общо:	**9406**	**9772**	**10 137**	**10 504**	**10 862**

За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по групи клиенти на възвръщаемостта, условно-постоянните и променливите разходи.

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на УПР и възвръщаемостта отчитат стойността на дела на дълготрайните материални активи (ДМА) за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА, като делът на ДМА за газопроводите и съоръжения – линейна част е разпределен чрез дела на максималния часов разход на съответната група в общия максимален часов разход. Стойността на газопроводните отклонения, чрез които клиентите на природен газ се присъединяват към газоразпределителната мрежа, е разделена за съответната група клиенти. Стойностите на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променят, както следва: за промишлените клиенти намаляват от 0,514 през 2027 г. на 0,499 през 2031 г., за ОА и търговски клиенти намаляват от 0,268 през 2027 г. на 0,258 през 2031 г., а за битовите клиенти се увеличават от 0,219 през 2027 г. на 0,243 за 2031 г. Коефициентите за разпределение на променливите разходи по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти намаляват от 0,751 за 2027 г. на 0,746 през 2031 г., за ОА и търговски намаляват от 0,162 през 2027 г. на 0,159 за 2031 г., а за битовите клиенти се увеличават от 0,086 за 2027 г. на 0,095 през 2031 г.

Коефициентът за разпределение на УПР и възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиенти за съответната група клиенти към общия брой клиенти, както и на база средната годишна консумация на съответната група клиенти към общата консумация. Стойностите на коефициента се променят, както следва: за промишлените клиенти намаляват от 0,500 за 2027 г. на 0,490 през 2031 г., за ОА и търговски намаляват от 0,133 през 2027 г. на 0,128 през 2031 г. и за битовите клиенти се увеличават от 0,367 за 2027 г. на 0,383 през 2031 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат дела на ДМА на газоразпределителната мрежа за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА, броя клиенти от всяка група клиенти към общия брой клиенти, както и средната годишна консумация на всяка група клиенти към общото потребление.

7. Определяне на цени

7.1. Цена за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа

Според чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ през разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за MWh по групи клиенти.

7.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Според чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9 от НРЦПГ. Компонентата цена за снабдяване се определя на основата на необходимите годишни приходи

съгласно чл. 9 за снабдяване с природен газ към прогнозното количество природен газ (чл. 19, ал. 3 от НРЦПГ).

Предложените за утвърждаване от „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за обособена територия „Тракия“ и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово са посочени в таблица № 11:

Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител

Таблица № 11

Клиентски групи	Цени за пренос (евро/MWh)	Цени за снабдяване (евро/MWh)
Промишлени		
до 1 000 MWh/г.	15,33	0,36
от 1 000 до 5 000 MWh/г.	9,80	0,36
от 5 000 до 10 000 MWh/г.	7,43	0,36
от 10 000 до 50 000 MWh/г.	6,67	0,36
над 50 000 MWh/г.	5,74	0,36
ОА и търговски	15,62	0,44
Битови	16,16	1,35

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без включен акциз и ДДС.

7.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа се образува по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет, налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството се делят на УПР и променливи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране; изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение; съгласуване на работен проект за газопроводното отклонение (Районна служба „Пожарна и аварийна безопасност“, Инспекция за държавен технически надзор, Независим строителен надзор (НСН) – Конструктивна част); сключване на договор за НСН; разходи за проби на якост и плътност; становища по изпълнение на газопроводното отклонение (община и Агенция по кадастъра); разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи са в зависимост от максималния часови разход и включват изкопно-възстановителни и монтажни работи; излаз към газорегулаторен и замерен пункт (ГРЗП) и свързване на ГРЗП към газовата инсталация.

За регулаторен период 2027 – 2031 г. заявителят предлага следните цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Тракия“ и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово в таблица № 12:

Цени за присъединяване ***Таблица № 12***

Клиентски групи	Цени (евро/клиент)
Промишлени	**2495**
ОА и търговски	**1370**
Битови	**266**

Забележка: предложените цени са без ДДС.

Предложените цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на лицензионната територия на заявителя са формирани на база подробно представени разходи по групи клиенти в съответствие с НРЦПГ.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2027 г., на „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия „Тракия“ и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, за регулаторен период 2027 – 2031 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За промишлени клиенти

до 1 000 MWh	15,33 евро/MWh;
от 1 000 до 5 000 MWh	9,80 евро/MWh;
от 5 000 до 10 000 MWh	7,43 евро/MWh;
от 10 000 до 50 000 MWh	6,67 евро/MWh;
над 50 000 MWh	5,74 евро/MWh;
1.2. За обществено-административни и търговски клиенти:	15,62 евро/MWh;
1.3. За битови клиенти	16,16 евро/MWh.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2027 г. – 7332 хил. евро; за 2028 г. – 7476 хил. евро; за 2029 г. – 7516 хил. евро; за 2030 г. – 7556 хил. евро; за 2031 г. – 7623 хил. евро;

Количества природен газ: за 2027 г. – 776 157 MWh/год.; за 2028 г. – 789 470 MWh/год.; за 2029 г. – 797 888 MWh/год.; за 2030 г. – 819 241 MWh/год.; за 2031 г. – 827 654 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,73%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на обособена територия „Тракия“ и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово:

3.1. За промишлени клиенти

до 1 000 MWh	44,45 евро/MWh
от 1 000 до 5 000 MWh	44,45 евро/MWh
от 5 000 до 10 000 MWh	44,45 евро/MWh
от 10 000 до 50 000 MWh	44,45 евро/MWh
над 50 000 MWh	44,45 евро/MWh
3.2. За обществено-административни и търговски клиенти	44,53 евро/MWh
3.3. За битови клиенти	45,44 евро/MWh

4. Ценови компоненти на цените по т. 3:

4.1. Цена на природния газ:	44,09 евро/MWh
4.2. Цена за снабдяване, както следва:	
4.2.1. За промишлени клиенти	
до 1 000 MWh	0,36 евро/MWh
от 1 000 до 5 000 MWh	0,36 евро/MWh
от 5 000 до 10 000 MWh	0,36 евро/MWh
от 10 000 до 50 000 MWh	0,36 евро/MWh
над 50 000 MWh	0,36 евро/MWh
4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти	0,44 евро/MWh
4.2.3. За битови клиенти	1,35 евро/MWh

5. Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2027 г. – 364 хил. евро; за 2028 г. – 370 хил. евро; за 2029 г. – 368 хил. евро; за 2030 г. – 379 хил. евро; за 2031 г. – 385 хил. евро;

Количества природен газ: за 2027 г. – 776 157 MWh/год.; за 2028 г. – 789 470 MWh/год.; за 2029 г. – 797 888 MWh/год.; за 2030 г. – 819 241 MWh/год.; за 2031 г. – 827 654 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,73%.

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия „Тракия“ и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, както следва:

6.1. За промишлени клиенти	2495 евро/клиент;
6.2. За обществено-административни и търговски клиенти	1370 евро/ клиент;
6.3. За битови клиенти	266 евро/клиент.

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на 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, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа 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 пред Административен съд София-град в 14 (четиринадесет) дневен срок.

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

X

Председател на Комисията за енергийно и водно регулиране

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

X

Главен секретар на Комисията за енергийно и водно регулиране