



РЕШЕНИЕ

№ Ц – 34

от 23.12.2024 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 23.12.2024 г., като разгледа подаденото от „Балкангаз 2000“ АД 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 за територията на община Ботевград, за регулаторен период с продължителност от пет години, доклад с вх. № Е-ДК-1290 от 22.11.2024 г., както и събраните данни от проведените на 04.12.2024 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-28-9 от 24.09.2024 г. от „Балкангаз 2000“ АД 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 за територията на община Ботевград, за регулаторен период 2025 – 2029 г. Със Заповед № 3-Е-251 от 27.09.2024 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране цените на природния газ (НРЦПГ), при съобразяване на данните от заявление с вх. № Е-15-28-8 от 24.09.2024 г. на „Балкангаз 2000“ АД за одобряване на бизнес план за периода 2025 – 2029 г. След извършена проверка на заявление с вх. № Е-15-28-9 от 24.09.2024 г. и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени непълноти и нередовности.

Предложените от дружеството за утвърждаване цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, са представени в таблица № 1:

Таблица № 1

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	25,34	0,81
ОА и търговски	30,98	1,83
Битови	32,14	5,97

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

С писмо с изх. № Е-15-28-9 от 01.10.2024 г. КЕВР е изисквала от дружеството да представи в Комисията: копия на сключените действащи договори, в съответствие с които са планирани разходите за наем; декларация със съдържание съгласно чл. 27а, ал. 1 от НРЦПГ, за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя, както и становище, в което да посочи дали представените документи и информация, част от административната преписка, съдържат търговска тайна и ако съдържат такава, да посочи обхват, основания и мотиви за квалифицирането ѝ като такава, включително

чрез посочване на частен интерес, който ще бъде засегнат при нейното разкриване. С писмо с вх. № Е-15-28-9 от 11.10.2024 г. дружеството е представило изисканите допълнителни документи и данни.

Във връзка с установени неточности в представения от „Балкангаз 2000“ АД електронен модел, по който са изчислени предложените за утвърждаване цени, с писмо с изх. № Е-15-28-9 от 07.11.2024 г. на КЕВР от „Балкангаз 2000“ АД е изискано да представи коригиран електронен модел на цените, в който да се съдържа информация за дълготрайните материални активи (ДМА), изградени за сметка на приходите от присъединяване от началото на изграждане на газоразпределителната мрежа в община Ботевград, както и да се преработи амортизационния план на ДМА – съоръжения предвид, че начислената амортизация за тези активи за 2028 г. не съответства на отчетната им стойност.

С писма с вх. № Е-15-28-9 от 12.11.2024 г. и 14.11.2024 г. дружеството е представило коригиран електронен модел на цените, съгласно който предложените от „Балкангаз 2000“ АД за утвърждаване цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, са представени в таблица № 2:

Таблица № 2

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	24,74	0,81
ОА и търговски	30,21	1,83
Битови	31,33	5,97

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

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-1290 от 22.11.2024 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 № 332 от 27.11.2024 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 04.12.2024 г. е проведено открито заседание. На откритото заседание са присъствали изпълнителният директор на „Балкангаз 2000“ АД и член на Съвета на директорите на дружеството, които са заявили, че са съгласни с изготвения доклад и нямат забележки по него.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 04.12.2024 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което са присъствали изпълнителният директор на „Балкангаз 2000“ АД, член на Съвета на директорите на дружеството, а заместник-кметът на община Ботевград е взел участие дистанционно. Участниците в общественото обсъждане не са изразили 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 „Балкангаз 2000“ АД на територията на община Ботевград.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, Комисията приема за установено следното:

„Балкангаз 2000“ АД е титуляр на лицензия № Л-179-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-179-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Ботевград, издадени за срок до 17.12.2036 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 газоразпределителните мрежи, подлежат на регулиране от Комисията. С Решение № Ц-33 от 18.12.2019 г. Комисията е утвърдила на „Балкангаз 2000“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Ботевград за регулаторен период 2020 – 2024 г.

„Балкангаз 2000“ АД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копия на съобщения, публикувани на интернет страницата на дружеството, както и във вестник „Ботевградски вести плюс“, бр. 31 (1395) от 20.08.2024 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на сключен между „Балкангаз 2000“ АД и „Булгаргаз“ ЕАД Договор № 198-244 от 27.11.2023 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена, със срок на действие от 07:00 часа на 01.01.2024 г. до 07:00 часа на 01.01.2025 г. Съгласно условията на договора, срокът му на действие може да бъде удължен с допълнително споразумение. С писмо с вх. № Е-15-28-12 от 22.11.2024 г. „Балкангаз 2000“ АД е представило копие на сключено с общественния доставчик Допълнително споразумение № 1 от 06.11.2024 г., с който срокът на договор № 198-244 от 27.11.2023 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена е удължен до 07:00 часа на 01.01.2026 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. Комисията 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). „Балкангаз 2000“ АД предлага тарифна структура, която не се променя спрямо утвърдената за предходния регулаторен период и се състои от три групи клиенти: *промишлени, обществено-административни и търговски (ОА и търговски), и битови*. Предложената тарифна структура е изготвена в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Балкангаз 2000“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от пет години – от 2025 до 2029 г., което 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. Предложената продължителност на регулаторния период на цените от пет години (от 2025 до 2029 г.) попада в обхвата на чл. 3, ал. 2, от НРЦПГ и ще осигури възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената си програми.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозираны от дружеството по години за регулаторния период. Необходимите годишни приходи по години, групи клиенти и дейности, са представени в таблици № 3 и 4:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 3

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Промишлени	497	526	539	518	528
ОА и търговски	283	309	337	350	372
Битови	752	856	962	982	1048
Общо:	1532	1691	1839	1851	1949

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ (хил. лв.)

Таблица № 4

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Промишлени	17	17	17	17	18
ОА и търговски	18	19	20	21	22
Битови	232	245	261	278	295
Общо:	267	281	298	316	334

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни разходи (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. Общите разходи за периода, разпределени по дейности и години, са представени в таблица № 5:

Общо разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 5

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	1545	1706	1856	1871	1982	8961	100%
„разпределение на природен газ“	1320	1467	1600	1598	1690	7675	86%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	225	239	256	274	292	1286	14%

Прогнозираните за регулаторния период разходи включват само тези, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. За нуждите на ценообразуването, разходите за дейностите са разделени на разходи за експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставени количества природен газ и/или осигуряването на услугата. Разходите са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности със съответните им отчетни, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база. Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозировал разходите си за периода 2025 – 2029 г. при ценови нива към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени, в зависимост от влиянието на следните фактори: продажби на природен газ по групи клиенти; брой на клиентите по групи; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа и на други дълготрайни материални активи (ДМА), необходими за извършване на лицензионните дейности; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на газоразпределителната мрежа и обслужване на клиентите. В изпълнение на нормативните изисквания при планиране на годишните разходи за лицензионни дейности не са включени финансови, извънредни, оперативни разходи, които не са свързани и/или не са необходими за извършването на лицензионната дейност, както и други непреки разходи, за които КЕВР е приела, че не са в интерес на клиентите, разходи за бъдещи периоди, които са част от отчетта за приходите и разходите, разходите за загуби от обезценки, текущи разходи за начислени провизии по смисъла на чл. 38 от Закона за корпоративно подоходно облагане, текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси, санкции и/или глоби, както и лихви за забавяне, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори, разходи за дарения и неизползвани отпуски, разходи за данъци, свързани с корпоративното подоходно облагане на печалбата, както и съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания, както и други разходи, съгласно чл. 10, ал. 4 от НРЦПГ. В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Балкангаз 2000“ АД е представило различните групи разходи по дейности и икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 86% от общия обем разходи и се увеличават от 1320 хил. лв. през 2025 г. на 1690 хил. лв. през 2029 г.

Условно-постоянните разходи представляват 94,4% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават от 1235 хил. лв. за 2025 г. на 1603 хил. лв. през 2029 г., със следното разпределение:

Разходи за материали – 2,8% от УПР за дейността, планирани 28,7 хил. лв. за 2025 г., и се увеличават на 52,5 хил. лв. за 2029 г. и включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, съобразени с отчетните данни и отдалечеността на населените места за 4 (четири) автомобила, използвани за дейността и обслужващи

изграждането и поддръжката на газоразпределителната мрежа и съоръженията за разглеждания период – средно по 320 лв. на автомобил на месец за периода. Прогнозата е направена на база необходимия среден пробег на транспортните средства и е обвързана с прогнозната дължина на газоразпределителната мрежа;

- *разходи за работно облекло*, планирани в зависимост от броя персонал, зает с упражняване на дейността по разпределение на природен газ. Включват разходи за осигуряване на подходящо работно облекло за персонала, с оглед безопасност на условията на труд;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани средно по 3,7 хил. лв. годишно за периода, на база брой нает персонал;

- *разходи за материали за текущо поддържане* – 8 хил. лв. през 2025 г. и 17 хил. лв. през 2029 г., представляващи разходи, свързани със закупуване на инструменти и резервни части за ремонт на линейната част, планирани на база дължина на мрежата, както и резервните части за ремонт на съоръженията, прогнозиран на база брой монтирани съоръжения.

Разходите за външни услуги представляват 13,1% от УПР, планирани с увеличение от 163,6 хил. лв. през 2025 г. на 218,6 хил. лв. за 2029 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозиран средно по 24,8 хил. лв. на годишна база за периода и включват задължителните по нормативна уредба имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“, планирани на база отчетна стойност на линейната част и съоръженията, задължителна застраховката на персонала за съответната дейност, както и застраховка на автомобилите;

- *разходи за данъци и такси*, планирани на база нормативна уредба, в т.ч. лицензионни такси, в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, в размер на 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година – 4,5 хил. лв. през 2025 г., с увеличение на 6,6 хил. лв. за 2029 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаментни такси*, в размер на 5,9 хил. лв. за 2025 г. и 8,6 хил. лв. през 2029 г., планирани на база пазарни цени на услугите към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени, реално извършвани от заявителя разходи. Тези разходи включват пощенски разходи, куриерски услуги за пратки на разходомери за проверка, писма на клиенти с просрочени задължения и друга кореспонденция, както и разходи за мобилни съобщителни услуги и трафик на данни при дистанционно отчитане на абонатите;

- *разходи за абонаментно поддържане*, в размер на 58,3 хил. лв. през 2025 г., с увеличение на 64,9 хил. лв. през 2029 г. Включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи и съоръженията по газоразпределителната мрежа, поддържане на аварийна готовност, абонаментна поддръжка на специализиран софтуер за обслужване на дейността и отчитане на средствата за търговско измерване. Дружеството е отнесло в това перо и абонаментните разходи за поддръжка на програмното осигуряване за издаването на фактури, изготвяне на заплати на служителите и счетоводна програма, модул за дистанционно отчитане, поддръжка на локална компютърна мрежа, такса интернет;

- *разходи за охрана и противопожарна охрана (ППО)* – включват разходи по договори със СОТ и ППО – средно по 1500 лв. годишно за периода;

- *разходи за наеми* – включват разходите за наем на паркоместа за автомобилите на дружеството, планирани в съответствие със сключени договори, средно в размер на 269 лв. месечно, видно от представени копия на договор за наем, ведно с анекс към него;

- *разходи за проверка на уреди* – в размер на 55,4 хил. лв. през 2025 г., с ръст на 81,2 хил. лв. за 2029 г. Формирани на база брой задължителни за проверка уреди през регулаторния период. Диафрагмените разходомери подлежат на проверка на всеки четири години, а ротационните и коригиращите устройства за обем – през две години;

- *съдебни разходи*, определени въз основа на данни от предходни години, като постоянна сума от 1000 лв. годишно, представляващи държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания, съгласно чл. 10, ал. 4, т. 11 от НРЦПГ;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани въз основа на данни от базисната година, в размер на 4,4 хил. лв. за 2025 г. и 6,4 хил. лв. за 2029 г.;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани в зависимост от размера им за предходен период и очакван годишен разход – 9,9 хил. лв. през 2025 г., с увеличение на 14,5 хил. лв. за 2029 г.

Разходите за амортизация представляват 21,3% от УПР, като намаляват от 344,5 хил. лв. през 2025 г. на 255,8 хил. лв. през 2029 г. Разходите за амортизация на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ. Дружеството е представило подробен амортизационен план на активите по видове и години.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 47,4% от УПР, включват разходите за заплати на персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата и административно-управленския персонал, съобразени с нивата на възнагражденията в сектора и региона. Прогнозирани в размер от 530,1 хил. лв. през 2025 г., с увеличение на 809,5 хил. лв. за 2029 г. През първата година от регулаторния период планираните разходи са приравнени към изплащаните до момента възнаграждения на персонала – за 15 (петнадесет) служители, заети в дейност „разпределение на природен газ“ и управленския персонал. През 2026 г. заявителят предвижда назначаване на 2 (двама) диспечери, а през 2027 и 2028 г. – назначаване на по 1 (един) служител на година, в т.ч. проектант, като в края на регулаторния период, заети в дейността „разпределение на природен газ“ ще бъдат 19 (деветнадесет) човека.

Разходите за социални осигуровки представляват 9,4% от УПР, с размер 105 хил. лв. през 2025 г., с увеличение на 160,3 хил. лв. през 2029 г. – съответните начислени суми за 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. Сумата е обвързана с прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки, и в зависимост от броя персонал през регулаторния период.

Социални разходи, представляват 3,8% от УПР за дейността и са планирани на база изплащаните към момента социални добавки.

Други разходи – представляват 2,1% от УПР и включват *разходите за:*

- *охрана на труда* (трудова медицина), прогнозирани като функция от броя на персонала, зает в дейността и достигнатия среден годишен разход през предходната година, съответно, средно по около 36 лв./служител/месец;

- *реклама и маркетинг* – средно по 8,1 хил. лв. годишно, включващи разходи за консултиране на клиентите по процедурата за присъединяване, подписване на договор за присъединяване и неговото изпълнение, докато обектът се газифицира и клиентът сключи договор за разпределение и снабдяване с природен газ; с цел привличане на нови клиенти или активиране на газифицирани клиенти, отказали се да ползват природен газ;

- *командировки и обучение*, прогнозирани в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност през предходни години, в средногодишен размер от 7,9 хил. лв. през периода, които включват и разходи за получаване на сертификати за заваряване на тръби.

- *публикации*, прогнозирани на база извършвани от дружеството аналогични разходи за публикации в местни медии през предходната година, както и въз основа на разходите, които дружеството прави за оповестяване на местата/обектите за предстоящата смяна на разходомерите за метрологична проверка в месечни публикации на съобщения в пресата, в средногодишен размер от 7,3 хил. лв. през периода.

Променливите разходи, представляват 5,6% от общите разходи за дейност „разпределение на природен газ“, стойността им е функция на прогнозните количества пренесен природен газ и разходните норми на предприятието, като включват *разходи за одорант* и *разходи, свързани със загуби на природен газ*. Основният материал, използван във връзка с дейността на дружеството и пряко зависещ от количествата природен газ е одорантът. Променливите *разходи за одорант* са планирани от заявителя в съответствие с прогнозираните за реализация количества природен газ, разходна норма от 26 mg/1000 m³ и цена на одоранта – средно по 3,4 хил. лв. годишно за периода. *Разходите, свързани със загуби на природен газ* са прогнозирани като 2,2% от планираните за реализация количества природен газ, като загуби

на газ се допускат при изпразване на сградните отклонения до обекта през свещ, която е преди разходомера и запълване на системата след ремонта, загуби от утечки на газ вследствие на възникнали аварии с разпределителни газопроводи при комуникационни изкопни работи.

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

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ представляват 14% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие за регулаторния период – 225 хил. лв. за 2025 г., с увеличение на 292 хил. лв. през 2029 г.

Условно-постоянните разходи представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за тази дейност, със следното разпределение по икономически елементи:

Разходи за материали, с относителен дял 6,6% от УПР, прогнозиран в размер от 13,9 хил. лв. за 2025 г., с увеличение на 19,8 хил. лв. през 2029 г. и включват:

- *разходи за горива за автотранспорт* – средно по 320 лв. на месец за целия период, за 2 (два) автомобила, обслужващи дейността. Тези разходи са съобразени с отчетните данни и отдалечеността на населените места в общината;

- *разходи за работно облекло*, прогнозиран на база брой персонал, зает в дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, за покупка на лятно и зимно облекло;

- *разходи за канцеларски материали* – 4,4 хил. лв. годишно през разглеждания период;

- *разходи за материали за текущо поддържане*, планирани на база извършвани през отчетните години разходи за поддържане на компютри и други дълготрайни активи – средно по 2,7 хил. лв. в годишен аспект.

Разходи за външни услуги – 11,3% от УПР, като се увеличават от 23,3 хил. лв. за 2025 г. на 35,8 хил. лв. през 2029 г. и включват:

- *разходи за застраховки* на компютърна техника, с която се осъществява поддържане на базата данни след инкасиране и измерване на доставеното количество природен газ на клиентите на дружеството и на други активи, планирани на база отчетните разходи за застраховка от базисната година – средно 5,9 хил. лв. в годишен аспект;

- *разходи за лицензионна такса и данъци* – средно по 3,7 хил. лв. годишно за периода, прогнозиран на основание Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, планирани на база отчетените към момента разходи, като включват и част от абонаментните разходи за поддръжка на програмно осигуряване за издаването на фактури и изготвяне на заплатите на служителите, както и разходи за мобилни съобщителни услуги на служителите, заети с тази лицензионна дейност – средно по 2,4 хил. лв./год.;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана* – средно 2,6 хил. лв./год.;

- *разходи за наеми* – 1,6 хил. лв. средногодишно, съгласно договор за наем;

- *съдебни разходи*, включващи единствено държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания, планирани в съответствие с направените до момента разходи, по 1400 лв. за всяка година от периода;

- *експертни и одиторски разходи* – средно по 2,2 хил. лв./год., прогнозиран на база годишен разход за дейността, за 2024 г., в т.ч. и финансов одит;

- *разходи за вода, отопление и осветление* – средно по 5,7 хил. лв./год., планирани в зависимост от отчетения разход за предходен период и очаквания годишен разход.

Разходите за амортизации представляват 1,2% от УПР, планирани средно по 3 хил. лв. годишно за периода.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял 59,7% от УПР, планирани за персонал от 4 (четири) човека, заети в дейност „снабдяване с природен газ с природен газ“ – 137,7 хил. лв. през 2025 г. и 169,4 хил. лв. за 2029 г.

Разходи за социални осигуровки, планирани в съответствие с нормативните изисквания и броя персонал през годините на регулаторния период – 11,8% от УПР, като средният им размер е 30,4 хил. лв. годишно.

Социални разходи, представляват 5,5% от УПР за дейността и са планирани на база изплащаните към момента социални добавки.

Други разходи, с относителен дял 4,3% от разходите за дейността, планирани на база отчетени разходи за базисната година, средно по 11 хил. лв. на година и включват *разходи за реклама и маркетинг дейност* – за привличане на битови клиенти – по 5,9 хил. лв. средногодишно за периода, планирани за две рекламни кампании на година; *разходи за охрана на труда*, прогнозиран като функция от броя на персонала, зает в дейността и средния годишен разход през базисната 2024 г.; *разходи за публикации*, планирани на база извършени през предходната година разходи за публикации и съобщения в медиите и в съответствие със средната стойност на публикация в местната преса и телевизионен канал – средно по 1,6 хил. лв./год. за периода.

Заявителят не е планирал променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторен период 2025 – 2029 г.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и икономически елементи, както и въз основа на представените от дружеството обосновки и доказателства за разходите е видно, че те са свързани с изпълнението на лицензионните дейности и може да бъде направен извод, че са икономически обосновани.

2.2. 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 № 6 и 7:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 6

№	Позиция	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	2783	2900	3046	3203	3282
2.	Балансова стойност на дълготрайни нематериални активи (ДНА)	2	3	5	6	6
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	347	340	327	314	338
4.	Необходим оборотен капитал	122	140	155	170	179
5.	Регулаторна база на активите	2560	2704	2879	3064	3130
6.	Норма на възвръщаемост, %	8,28%	8,28%	8,28%	8,28%	8,28%
7.	Възвръщаемост	212	224	238	254	259
8.	Разходи, в т.ч.:	1320	1467	1600	1598	1690
8.1.	УПР	1235	1381	1514	1511	1603
8.2.	Променливи разходи	85	86	86	87	88

Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 7

№	Позиция	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	2	0	0	0	0
2.	Балансова стойност на ДНА	3	4	5	0	0
3.	Необходим оборотен капитал	494	499	503	508	513
4.	Регулаторна база на активите	499	503	508	508	513
5.	Норма на възвръщаемост, %	8,28%	8,28%	8,28%	8,28%	8,28%
6.	Възвръщаемост	41	42	42	42	42
7.	Разходи, в т.ч.:	225	239	256	274	292
7.1.	УПР	225	239	256	274	292

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).

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

„Балкангаз 2000“ АД предвижда да използва собствени средства като източник на финансиране за периода 2025 – 2029 г. Предложената от заявителя среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е 8,28%, изчислена при 100% собствен

капитал, с норма на възвръщаемост 7,45%, при отчитане на данъчните задължения.

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 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 (МОКА), 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 „Балкангаз 2000“ АД 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 изчисляване на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Балкангаз 2000“ АД е използван МОКА и актуални данни от цитираните по-горе източници, а именно: безрискова премия в размер на 3,9718%; безлостов β коефициент – 0,57, който предвид капиталовата структура, при преобразуване в лостов коефициент запазва стойността си, и обща пазарна рискова премия за Р България – 6,07%. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал се получава в размер на 7,45%, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала – 8,28%, като тези стойности съвпадат с предложените от заявителя. Предвид изложеното е обосновано да бъде приета предложената от „Балкангаз 2000“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала 8,28%, изчислена при 100% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 7,45%, при отчитане на данъчните задължения.

3. Прогнозна консумация на природен газ и прогнозен брой клиенти за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на дружеството, са представени по години и групи клиенти в таблици № 8 и 9:

Прогнозна консумация (MWh/год.)

Таблица № 8

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Промислени	21 003	21 015	21 055	21 120	21 125
ОА и търговски	10 576	10 729	10 843	10 958	11 110
Битови	28 676	28 877	29 027	29 203	29 404
Общо	60 255	60 620	60 926	61 281	61 639

Прогнозен брой клиенти (бр.)

Таблица № 9

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Промислени	57	58	59	60	61
ОА и търговски	278	282	285	288	292
Битови	5470	5510	5540	5575	5615
Общо	5805	5850	5884	5923	5968

За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по групи клиенти на възвръщаемостта и разходите за експлоатация, поддръжка и снабдяване и коефициентите за разпределяне по групи клиенти на разходите, зависещи от количеството пренесен/доставен природен газ.

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на ДМА за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА. Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,323 през 2025 г. на 0,268 през 2029 г., за ОА и търговските – се увеличава от 0,185 за 2025 г. на 0,192 за 2029 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,492 през 2025 г. на 0,541 през 2029 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,062 през 2025 г. на 0,052 през 2029 г., за ОА и търговските – намалява от 0,068 за 2025 г. на 0,066 за 2029 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,870 през 2025 г. на 0,882 през 2029 г.

Коефициентите за разпределение на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, се разпределя чрез дела на максималния часов разход на групата в общия максимален часов разход. Към нея се добавя стойността на активите, свързани с обслужването само на съответната група клиенти. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,349 през 2025 г. на 0,343 през 2029 г., за ОА и търговските – се увеличава от 0,176 за 2025 г. на 0,180 за 2029 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,476 през 2025 г. на 0,477 през 2029 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат дела на ДМА на газоразпределителната мрежа за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи, броя клиенти от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент, както и дела на годишното потребление на природен газ на съответната група клиенти в общото потребление.

4. Определяне на цени

4.1. 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.

4.2. 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 от „Балкангаз 2000“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Ботевград са посочени в таблица № 10:

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

Таблица № 10

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	24,74	0,81
ОА и търговски	30,21	1,83
Битови	31,33	5,97

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

С оглед гореизложеното и след анализа на представените в заявление с вх. № 15-28-9 от 24.09.2024 г. от „Балкангаз 2000“ АД данни се установява, че размерът на предложените от заявителя разходи, които формират цените за пренос през газоразпределителната мрежа и цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител, е икономически обоснован. Предложените за утвърждаване от „Балкангаз 2000“ АД цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2025 – 2029 г.

4.3. 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 заявления 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 с Регионална инспекция по околната среда и водите, Инспекция за държавен технически надзор, Районна служба „Пожарна и аварийна безопасност“, комуникационни оператори; одобряване на работен проект от общината; издаване на разрешение за строеж; сключване на договор за Независим строителен надзор; разходи по организация и безопасност на движението; изготвяне на екзекутивна документация; становища по изпълнение на газопроводното отклонение и разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия. Променливите разходи са в зависимост от максималния часови разход и включват изкопно-възстановителни и монтажни работи; излаз към газорегулаторен и замерен пункт (ГРЗП), както и свързване на ГРЗП към газовата инсталация.

Заявителят предлага нови цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Ботевград за регулаторен период 2025 – 2029 г., които са посочени в таблица № 11:

Цени за присъединяване

Таблица № 11

Клиентски групи и подгрупи	Цени (лв./клиент)
Промислени:	
до 1,060 MWh/час вкл.	3959
над 1,060 до 4,250 MWh/час вкл.	4624
над 4,250 MWh/час	4749
ОА и търговски:	
до 0,530 MWh/час вкл.	1274
над 0,530 до 1,060 MWh/час вкл.	1410
над 1,060 до 4,250 MWh/час вкл.	1525
над 4,250 MWh/час	1734
Битови	446

Забележка: предложените цени са в лева, без ДДС.

Предложените цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Ботевград 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 01.01.2025 г., на „Балкангаз 2000“ АД 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 за територията на община Ботевград за регулаторен период с продължителност от пет години, както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти	24,74 лв./MWh;
1.2. За обществено-административни и търговски клиенти	30,21 лв./MWh;
1.3. За битови клиенти	31,33 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 1532 хил. лв.; за 2026 г. – 1691 хил. лв.; за 2027 г. – 1839 хил. лв.; за 2028 г. – 1851 хил. лв.; за 2029 г. – 1949 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 60 255 MWh/год.; за 2026 г. – 60 620 MWh/год.; за 2027 г. – 60 926 MWh/год.; за 2028 г. – 61 281 MWh/год.; за 2029 г. – 61 639 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 8,28%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

3.1. За промишлени клиенти	76,70 лв./MWh;
3.2. За обществено-административни и търговски клиенти	77,72 лв./MWh;
3.3. За битови клиенти	81,86 лв./MWh.

4. Ценови компоненти на цените по т. 3:

4.1. Цена на природния газ:	75,89 лв./MWh;
4.2. Цена за снабдяване, както следва:	
4.2.1. За промишлени клиенти	0,81 лв./MWh;
4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти	1,83 лв./MWh;
4.2.3. За битови клиенти	5,97 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 267 хил. лв.; за 2026 г. – 281 хил. лв.; за 2027 г. – 298 хил. лв.; за 2028 г. – 316 хил. лв.; за 2029 г. – 334 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 60 255 MWh/год.; за 2026 г. – 60 620 MWh/год.; за 2027 г. – 60 926 MWh/год.; за 2028 г. – 61 281 MWh/год.; за 2029 г. – 61 639 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 8,28%.

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Ботевград, както следва:

6.1. За промишлени клиенти:

до 1,060 MWh/час вкл.	3959 лв./клиент;
над 1,060 до 4,250 MWh/час вкл.	4624 лв./клиент;
над 4,250 MWh/час	4749 лв./клиент.

6.2. За обществено-административни и търговски клиенти:

до 0,530 MWh/час вкл.	1274 лв./клиент;
над 0,530 до 1,060 MWh/час вкл.	1410 лв./клиент;
над 1,060 до 4,250 MWh/час вкл.	1525 лв./клиент;
над 4,250 MWh/час	1734 лв./клиент.

6.3. За битови клиенти	446 лв./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:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

МИЛЕН ДИМИТРОВ

(съгласно Заповед № 1440 от 05.12.2024 г.)