



ПРОТОКОЛ

№ 376

София, 23.12.2024 година

Днес, 23.12.2024 г. от 10:01 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Александър Йорданов, Благой Голубарев и Милен Димитров – за главен секретар, съгласно Заповед № 1440 от 05.12.2024 г. (без право на глас).

На заседанието присъстваха Ел. Маринова – директор на дирекция „Правна“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“ и експерти на КЕВР.

Председателят установи, че няма възражения по проекта за дневен ред и няма други предложения, както и няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2025 – 2026 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова, Ремзия Тахир,
Хриси Йорданова, Михаела Андреева, Любослава Джоргова,
Александра Димитрова, Ваня Василева, Теодор Хиков, Рада Башлиева

2. Проект на решение относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2025 – 2026 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова, Ремзия Тахир,
Хриси Йорданова, Михаела Андреева, Любослава Джоргова,
Александра Димитрова, Ваня Василева, Теодор Хиков, Рада Башлиева

3. Проект на решение относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“, за регулаторен период 2025 – 2026 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Хриси Йорданова, Михаела Андреева, Любослава Джоргова, Александра Димитрова, Ваня Василева, Теодор Хиков, Рада Башлиева

4. Проект на решение относно заявление 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.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Хриси Йорданова, Михаела Андреева, Любослава Джоргова, Александра Димитрова, Ваня Василева, Теодор Хиков, Рада Башлиева

5. Проект на решение относно заявление от заявление от „Севлиевогаз-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 Севлиево, за регулаторен период 2025 – 2027 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Михаела Андреева, Хриси Йорданова, Любослава Джоргова, Александра Димитрова, Ваня Василева, Теодор Хиков, Рада Башлиева

По т.1. Комисията, след като разгледа подаденото от „Аресгаз“ ЕАД заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период с продължителност от две години, доклад с вх. № Е-ДК-1299 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-15-60-25 от 30.09.2024 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-60-25 от 25.10.2024 г., от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ (СПГ) и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2025 – 2026 г. Със Заповед № 3-Е-267 от 07.10.2024 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проучване на заявлението от финансово-икономическа и правна страна за установяване основателността на искането за утвърждаване на цени за регулаторен период 2025 – 2026 г., като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл.

28, ал. 2 от Наредба № 2 от 19 март 2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-25 от 17.10.2024 г. от „Аресгаз“ ЕАД е изискано да предостави следните данни и документи: преработено заявление за утвърждаване на цени, в което да е посочена частта от съответната лицензионна територия, на която се намират клиентите, снабдявани със съгъстен природен газ, предвид разпоредбата на чл. 19а, ал. 2 от НРЦПГ; декларация със съдържание съгласно чл. 27а, ал. 1 от НРЦПГ за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя; обосновка за продължителността на предложения регулаторен период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; справка в табличен вид за действащите, сключени от дружеството договори за наем, ведно със съответните договорни условия, относими към прогнозираните разходи за наем; обосновка на разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, образуващи ценова компонента съгласно чл. 19а, ал. 1 от НРЦПГ, както и копия на договорите, съгласно които дружеството извършва цитираните разходи; данни за броя на персонала и автомобилите по години и дейности; обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“ от електронния модел на цените; обосновка за начина на формиране/прогнозиране на различните групи разходи по икономически елементи, предвидени за лицензионните дейности, както и подробна обосновка за предвидения привлечен капитал и доказателства за предвидената норма на възвръщаемост на привлечения капитал. Изискано е и становище, в което заявителят 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-15-60-25 от 25.10.2024 г., заявителят е представил преработено заявление за утвърждаване на цени, ведно с изисканите данни и документи. С писмо с вх. № Е-15-60-25 от 18.11.2024 г. дружеството е предоставило допълнителна информация.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-1299 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. 6 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 Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 04.12.2024 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание, дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 04.12.2024 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, в което е дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, и не е изразил възражение 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 „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище.

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

За обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, „Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-132-08 от 26.02.2004 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-132-12 от 27.04.2009 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, издадени със срок до 26.02.2039 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 Комисията.

С Решение № Ц-31 от 30.12.2022 г. Комисията е утвърдила на „Аресгаз“ 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 „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище за регулаторен период от 2023 до 2024 г.

„Аресгаз“ ЕАД 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 разпечатка от интернет страницата на дружеството от 29.08.2024 г., както и копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“, от 29.08.2024 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № (...) от (...), сключен с (...), за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от (...) до (...), като срокът може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от двете страни. С писмо с вх. № Е-15-60-38 от 29.11.2024 г. „Аресгаз“ ЕАД е представило копие на сключено с (...) Допълнително споразумение № (...) от (...), с което срокът на действие на Договор № (...) от (...) за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена е удължен до (...).

„Аресгаз“ ЕАД е представило и копие на Договор № (...) от (...), сключен с (...), за покупко-продажба на природен газ със срок на действие до (...) и Допълнително споразумение № (...) от (...) за удължаване срока на действие на договора до (...).

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).

През новия регулаторен период „Аресгаз“ ЕАД не предвижда промяна на утвърдената тарифна структура, която се състои от две групи клиенти: *стопански* и *битови*, като стопанските клиенти са обособени в две подгрупи, съобразно потреблението им – *равномерно* и *неравномерно*, всяка от тях от своя страна, в зависимост от годишната консумация, е разделена на 8 подгрупи.

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

1. Регулаторен период

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност 2 години (от 2025 до 2026 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.

Относно предложения регулаторен период, дружеството счита, че в условията на настоящата микро и макроикономическата обстановка дългосрочните прогнози са невъзможни и логически неаргументирани. „Аресгаз“ ЕАД намира за задължително процесите по прогнозиране и планиране да бъдат съобразени с тенденциите, промените и прогнозите за влияние върху икономиката, икономическите субекти и населението в световен, национален и регионален мащаб, което налага коригиране до минимум на

хоризонтите за планиране, изготвяне на коригиращи оценки за въздействие и оценка на рисковете. Очакванията на дружеството са, че предложеният двегодишен регулаторен период ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри в бизнес плана и модела „горна граница на цени“. „Аресгаз“ ЕАД цели да постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи реализацията на мащабни проекти, каквито са проектите за газификация, което ще бъде от полза най-вече за клиентите на дружеството, на които ще бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник на справедлива и конкурентна цена. Според заявителя, двегодишният регулаторен период кореспондира с променящия се и динамичен сектор, в който дружеството осъществява лицензионните си дейности и, в който ежедневно е изложено на влиянието на систематични и демографски фактори, действащи както в икономиката като цяло, така и в лицензираната територия, с които е принудено да се съобразява и, които оказват пряко влияние върху финансово-икономическото му състояние и процесите по прогнозиране и планиране. Началото на нов регулаторен период е предшествано от редица дейности, целящи набиране на първична информация, нужна за правилното прогнозиране и планиране на бъдещите дейности. В условията на променяща се заобикаляща среда, продългосрочните периоди компрометират възможността за коректно прогнозиране и планиране и са предпоставка за несъвпадение между действителните и прогнозните данни. По този начин дружеството бива поставено в невъзможност, при отчитане несигурността на бъдещи събития, да осъществява ефективно лицензионните си дейности и да изпълнява бизнес плана си, както и да очаква справедлива възвръщаемост, при отчитане на действителните ценообразуващи параметри, въпреки ежедневните усилия за преодоляване на трудностите и стремежа към промяна на нагласата на населението и бизнеса към използването на природния газ като енергиен източник.

Предвид гореизложеното, предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените с продължителност от 2 години (от 2025 до 2026 г.) попада в обхвата на чл. 3, ал. 2, от НРЦПГ и ще осигури на дружеството възможност да реализира инвестиционната и производствената си програма.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноващите разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи (НГП) за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани от дружеството по години за регулаторния период. НГП по години, групи клиенти и дейности, са представени в таблици № 1 и 2:

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

Таблица № 1

Клиенти	2025 г.	2026 г.
Стопански	6807	5435
Битови	3407	2805
Общо	10 214	8240

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

Таблица № 2

Клиенти	2025 г.	2026 г.
Стопански	222	222
Битови	195	204
Общо	417	426

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 № 3:

Общо разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 3

Наименование	2025 г.	2026 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	7380	5591	12 969	100%
„разпределение на природен газ“	7240	5443	12 682	98%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	140	148	287	2%

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 отчетни, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база. 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, в т.ч.: разходи за данък върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от отчета 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, в съответствие с чл. 10, ал. 4 от НРЦПГ.

Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозировал разходите си за периода 2025 – 2026 г. въз основа на стойностите им от базисната година, като са взети предвид отчетните стойности на реализираните разходи през 2023 г. и през част от 2024 г., като за месеците от текущата година, които не могат да бъдат отчетни, са използвани стойности на принципа „продължаваща дейност“, с прилагане на подхода за екстраполация на данни. По този начин разходите за 2024 г. са в съответствие с постигнатите нива от 2023 г., като отразяват както промените в оперативната дейност в търсене оптимизиране на процесите и осигуряване на парични средства, достатъчни да обезпечат изпълнението на договорните отношения в търсене на баланса между ниво на разходите и мащаба на дейностите, така и промените в микро и макроикономическата среда, в която функционира дружеството. Влияние върху стойностите на разходите оказват: брой клиенти – по отношение на стойността на разходите за канцеларски материали, пощенски разходи, телефони и абонаменти, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи, разходи за маркетинг и реклама, експертни и одиторски разходи; приходи – по отношение на разходите за данъци и такси; изградена газоразпределителната мрежа – по отношение на стойностите на разходите за абонаментно поддържане и аварийна готовност, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, разходи за маркетинг и реклама; нетекущи активи (газоразпределителната мрежа и съоръжения) – по отношение на разходите за застраховки, въоръжена и противопожарна охрана, вода, отопление и осветление; брой на офисите и персонала – по отношение на разходите за вода, отопление и осветление,

разходите за наеми, охрана на труда, командировки и обучение на персонала; брой на съоръженията – по отношение на разходите за проверка на уреди; потребление на природен газ – по отношение на разходите за одорант, разходите за загуби на газ, както и лицензионните задължения на заявителя – по отношение на разходите за публикации, лицензионни такси, експертни и одиторски разходи. Заявителят е отбелязал, че тези параметри са в основата и на постигнатите отчетни и отчетно-прогнозни стойности на разходите, като дружеството счита за безспорна необходимостта от извършването им. Същевременно, дружеството счита, че не във всеки случай е необходимо разходите да бъдат прогнозирани, тъй като те са съпътстващи дейността му и се извършват при условията на установени лицензионни задължения и договорни отношения с трети страни, при което определящи са и пазарните нива, и търсенето на баланса между интересите на дружеството и интересите на третата страна, при установяването на договорните отношения. В условията на непредсказуема микро и макроикономическа обстановка това е фактор, имащ все по-силно влияние върху нивата на разходите в дългосрочен план. Всеки от прогнозните разходи би могъл да бъде параметризиран в един условен среднопретеглен измерител – функция от базата и съответния определящ параметър, с помощта на формулен апарат, при който прогнозната стойност на съответния разход се разделя на определящия параметър.

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

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 98% от общия обем разходи и намаляват от 7240 хил. лв. през 2025 г. на 5443 хил. лв. през 2026 г.

Условно-постоянните разходи представляват (...) % от разходите за дейността „разпределение на природен газ“, със следното разпределение:

Разходите за материали представляват (...) % от УПР за дейността, прогнозирани с постоянен размер от (...) хил. лв. в годишен аспект и включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базисната година – (...) лв. годишно през периода. При осъществяване на лицензионните си дейности, дружеството използва (...) собствени автомобили. Дейностите по експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа са възложени на трета страна, която осъществява дейностите със собствени транспортни средства. Заявителят не разделя автомобилите по дейности, а използва подход, при който параметърът „автомобил“ е общ за двете извършвани дейности, а параметрите „стойност на автомобила“ и „разходи за гориво“ се разделят в процентно съотношение (...) % към (...) % между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“;

- *разходи за канцеларски материали*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базисната година – (...) хил. лв. годишно.

Разходите за външни услуги представляват (...) % от УПР и се увеличават от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани като процент от стойността на нетекущите активи, в средногодишен размер от около (...) хил. лв. за периода;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база нормативна уредба, в т.ч. лицензионни такси, планирани 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. Увеличават се от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в размер на (...) хил. лв. годишно за разглеждани период, прогнозиран в съответствие със стойността им за базисната година;

- *разходи за абонаментно поддържане*, в размер на (...) хил. лв. за 2025 г. и (...) хил. лв. за 2026 г.;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана* – (...) хил. лв. годишно през периода;

- *разходи за наеми* – по (...) хил. лв. годишно, планирани съгласно подписани от дружеството договори за наем и в съответствие със стойността им за базисната година. Лицензиантът е представил справка в табличен вид за действащите, сключени от дружеството договори за наем, ведно със съответните договорни условия, относими към прогнозираните разходи за наем;

- *разходи за проверка на уреди*, планирани в размер на (...) хил. лв. годишно за двете години от регулаторния период, на база стойността им за базисната година;

- *съдебни разходи*, планирани в размер на (...) лв. годишно през регулаторния период;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозиран в размер на (...) хил. лв. годишно за разглеждания период, в съответствие със стойността им за базисната година;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, в размер на (...) хил. лв. годишно за периода, прогнозиран в съответствие със стойността им за базисната година.

Разходите за амортизации представляват (...) % от УПР, като намаляват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват (...) % от УПР и нарастват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г. Включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление, прогнозиран в съответствие със стойността им за отчетната и базисната година. Според предоставената от дружеството обосновка, прогнозният брой на персонала за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за периода 2025 – 2026 г. е функция от два параметъра: брой на персонала, зает в разкрити офиси от населените места в обхвата на територията и брой на персонала от централния офис на дружеството в гр. Варна, в т.ч. управленски персонал. Обвързването на персонала във функционална зависимост се обуславя от естеството на дейностите, които дружеството осъществява и необходимостта от персонал, пряко и непряко зает с извършване на дейности в обособената територия. Служителите, назначени в разкритите офиси от обособена територия „Добруджа“ директно се разпределят към броя на персонала за обособената територия. Част от служителите от централния офис условно се разпределят към персонала от обособената територия. За условно разпределение е използвана комплексна оценка на спецификата на територията на база величината на специфичните параметри за територията – обхват, брой на клиентите, изградена мрежа, консумация на природен газ, потенциал и др. Отчитайки спецификата, около 2/3 ((...) служители) от броя на персонала, зает в централния офис условно е отнесен към персонала на обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг. По този начин, имайки предвид и пряко назначения персонал от (...) служители, очакваният брой на персонала за регулаторния период е (...) служители. Този прогнозен брой се отнася за служителите, назначени на трудов договор, съгласно щатното разписание на дружеството към 31.12.2023 г., като заявителят не предвижда промяна на щатното разписание чрез разкриване на нови щатни длъжности, а само възможни персонални промени по отношение на заемащите щатните длъжности. Освен персонала, назначен на трудов договор, дружеството има взаимоотношения с персонал, нает по граждански договор.

Този персонал не е включен в указания по-горе брой на персонала за обособената територия, с възприемането на подхода за указване на персонала съгласно щатното разписание.

Разходите за социални осигуровки представляват (...) % от УПР, като нарастват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г.

Други разходи, представляващи (...) % от УПР – (...) хил. лв. годишно за периода, прогнозиран на база стойността им за базисната година, като включват: *разходи за охрана на труда*, в размер на (...) хил. лв. годишно; *разходи за маркетинг и реклама* – (...) хил. лв. годишно; *разходи за командировки и обучение на персонала* – (...) хил. лв. годишно; *разходи за публикации*, прогнозиран по (...) лв. годишно за периода.

Променливите разходи, представляват около (...) % от общите разходи за тази дейност. Тези разходи пряко зависят от пренесените и доставени количества природен газ и включват: *разходи за одорант*, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“, в зависимост от планираните продажни количества природен газ, прогнозиран с норма (...) лв./MWh, като възлизат на около (...) хил. лв. годишно през регулаторния период, както и *разходи, свързани със загуби на природен газ*, планирани като (...) % от прогнозната консумация на природен газ.

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

Тези разходи представляват 2 % от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността са в размер на 139,7 хил. лв. за 2025 г. и се увеличават на 147,6 хил. лв. за 2026 г.

Условно-постоянните разходи представляват (...) % 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, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като размерът им от (...) лв. годишно остава непроменен през регулаторния период. Включват *разходи за горива за автотранспорт* – по (...) лв. годишно и *разходи за канцеларски материали* – по (...) лв. годишно.

Разходите за външни услуги – (...) % от разходите за дейността, планирани (...) хил. лв. за 2025 г., като се увеличават на (...) хил. лв. през 2026 г. и включват разходи: *за наеми* – средно по (...) хил. лв. годишно; *за данъци и такси* – средно (...) хил. лв. годишно; *пощенски разходи, телефони и абонаменти* – средно по (...) хил. лв. на година; *за експертни и одиторски услуги* – (...) хил. лв. на годишна база; *съдебни разходи* – по (...) лв./год., както и *за вода, отопление и осветление* – средно по (...) хил. лв. годишно.

Разходите за амортизации представляват (...) % от разходите, предвидени за дейността и намаляват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като размерът им от (...) хил. лв. през 2025 г. нараства на (...) хил. лв. през 2026 г.

Разходи за социални осигуровки, прогнозиран в размер на (...) % от УПР, размерът им от (...) хил. лв. през 2025 г. се увеличава на (...) хил. лв. през 2026 г.

Други разходи, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, планирани по (...) хил. лв. годишно и включват разходи за: *охрана на труда* – (...) хил. лв. годишно; *маркетинг и реклама* – (...) хил. лв. на годишна база; *командировки и обучение на персонала* – (...) хил. лв. на година и *публикации* – (...) лв. годишно.

Дружеството не е планирало **променливи разходи** за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период.

Разходите за лицензионните дейности са разпределени от заявителя, както следва:

- в съотношение (...) % към (...) % между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са разпределени разходите за:

горива, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, наеми, съдебни разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални разходи, командировки и обучение на персонала, охрана на труда, реклама, публикации, експертни и одиторски разходи;

- на (...) % към дейността „разпределение на природен газ“ са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата;

- на (...) % към дейността „снабдяване с природен газ“ са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

Съгласно чл. 19а от НРЦПГ в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със сгъстен природен газ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента по чл. 19, ал. 2 от НРЦПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природен газ.

Поради липса на връзка с газопреносната система, от състава на обособена територия „Добруджа“ и общини Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, „Аресгаз“ ЕАД снабдява клиентите от община Тервел със СПГ по метода „виртуален газопровод“.

Във връзка с горното, дружеството е представило обосновка, съгласно която разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, формиращи ценовата компонента по чл. 19а от НРЦПГ са:

Компресиране на природен газ. Услугата се извършва от (...), договорената цена е в размер на (...) лв./MWh, съгласно представен Договор № (...) от (...), със срок на действие до (...), който се подновява автоматично за още една година, ако някоя от страните изрично не е поискала прекратяване, преди изтичането на срока му.

Транспорт на компресиран (сгъстен) природен газ. Услугата се извършва от (...), съгласно представен Договор № (...) от (...) за предоставяне на транспортни услуги на компресиран природен газ и Анекс № (...) от (...), Анекс № (...) от (...), Анекс № (...) от (...) и Анекс № (...) от (...), с които срокът на цитирания договор е удължен, съответно до (...), (...), (...) и (...). Договорната цена е в размер на (...) лв./MWh ((...) лв./1000 м³ и използван коефициент за преобразуване в енергийни единици: (...) kWh/м³).

Декомпресиране и подгряване на природен газ. Извършва се на площадка за декомпресиране, изградена в гр. Тервел, собственост на „Аресгаз“ ЕАД, на която се разтоварва и декомпресира транспортирания компресиран природен газ. За подгряване на природния газ се изразходва количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на газа, който ще бъде подаден в газоразпределителната мрежа. Измерването на природния газ за подгряване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствена консумация. Отчетно-прогнозното количество природен газ, използвано за подгряване през 2024 г. се очаква да бъде в размер на (...) MWh на стойност (...) лв., а общото количество закупен природен газ за града – в размер на (...) MWh. По този начин прогнозната стойност на природния газ, използван за подгряване за 2024 г. е в размер на (...) лв./MWh.

Предвид горното, „Аресгаз“ ЕАД предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за територията на община Тервел да бъде в размер на **38,44 лв./MWh** без ДДС.

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 № 4 и 5:

*Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)**Таблица № 4*

№	Позиция	2025 г.	2026 г.
1.	Балансова стойност на дълготрайните материални активи (ДМА)	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	(...)	(...)
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	(...)	(...)
4.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
5.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
6.	Норма на възвръщаемост, %	8,27%	8,27%
7.	Възвръщаемост	(...)	(...)
8.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.1.	УПР	(...)	(...)
8.2.	Променливи разходи	(...)	(...)

*Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)**Таблица № 5*

№	Позиция	2025 г.	2026 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на ДНА	(...)	(...)
3.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
4.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
5.	Норма на възвръщаемост, %	8,27%	8,27%
6.	Възвръщаемост	(...)	(...)
7.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
7.1.	УПР	(...)	(...)

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).

От представената обосновка е видно, че при изчисляване на разходите за покупка на природен газ, дружеството е използвало четири параметъра: прогнозна консумация на природен газ за регулаторния период; утвърдена цена на обществения доставчик; прогнозни цени за достъп и пренос на преносния оператор и прогнозна стойност на неустойки по договорите за покупка на природен газ.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

За периода 2025 – 2026 г., като източник на финансиране дружеството предвижда използването на собствени средства – паричните потоци, възникнали от обичайната дейност на дружеството, част от които ще бъдат използвани за финансиране на инвестиционната програма.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД за периода 2025 – 2026 г. среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала е 8,27%, изчислена при (...) % собствен капитал с норма на възвръщаемост от (...) % и (...) % привлечен капитал, с норма на възвръщаемост (...) %, при отчитане на данъчните задължения. Съгласно предоставената обосновка, привлеченият капитал, отразен в капиталовата структура на дружеството представлява оставащия към момента на изготвяне на предложението за цени, размер на сумата за съответните години по договор за финансов лизинг за придобиване на актив. По своята същност, цитираният заем не представлява предвиден от заявителя привлечен капитал, а

има по-скоро статистически характер, като отразява действителното състояние на този параметър.

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 официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business и на БНБ. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД следва да се използват 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 „Аресгаз“ ЕАД 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 (...)% , а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е 8,27%, която съвпада с предложената от дружеството.

Предвид посоченото, е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2025 – 2026 г. в размер на 8,27%, изчислена при (...)% собствен капитал с норма на възвръщаемост от (...)% и (...)% привлечен капитал, с норма на възвръщаемост (...)% , при отчитане на данъчните задължения.

3. 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 № 6 и 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Стопански:			
с равномерно потребление	MWh/год.	203 241	203 241
с неравномерно потребление	MWh/год.	104 668	104 670
Общо за стопанските клиенти:	MWh/год.	307 909	307 911
Битови	MWh/год.	92 097	94 442
Общо за двете групи клиенти:	MWh/год.	400 006	402 352

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Стопански:			
с равномерно потребление	бр.	111	111
с неравномерно потребление	бр.	863	865
Общо стопански клиенти:	бр.	974	976
Битови	бр.	14 934	15 180
Общо за двете групи клиенти:	бр.	15 908	16 156

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 стопанските клиенти коефициентът намалява от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г.

Коефициентът за разпределение на 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 се променя, както следва: за стопанските клиенти коефициентът намалява от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г.

Коефициентите за разпределяне 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 се променя, както следва: за стопанските клиенти коефициентът намалява от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 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

Съгласно 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

Съгласно 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 „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище са посочени в таблица № 8:

Цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител
Таблица № 8

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Стопански:		
С равномерно потребление:		
до 106 MWh/год.	24,27	0,70
до 211 MWh/год.	23,22	0,70
до 528 MWh/год.	21,33	0,70
до 1056 MWh/год.	19,58	0,70
до 2112 MWh/год.	18,85	0,70
до 5281 MWh/год.	17,85	0,70
до 10 562 MWh/год.	17,12	0,70
над 10 562 MWh/год.	12,03	0,70
С неравномерно потребление:		
до 106 MWh/год.	31,20	0,77
до 211 MWh/год.	29,36	0,77
до 528 MWh/год.	27,64	0,77
до 1056 MWh/год.	26,91	0,77
до 2112 MWh/год.	25,92	0,77
до 5281 MWh/год.	25,19	0,77
до 10 562 MWh/год.	24,33	0,77
над 10 562 MWh/год.	21,89	0,77
Битови	33,45	2,14

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

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ за всички групи клиенти на територията на *община Тервел* е в размер на **38,44 лв./MWh**.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № 15-60-25 от 30.09.2024 г. от „Аресгаз“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените за утвърждаване от „Аресгаз“ ЕАД цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2025 – 2026 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 и 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 разходи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране; изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение; съгласуване на работен проект за газопроводното отклонение; одобряване на работния 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; разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия; разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи са в зависимост от максималния часови разход и включват изкопно-възстановителни и монтажни работи.

За регулаторен период 2025 – 2026 г. заявителят не предвижда изменение на действащите цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, посочени в таблица № 9:

Цени за присъединяване**Таблица № 9**

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./клиент)
Стопански:	
до 0,264 MWh	1491
до 0,739 MWh	1716
до 4,225 MWh	2228
до 21,124 MWh	3520
над 21,124 MWh	4224
Битови	534

Забележка: предложените цени са в лева, без ДДС.

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

Изказвания по т.1.:

Докладва М. Димитров. Административното производство е образувано по подадено в Комисията заявление от „Аресгаз“ ЕАД с искане 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 обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2025 – 2026 г.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад 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. 6 от Протокол № 332 от 27.11.2024 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на ЗЕ и НРЦПГ, на 04.12.2024 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание, дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 04.12.2024 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, в което дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, който не е изразил възражение 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 „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище.

В доклада по заявлението за утвърждаване на цени на дружеството подробно са коментирани всички параметри по отношение на регулаторния период (който е за 2025-2026 г.): необходимите приходи, разходите за дейността „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, регулаторната база на активите, нормата на възвръщаемост на капитала, прогнозната консумация за регулаторния период, цените за пренос на природен газ, цените за продажба на природен газ от кран снабдител

и цените за присъединяване, както и информацията, която не следва да бъде разгласявана.

Заедно с доклада е представен и проект на решение, като настоящото решение е непроменено спрямо вече представеното.

М. Димитров прочете диспозитива на проекта на решение:

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. 19а, 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 :

1. Утвърждава, считано от 01.01.2025 г., на „Аресгаз“ 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 за обособена територия „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период с продължителност от две години, както следва:

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

1.1. За стопански клиенти;

1.2. За битови клиенти.

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

Необходими годишни приходи;

Количества природен газ;

Норма на възвръщаемост на капитала.

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

3.1. За стопански клиенти;

3.2. За битови клиенти.

4. Ценови компоненти на цените по т. 3:

4.1. Цена на природния газ;

4.2. Цена за снабдяване;

4.2.1. За стопански клиенти;

4.2.2. За битови клиенти;

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи;

Количества природен газ;

Норма на възвръщаемост на капитала.

5. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, снабдявани със сгъстен природен газ за територията на община Тервел:

5.1. За стопански клиенти;

5.2. За битови клиенти.

6. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Тервел, включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгръване на природния газ за територията на община Тервел: 38,44 лв./MWh.

7. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, както следва:

7.1. За стопански клиенти с максимален часов разход

7.2. За битови клиенти.

II. Цените по т. I.3 и I.5 се изменят ежесмесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественят доставчик продава природен газ на крайните снабдител 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.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

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. 19а, 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 „Аресгаз“ 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 за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период с продължителност от две години, както следва:

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

1.1. За стопански клиенти:

С равномерно потребление

до 106 MWh/год.	24,27 лв./MWh;
до 211 MWh/год.	23,22 лв./MWh;
до 528 MWh/год.	21,33 лв./MWh;
до 1056 MWh/год.	19,58 лв./MWh;
до 2112 MWh/год.	18,85 лв./MWh;
до 5281 MWh/год.	17,85 лв./MWh;
до 10 562 MWh/год.	17,12 лв./MWh;
над 10 562 MWh/год.	12,03 лв./MWh.

С неравномерно потребление

до 106 MWh/год.	31,20 лв./MWh;
до 211 MWh/год.	29,36 лв./MWh;
до 528 MWh/год.	27,64 лв./MWh;
до 1056 MWh/год.	26,91 лв./MWh;
до 2112 MWh/год.	25,92 лв./MWh;
до 5281 MWh/год.	25,19 лв./MWh;
до 10 562 MWh/год.	24,33 лв./MWh;
над 10 562 MWh/год.	21,89 лв./MWh;

1.2. За битови клиенти

33,45 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 10 214 хил. лв.; за 2026 г. – 8240 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 400 006 MWh/год.; за 2026 г. – 402 352 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 8,27%.

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

3.1. За стопански клиенти:

С равномерно потребление

76,59 лв./MWh;

С неравномерно потребление

76,66 лв./MWh;

3.2. За битови клиенти

78,03 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 стопански клиенти:

С равномерно потребление

0,70 лв./MWh;

С неравномерно потребление

0,77 лв./MWh;

4.2.2. За битови клиенти

2,14 лв./MWh.

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 417 хил. лв.; за 2026 г. – 426 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 400 006 MWh/год.; за 2026 г. – 402 352 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 8,27%.

5. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, снабдявани със сгъстен природен газ за територията на община Тервел:

5.1. За стопански клиенти:

С равномерно потребление

115,03 лв./MWh;

С неравномерно потребление

115,10 лв./MWh;

5.2. За битови клиенти

116,47 лв./MWh.

6. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Тервел, включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ за територията на община Тервел: 38,44 лв./MWh.

7. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, както следва:

7.1. За стопански клиенти с максимален часов разход:

до 0,264 MWh

1491 лв./клиент;

до 0,739 MWh

1716 лв./клиент;

до 4,225 MWh

2228 лв./клиент;

до 21,124 MWh

3520 лв./клиент;

над 21,124 MWh

4224 лв./клиент;

7.2. За битови клиенти

534 лв./клиент.

II. Цените по т. I.3 и I.5 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.

В заседанието по **точка първа** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов и Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, след като разгледа подаденото от „Аресгаз“ ЕАД заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период с продължителност от две години, доклад с вх. № Е-ДК-1302 от 25.11.2024 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-15-60-17 от 30.09.2024 г. изменено със заявление с вх. № Е-15-60-17 от 25.10.2024 г., от „Аресгаз“ ЕАД, с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ (СПГ) и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2025 – 2026 г. Със Заповед № 3-Е-266 от 07.10.2024 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проучване на заявлението от финансово-икономическа и правна страна за установяване основателността на искането за утвърждаване на цени за регулаторен период 2025 – 2026 г., като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от Наредба № 2 от 19 март 2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-17 от 17.10.2024 г. от „Аресгаз“ ЕАД е изискано да предостави следните данни и документи: преработено заявление за утвърждаване на цени, в което да е посочена частта от съответната лицензионна територия, на която се намират клиентите, снабдявани със сгъстен природен газ, предвид разпоредбата на чл. 19а, ал. 2 от НРЦПГ; декларация със съдържание съгласно чл. 27а, ал. 1 от НРЦПГ, за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя; обосновка за продължителността на предложени регулаторен период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; справка в табличен вид за действащите, сключени от дружеството

договори за наем, ведно със съответните договорни условия, относими към прогнозираните разходи за наем; обосновка на разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, образуващи ценова компонента съгласно чл. 19а, ал. 1 от НРЦПГ, както и копия на договорите, съгласно които дружеството извършва цитираните разходи; данни за броя на персонала и автомобилите по години и дейности; обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“ от електронния модел на цените; обосновка за начина на формиране/прогнозиране на различните групи разходи по икономически елементи, предвидени за лицензионните дейности; обосновка за предвидения привлечен капитал и доказателства за предвидената норма на възвръщаемост на привлечения капитал. Изискано е и становище, в което заявителят 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-15-60-17 от 25.10.2024 г., „Аресгаз“ ЕАД е представило преработено заявление за утвърждаване на цени, ведно с изисканите данни и документи. С писмо с вх. № Е-15-60-17 от 18.11.2024 г. дружеството е предоставило допълнителна информация.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-1302 от 25.11.2024 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 № 335 от 28.11.2024 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 04.12.2024 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание, дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 04.12.2024 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, в което е дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, и не е изразил възражение 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 „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина.

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

„Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-131-08 от 10.02.2004 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-131-12 от 27.04.2009 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, издадени със срок до 10.02.2039 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 Комисията.

С Решение № Ц-29 от 30.12.2022 г. Комисията е утвърдила на „Аресгаз“ 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 „Мизия“ и община Бяла Слатина за регулаторен период от 2023 до 2024 г.

„Аресгаз“ ЕАД 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 разпечатка от интернет страницата на дружеството от 29.08.2024 г., както и копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“, от 29.08.2024 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № (...) от (...), сключен с (...), за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от (...) до (...), като срокът може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от двете страни. С писмо с вх. № Е-15-60-38 от 29.11.2024 г. „Аресгаз“ ЕАД е представило копие на сключено с общественния доставчик Допълнително споразумение № (...) от (...), с което срокът на действие на Договор № (...) от (...) за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена е удължен до (...).

„Аресгаз“ ЕАД е представило и копие на Договор № (...) от (...), сключен с (...), за покупко-продажба на природен газ със срок на действие до (...), ведно с Допълнително споразумение № (...) от (...) за удължаване срока на действие на договора до (...).

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). През новия регулаторен период „Аресгаз“ ЕАД не предвижда промяна на утвърдената тарифна структура за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, която се състои от две основни групи клиенти: *стопански и битови*. Стопанските клиенти са обособени в две подгрупи, съобразно равномерността на потреблението на природен газ, а именно: с равномерно и неравномерно потребление, като клиентите с равномерно потребление са организирани в 9 подгрупи, а клиентите с неравномерно – в 8 подгрупи.

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

1. Регулаторен период

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност 2 години (от 2025 до 2026 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.

Относно предложения регулаторен период, дружеството счита, че в условията на настоящата микро и макроикономическата обстановка дългосрочните прогнози са невъзможни и логически неаргументирани. „Аресгаз“ ЕАД намира за задължително процесите по прогнозиране и планиране да бъдат съобразени с тенденциите, промените и прогнозите за влияние върху икономиката, икономическите субекти и населението в световен, национален и регионален мащаб, което налага коригиране до минимум на хоризонтите за планиране, изготвяне на коригиращи оценки за въздействие и оценка на рисковете. Очакванията на дружеството са, че предложеният двегодишен регулаторен период ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри в бизнес плана и модела „горна граница на цени“. „Аресгаз“ ЕАД цели да постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи реализацията на мащабни проекти, каквито са проектите за газификация, което ще бъде от полза най-вече за клиентите на дружеството, на които ще бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник на справедлива и конкурентна цена. Според заявителя, двегодишният регулаторен период кореспондира с променящия се и динамичен сектор, в който дружеството осъществява лицензионните си дейности и, в който ежедневно е изложено на влиянието на

систематични и демографски фактори, действащи както в икономиката като цяло, така и в лицензираната територия, с които е принудено да се съобразява и, които оказват пряко влияние върху финансово-икономическото му състояние и процесите по прогнозиране и планиране. Началото на нов регулаторен период е предшествано от редица дейности, целящи набиране на първична информация, нужна за правилното прогнозиране и планиране на бъдещите дейности. В условията на променяща се заобикаляща среда, продължителните периоди компрометират възможността за коректно прогнозиране и планиране и са предпоставка за несъвпадение между действителните и прогнозните данни. По този начин дружеството бива поставено в невъзможност, при отчитане несигурността на бъдещи събития, да осъществява ефективно лицензионните си дейности и да изпълнява бизнес плана си, както и да очаква справедлива възвръщаемост, при отчитане на действителните ценообразуващи параметри, въпреки ежедневните усилия за преодоляване на трудностите и стремежа към промяна на нагласата на населението и бизнеса към използването на природния газ като енергиен източник.

Предвид гореизложеното, предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените от 2 години (от 2025 до 2026 г.) попада в обхвата на чл. 3, ал. 2, от НРЦПГ, както и осигурява възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената си програма.

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 (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 по години, групи клиенти и дейности, са представени в таблици № 1 и 2:

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

Таблица № 1

Клиенти	2025 г.	2026 г.
Стопански	2427	2059
Битови	808	703
Общо	3235	2762

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

Таблица № 2

Клиенти	2025 г.	2026 г.
Стопански	96	96
Битови	52	55
Общо	148	151

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 № 3:

Общо разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 3

Наименование	2025 г.	2026 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	2220	1823	4043	100%
„разпределение на природен газ“	2179	1780	3959	98%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	41	43	84	2%

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 и съответните им отчетни, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база. 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, в т.ч.: разходи за данък върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от отчета 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, в съответствие с чл. 10, ал. 4 от НРЦПГ.

Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозировал разходите си за периода 2025 – 2026 г. въз основа на стойностите им от базисната година, като са взети предвид отчетните стойности на реализираните разходи през 2023 г. и през част от 2024 г. – за месеците от 2024 г., които не могат да бъдат отчетни, са използвани стойности на принципа „продължаваща дейност“, с прилагане на подхода за екстраполация на данни. По този начин разходите за 2024 г. са в съответствие с постигнатите нива от 2023 г., като отразяват както промените в оперативната дейност в търсене оптимизиране на процесите и осигуряване на парични средства, достатъчни да обезпечат изпълнението на договорните отношения в търсене на баланса между ниво на разходите и мащаба на дейностите, така и промените в микро и макроикономическата среда, в която функционира дружеството. Влияние върху стойностите на разходите оказват: брой клиенти – по отношение на стойността на разходите за канцеларски материали, пощенски разходи, телефони и абонаменти, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи, разходи за маркетинг и реклама, експертни и одиторски разходи; приходи – по отношение на разходите за данъци и такси; изградена газоразпределителната мрежа – по отношение на стойностите на разходите за абонаментно поддържане и аварийна готовност, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, разходи за маркетинг и реклама; нетекущи активи (газоразпределителната мрежа и съоръжения) – по отношение на разходите за застраховки, въоръжена и противопожарна охрана, вода, отопление и осветление; брой на офисите и персонала – по отношение на разходите за вода, отопление и осветление, разходите за наеми, охрана на труда, командировки и обучение на персонала; брой на съоръженията – по отношение на разходите за проверка на уреди; потребление на природен газ – по отношение на разходите за одорант, разходите за загуби на газ, както и лицензионните задължения на заявителя – по отношение на разходите за публикации, лицензионни такси, експертни и одиторски разходи. Заявителят е отбелязал, че тези параметри са в основата и на постигнатите отчетни и отчетно-прогнозни стойности на разходите, като дружеството счита за безспорна необходимостта от извършването им. Същевременно, дружеството счита, че не във всеки случай е необходимо разходите да бъдат прогнозировани, тъй като те са съпътстващи дейността му и се извършват при условията на установени лицензионни задължения и договорни отношения с трети страни, при което определящи са и пазарните

нива, и търсенето на баланса между интересите на дружеството и интересите на третата страна, при установяването на договорните отношения. В условията на непредсказуема микро и макроикономическа обстановка това е фактор, имащ все по-силно влияние върху нивата на разходите в дългосрочен план. Всеки от прогнозните разходи би могъл да бъде параметризиран в един условен среднопретеглен измерител – функция от базата и съответния определящ параметър, с помощта на формулен апарат, при който прогнозната стойност на съответния разход се разделя на определящия параметър.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Аресгаз” ЕАД е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 98% от общия обем разходи и намаляват от 2179 хил. лв. през 2025 г. на 1780 хил. лв. през 2026 г.

Условно-постоянните разходи представляват (...) % от разходите за дейността „разпределение на природен газ“, със следното разпределение:

Разходите за материали представляват (...) % от УПР за дейността, прогнозирани с непроменен размер от (...) хил. лв. в годишен аспект и включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базисната година – (...) лв. годишно през периода;

- *разходи за канцеларски материали*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базисната година – (...) хил. лв. годишно.

Разходите за външни услуги представляват (...) % от УПР и се увеличават от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани като процент от стойността на нетекущите активи, в средногодишен размер от (...) хил. лв. за периода;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база нормативна уредба, в т.ч. лицензионни такси, планирани 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. Увеличават се от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в размер на (...) хил. лв. годишно за разглеждания период, прогнозирани в съответствие със стойността им за базисната година;

- *разходи за абонаментно поддържане*, в размер на (...) хил. лв. за 2025 г. и (...) хил. лв. за 2026 г., прогнозирани на база стойността им за базисната година;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана*, включват разходи за охрана, като не се променят – (...) хил. лв. годишно през периода;

- *разходи за наеми* – по (...) хил. лв. годишно, планирани съгласно подписани от дружеството договори за наем и в съответствие със стойността им за базисната година. Лицензиантът е представил справка в табличен вид за действащите, сключени от него договори за наем, ведно със съответните договорни условия, относими към прогнозираните за регулаторния период разходи за наем;

- *разходи за проверка на уреди*, планирани в размер на (...) хил. лв. годишно за двете години от регулаторния период, на база стойността им за базисната година;

- *съдебни разходи*, планирани в размер на (...) лв. годишно през регулаторния период;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. годишно за разглеждания период, в съответствие със стойността им за базисната година;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, в размер на (...) хил. лв. годишно за периода, прогнозирани в съответствие със стойността им за базисната година.

Разходите за амортизации представляват (...) % от УПР, като намаляват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват (...) % от УПР и нарастват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г. Включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление, прогнозираны в съответствие със стойността им за отчетната и базисната година. Според предоставената от дружеството обосновка, прогнозният брой на персонала за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина за периода 2025 – 2026 г. е функция от два параметъра: брой на персонала, зает в разкрити офиси от населените места в обхвата на територията и брой на персонала от централния офис на дружеството в гр. Варна, в т.ч. управленски персонал. Обвързването на персонала във функционална зависимост се обуславя от естеството на дейностите, които дружеството осъществява и необходимостта от персонал, пряко и непряко зает с извършване на дейности в обособената територия. Служителите, назначени в разкритите офиси от обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина директно се разпределят към броя на персонала за обособената територия. Част от служителите от централния офис условно се разпределят към персонала от обособената територия. За условно разпределение е използвана комплексна оценка на спецификата на територията на база величината на специфичните параметри за територията – обхват, брой на клиентите, изградена мрежа, консумация на природен газ, потенциал и др. Отчитайки спецификата, около 1/3 (...) служители) от броя на персонала, зает в централния офис условно е отнесен към персонала на обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина. По този начин, имайки предвид и пряко назначения персонал от (...) служители, очакваният брой на персонала за регулаторния период е (...) служители. Този прогнозен брой се отнася за служителите, назначени на трудов договор, съгласно щатното разписание на дружеството към 31.12.2023 г., като заявителят не предвижда промяна на щатното разписание чрез разкриване на нови щатни длъжности, а само възможни персонални промени по отношение на заемащите щатните длъжности. Освен персонала, назначен на трудов договор, дружеството има взаимоотношения с персонал, нает по граждански договор. Този персонал не е включен в указания по-горе брой на персонала за обособената територия, с възприемането на подхода за указване на персонала съгласно щатното разписание.

Разходите за социални осигуровки представляват (...) % от УПР, като нарастват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г.

Други разходи представляват (...) % от УПР – (...) хил. лв. годишно за периода, прогнозираны на база стойността им за базисната година, като включват: *разходи за охрана на труда*, планирани в размер на (...) хил. лв. годишно; *разходи за маркетинг и реклама* – (...) хил. лв. в годишен аспект; *разходи за командировки и обучение на персонала* – (...) хил. лв. годишно; *разходи за публикации*, прогнозираны по (...) лв. годишно за периода.

Променливите разходи, представляват около (...) % от общите разходи за тази дейност. Тези разходи пряко зависят от пренесените и доставени количества природен газ и включват: *разходи за одорант* в зависимост от планираните продажни количества природен газ, прогнозираны с норма (...) лв./MWh, като възлизат на около (...) хил. лв. годишно през регулаторния период, както и *разходи, свързани със загуби на природен газ*, планирани като (...) % от прогнозната консумация на природен газ.

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

Тези разходи представляват 2 % от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността са в размер на 41 хил. лв. за 2025 г. и се увеличават на 43 хил. лв. за 2026 г.

Условно-постоянните разходи представляват (...) % 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, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като размерът им от (...) лв. годишно остава непроменен през регулаторния период. Включват *разходи за горива за автотранспорт* – по (...) лв. годишно и *разходи за канцеларски материали* – по (...) лв. годишно.

Разходите за външни услуги – (...) % от разходите за дейността, планирани (...) хил. лв. за 2025 г., като се увеличават на (...) хил. лв. през 2026 г. и включват разходи: *за наеми* – (...) хил. лв. годишно; *за данъци и такси* – средно (...) хил. лв. годишно; *пощенски разходи, телефони и абонаменти* – средно (...) хил. лв. на година; *за експертни и одиторски услуги* – (...) хил. лв. на годишна база; *съдебни разходи* – по (...) лв./год., както и *за вода, отопление и осветление* – средно (...) хил. лв. годишно.

Разходите за амортизации представляват (...) % от разходите, предвидени за дейността и намаляват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като размерът им от (...) хил. лв. през 2025 г. нараства на (...) хил. лв. през 2026 г.

Разходи за социални осигуровки, прогнозираны в размер на (...) % от УПР, като размерът им е (...) хил. лв. през 2025 г. и се увеличава на (...) хил. лв. през 2026 г.

Други разходи, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, планирани по (...) лв. годишно и включват разходи за: *охрана на труда* – (...) лв. годишно; *маркетинг и реклама* – (...) лв. на годишна база; *командировки и обучение на персонала* – (...) лв. на година и *публикации* – (...) лв. годишно.

Дружеството не е планирало **променливи разходи** за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период.

Разходите за лицензионните дейности са разпределени от заявителя, както следва:

- в съотношение (...) % към (...) % между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са разпределени разходите за: горива, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, наеми, съдебни разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, командировки и обучение на персонала, охрана на труда, реклама, публикации, експертни и одиторски разходи;

- на (...) % към дейността „разпределение на природен газ“ са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата;

- на (...) % към дейността „снабдяване с природен газ“ са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

Съгласно чл. 19а от НРЦПГ в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със сгъстен природен газ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента по чл. 19, ал. 2 от НРЦПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природен газ.

Поради липса на връзка с газопреносната система, от състава на обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, „Аресгаз“ ЕАД снабдява клиентите от община Червен бряг със СПГ. В цената за продажба на природен газ на клиентите от община Червен бряг е включена ценова компонента по чл. 19а от НРЦПГ, която е формирана от допълнителни разходи за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природен газ.

Във връзка с горното, дружеството е представило обосновка, съгласно която разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, формиращи ценовата компонента по чл. 19а от НРЦПГ са:

Компресиране на природен газ. Услугата се извършва от „(...)“, а договорената цена за компресиране е в размер на (...) лв./MWh, съгласно представен Договор № (...) от (...), със срок на действие до (...), ведно с Допълнително споразумение № (...) от (...) за удължаване срока на действие на договора до (...).

Транспорт на компресиран (сгъстен) природен газ. Услугата се извършва от (...), съгласно представен Договор № (...) от (...) за предоставяне на транспортни услуги на компресиран природен газ и Анекс № (...) от (...), Анекс № (...) от (...), Анекс № (...) от (...), Анекс № (...) от (...) и Анекс № (...) от (...), с които срокът на цитирания договор е удължен, съответно до (...), (...), (...), (...) и (...). Договорната цена е в размер на (...) лв./MWh ((...) лв./1000 м³ и използван коефициент (...) kWh/м³ за преобразуване в енергийни единици).

Декомпресиране и подгряване на природен газ. Извършва се на площадка за декомпресиране, изградена в гр. Червен бряг, собственост на „Аресгаз“ ЕАД, на която се разтоварва и декомпресираща транспортирания компресиран природен газ. За подгряване се изразходва количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на газа, който ще бъде подаден в газоразпределителната мрежа. Измерването на природния газ за подгряване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствена консумация. Отчетно-прогнозното количество природен газ, използвано за подгряване през 2024 г. се очаква да бъде в размер на (...) MWh, на стойност (...) лв., а общото количество закупен природен газ за града – в размер на (...) MWh. По този начин прогнозната стойност на природния газ, използван за подгряване за 2024 г. е в размер на (...) лв./MWh, изчислена като частно на общия разход и общото количество.

Предвид горното, „Аресгаз“ ЕАД предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за територията на община Червен бряг да бъде в размер на **43,18 лв./MWh** без ДДС.

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 № 4 и 5:

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

Таблица № 4

№	Позиция	2025 г.	2026 г.
1.	Балансова стойност на дълготрайните материални активи (ДМА)	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	(...)	(...)
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	(...)	(...)
4.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
5.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
6.	Норма на възвръщаемост, %	8,27%	8,27%
7.	Възвръщаемост	(...)	(...)
8.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)

8.1.	УПР	(...)	(...)
8.2.	Променливи разходи	(...)	(...)

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

Таблица № 5

№	Позиция	2025 г.	2026 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на ДНА	(...)	(...)
3.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
4.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
5.	Норма на възвръщаемост, %	8,27%	8,27%
6.	Възвръщаемост	(...)	(...)
7.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
7.1.	УПР	(...)	(...)

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).

От представената обосновка е видно, че при изчисляване на разходите за покупка на природен газ, дружеството е използвало четири параметъра: прогнозна консумация на природен газ за регулаторния период; утвърдена цена на обществения доставчик; прогнозни цени за достъп и пренос на преносния оператор и прогнозна стойност на неустойки по договорите за покупка на природен газ.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

За периода 2025 – 2026 г., като източник на финансиране дружеството предвижда използването на собствени средства – паричните потоци, възникнали от обичайната дейност на дружеството, част от които ще бъдат използвани за финансиране на инвестиционната програма.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД за периода 2025 – 2026 г. среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала е 8,27%, изчислена при (...) % собствен капитал с норма на възвръщаемост от (...) % и (...) % привлечен капитал, с норма на възвръщаемост (...) %, при отчитане на данъчните задължения. Съгласно предоставената обосновка, привлеченият капитал, отразен в капиталовата структура на дружеството представлява оставащия към момента на изготвяне на предложението за цени, размер на сумата за съответните години по договор за финансов лизинг за придобиване на актив. По своята същност, цитираният заем не представлява предвиден от заявителя привлечен капитал, а има по-скоро статистически характер, като отразява действителното състояние на този параметър.

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 официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business и на БНБ. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД следва да се използват 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 „Аресгаз“ ЕАД 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 (...)% , а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е 8,27%, която съвпада с предложената от дружеството.

Предвид посоченото, е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2025 – 2026 г. в размер на 8,27%, изчислена при (...)% собствен капитал с норма на възвръщаемост от (...)% и (...)% привлечен капитал, с норма на възвръщаемост (...)% , при отчитане на данъчните задължения.

3. 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 № 6 и 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Стопански:			
с равномерно потребление	MWh/год.	100 568	100 676
с неравномерно потребление	MWh/год.	31 564	31 651
Общо за стопанските клиенти:	MWh/год.	132 132	132 327
Битови	MWh/год.	20 200	20 970
Общо за двете групи:	MWh/год.	152 332	153 297

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Стопански:			
с равномерно потребление	бр.	32	33
с неравномерно потребление	бр.	226	228
Общо стопански клиенти:	бр.	258	261
Битови	бр.	3275	3317
Общо за двете групи:	бр.	3533	3578

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 стопанските клиенти коефициентът намалява от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г.

Коефициентът за разпределение на 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. Стойностите на коефициента не се променят през разграждания период и са съответно: (...) за стопанските клиенти и (...) за битовите клиенти.

Коефициентите за разпределяне 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 се променя, както следва: за стопанските клиенти коефициентът намалява от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 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

Съгласно 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

Съгласно 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 „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина са посочени в таблица № 8:

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

Таблица № 8

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Стопански:		
С равномерно потребление		
до 106 MWh/год.	24,73	0,71
до 211 MWh/год.	23,38	0,71
до 528 MWh/год.	22,25	0,71
до 1056 MWh/год.	21,34	0,71

до 2112 MWh/год.	20,10	0,71
до 5281 MWh/год.	18,97	0,71
до 10 562 MWh/год.	17,39	0,71
до 52 810 MWh	13,47	0,71
над 52 810 MWh	10,25	0,71
С неравномерно потребление		
до 106 MWh/год.	35,51	0,79
до 211 MWh/год.	33,46	0,79
до 528 MWh/год.	32,25	0,79
до 1056 MWh/год.	29,24	0,79
до 2112 MWh/год.	26,34	0,79
до 5281 MWh/год.	24,79	0,79
до 10 562 MWh/год.	23,09	0,79
над 10 562 MWh/год.	18,30	0,79
Битови	36,83	2,59

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

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ за всички групи клиенти на територията на община Червен бряг е в размер на **43,18 лв./MWh**.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-60-17 от 30.09.2024 г. от „Аресгаз“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените за утвърждаване от „Аресгаз“ ЕАД цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2025 – 2026 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 и 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 разходи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране; изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение; съгласуване на работен проект за газопроводното отклонение; одобряване на работния 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; разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия; разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи са в зависимост от максималния часови разход и включват изкопно-възстановителни и монтажни работи.

За регулаторен период 2025 – 2026 г. заявителят не предвижда изменение на действащите цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, посочени в таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./клиент)
Стопански:	
до 0,264 MWh	1491
до 0,739 MWh	1716
до 4,225 MWh	2228
до 21,124 MWh	3520

над 21,124 MWh	4224
Битови	534

Забележка: предложените цени са в лева, без ДДС.

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

Изказвания по т.2.:

Докладва М. Димитров. Докладът е аналогичен на този от предходната точка в дневния ред. Отново е за „Аресгаз“ ЕАД, но за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2025 – 2026 г. Докладът е приет от Комисията и е публикуван на интернет страницата. Проведени са обществено обсъждане и открито заседание, на които е присъствал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения от работната група доклад. В определения срок не са постъпили становища по проекта на решение.

М. Димитров представи диспозитива на проекта на решение:

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. 19а, 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 :

1. Утвърждава, считано от 01.01.2025 г., на „Аресгаз“ 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 за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период с продължителност от две години, както следва:

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

1.1. За стопански клиенти;

1.2. За битови клиенти.

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

Необходими годишни приходи;

Количества природен газ;

Норма на възвръщаемост на капитала.

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

3.1. За стопански клиенти;

3.2. За битови клиенти.

4. Ценови компоненти на цените по т. 3:

4.1. Цена на природния газ;

4.2. Цена за снабдяване;

4.2.1. За стопански клиенти;

4.2.2. За битови клиенти;

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи;

Количества природен газ;

Норма на възвръщаемост на капитала.

5. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към

газоразпределителната мрежа, снабдявани със сгъстен природен газ за територията на община Червен бряг:

5.1. За стопански клиенти;

5.2. За битови клиенти.

6. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Червен бряг, включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ за територията на община Червен бряг: 43,18 лв./MWh.

7. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина:

7.1. За стопански клиенти с максимален часов разход;

7.2. За битови клиенти.

II. Цените по т. I.3 и I.5 се изменят ежесмесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественят доставчик продава природен газ на крайните снабдител 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.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

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. 19а, 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 „Аресгаз“ 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 за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период с продължителност от две години, както следва:

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

1.1. За стопански клиенти:

С равномерно потребление

до 106 MWh/год.	24,73 лв./MWh;
до 211 MWh/год.	23,38 лв./MWh;
до 528 MWh/год.	22,25 лв./MWh
до 1056 MWh/год.	21,34 лв./MWh;
до 2112 MWh/год.	20,10 лв./MWh;
до 5281 MWh/год.	18,97 лв./MWh;
до 10 562 MWh/год.	17,39 лв./MWh;
до 52 810 MWh/год.	13,47 лв./MWh;
над 52 810 MWh/год.	10,25 лв./MWh.

С неравномерно потребление

до 106 MWh/год.	35,51 лв./MWh;
до 211 MWh/год.	33,46 лв./MWh;
до 528 MWh/год.	32,25 лв./MWh;
до 1056 MWh/год.	29,24 лв./MWh;
до 2112 MWh/год.	26,34 лв./MWh;
до 5281 MWh/год.	24,79 лв./MWh;
до 10 562 MWh/год.	23,09 лв./MWh;
над 10 562 MWh/год.	18,30 лв./MWh;
1.2. За битови клиенти	36,83 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 3235 хил. лв.; за 2026 г. – 2762 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 152 332 MWh/год.; за 2026 г. – 153 297 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 8,27%.

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

3.1. За стопански клиенти:

С равномерно потребление 76,60 лв./MWh;

С неравномерно потребление 76,68 лв./MWh;

3.2. За битови клиенти 78,48 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 стопански клиенти:

С равномерно потребление 0,71 лв./MWh;

С неравномерно потребление 0,79 лв./MWh;

4.2.2. За битови клиенти 2,59 лв./MWh.

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 148 хил. лв.; за 2026 г. – 151 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 152 332 MWh/год.; за 2026 г. – 153 297 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 8,27%.

5. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, снабдявани със съгъстен природен газ за територията на община Червен бряг:

5.1. За стопански клиенти

С равномерно потребление 119,78 лв./MWh;

С неравномерно потребление 119,86 лв./MWh;

5.2. За битови клиенти 121,66 лв./MWh.

6. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Червен бряг, включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със съгъстен

природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за територията на община Червен бряг: 43,18 лв./MWh.

7. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, както следва:

7.1. За стопански клиенти с максимален часов разход:

до 0,264 MWh	1491 лв./клиент;
до 0,739 MWh	1716 лв./клиент;
до 4,225 MWh	2228 лв./клиент;
до 21,124 MWh	3520 лв./клиент;
над 21,124 MWh	4224 лв./клиент;

7.2. За битови клиенти

534 лв./клиент.

II. Цените по т. I.3 и I.5 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдител 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.

В заседанието по **точка втора** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов и Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията, след като разгледа подаденото от „Аресгаз“ 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 за обособена територия „Запад“, за регулаторен период с продължителност от две години, доклад с вх. № Е-ДК-1304 от 25.11.2024 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-15-60-18 от 30.09.2024 г. от „Аресгаз“ ЕАД с искане 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 към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“, за регулаторен период 2025 – 2026 г. Със Заповед № 3-Е-265 от 07.10.2024 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проучване на заявлението от финансово-икономическа и правна страна за установяване основателността на искането за утвърждаване на цени за регулаторен период 2025 – 2026 г., като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл.

28, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-18 от 17.10.2024 г. е изискано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните допълнителни данни и документи: декларация със съдържание съгласно чл. 27а, ал. 1 от НРЦПГ за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя; обосновка за продължителността на предложения регулаторен период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; справка в табличен вид за действащите, сключени от дружеството договори за наем, ведно със съответните договорни условия, относими към прогнозираните разходи за наем; данни за броя на персонала и автомобилите по години и дейности; обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“ от електронния модел на цените; обосновка за начина на формиране/прогнозиране на различните групи разходи по икономически елементи, предвидени за лицензионните дейности, подробна обосновка за предвидения привлечен капитал и доказателства за предвидената норма на възвръщаемост на привлечения капитал; както и обосновка на коефициентите, използвани за коригиране на необходимите годишни приходи. Изискано е и становище, в което заявителят 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-15-60-18 от 25.10.2024 г., заявителят е представил преработено заявление за утвърждаване на цени, ведно с изисканите данни и документи.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-1304 от 25.11.2024 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 4 от Протокол № 335 от 28.11.2024 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 04.12.2024 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание, дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 04.12.2024 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, в което е дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, и не е изразил възражение 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 „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Запад“.

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

За обособена територия „Запад“, „Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-462-08 от 18.03.2016 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-462-12 от 18.03.2016 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, със срок до 25.09.2041 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 Комисията. С Решение № Ц-30 от 30.12.2022 г. Комисията е утвърдила на „Аресгаз“ 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 „Запад“ за регулаторен период от 2023 до 2024 г.

„Аресгаз“ ЕАД 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 разпечатка от интернет страницата на дружеството от 29.08.2024 г., както и копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“ от 29.08.2024 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № (...) от (...), сключен с (...), за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от (...) до (...), като срокът може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от двете страни. С писмо с вх. № Е-15-60-38 от 29.11.2024 г. „Аресгаз“ ЕАД е представило копие на сключено с (...) Допълнително споразумение № (...) от (...), с което срокът на действие на Договор № (...) от (...) за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена е удължен (...).

„Аресгаз“ ЕАД е представило и копие на Договор № (...) от (...), сключен с (...), за покупко-продажба на природен газ със срок на действие до (...), ведно с Допълнително споразумение № (...) от (...) за удължаване срока на действие на договора до (...).

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).

През новия регулаторен период „Аресгаз“ ЕАД не предвижда изменение на утвърдената тарифна структура за обособена територия „Запад“, която се състои от три групи клиенти: *промишлени, обществено-административни и търговски клиенти (ОА и търговски)*, и *битови*.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност 2 години (от 2025 до 2026 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.

Относно предложения регулаторен период, дружеството счита, че в условията на настоящата микро и макроикономическата обстановка дългосрочните прогнози са невъзможни и логически неаргументирани. „Аресгаз“ ЕАД намира за задължително процесите по прогнозиране и планиране да бъдат съобразени с тенденциите, промените и прогнозите за влияние върху икономиката, икономическите субекти и населението в световен, национален и регионален мащаб, което налага коригиране до минимум на хоризонтите за планиране, изготвяне на коригиращи оценки за въздействие и оценка на рисковете. Очакванията на дружеството са, че предложеният двегодишен регулаторен период ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри в бизнес плана и модела „горна граница на цени“. „Аресгаз“ ЕАД цели да постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи реализацията на мащабни проекти, каквито са проектите за газификация, което ще бъде от полза най-вече за клиентите на дружеството, на които ще бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник на справедлива и конкурентна цена. Според заявителя, двегодишният регулаторен период кореспондира с променящия се и динамичен сектор, в който дружеството осъществява лицензионните си дейности и, в който ежедневно е изложено на влиянието на систематични и демографски фактори, действащи както в икономиката като цяло, така и в лицензираната територия, с които е принудено да се съобразява и, които оказват пряко

влияние върху финансово-икономическото му състояние и процесите по прогнозиране и планиране. Началото на нов регулаторен период е предшествано от редица дейности, целящи набиране на първична информация, нужна за правилното прогнозиране и планиране на бъдещите дейности. В условията на променяща се заобикаляща среда, продългосрочните периоди компрометират възможността за коректно прогнозиране и планиране и са предпоставка за несъвпадение между действителните и прогнозните данни. По този начин дружеството бива поставено в невъзможност, при отчитане несигурността на бъдещи събития, да осъществява ефективно лицензионните си дейности и да изпълнява бизнес плана си, както и да очаква справедлива възвръщаемост, при отчитане на действителните ценообразуващи параметри, въпреки ежедневните усилия за преодоляване на трудностите и стремежа към промяна на нагласата на населението и бизнеса към използването на природния газ като енергиен източник.

Предвид гореизложеното, предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените с продължителност от 2 години (от 2025 до 2026 г.) попада в обхвата на чл. 3, ал. 2, от НРЦПГ и ще осигури на дружеството възможност да реализира инвестиционната и производствената си програма.

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 (НГП) 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. НГП, разпределени по групи клиенти, за дейността „разпределение на природен газ“ са представени в таблица № 1:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 1

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	хил. лв.	2474	2313
ОА и търговски	хил. лв.	3058	2859
Битови	хил. лв.	5265	4938
Общо	хил. лв.	10 797	10 109

Получените от дружеството високи резултативни цени за дейността „разпределение на природен газ“ са довели до изготвяне от страна на „Аресгаз“ ЕАД на предложение за по-ниски от получените пределни цени. За тази цел, заявителят е приложил 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. Използваните коригиращи коефициенти са следните: за промишлени клиенти: (...)%; за ОА и търговски клиенти: (...)% и за битови клиенти: (...)%.

Коригираните необходими приходи 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	2025 г.	2026 г.
Промислени	хил. лв.	1051	982
ОА и търговски	хил. лв.	1492	1395
Битови	хил. лв.	2723	2554
Общо	хил. лв.	5267	4931

Необходимите приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 3:

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 3

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	хил. лв.	10	10
ОА и търговски	хил. лв.	14	14
Битови	хил. лв.	69	72
Общо	хил. лв.	93	96

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, са представени в таблица № 4:

Общо разходи по дейности

Таблица № 4

Наименование	Мярка	2025 г.	2026 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	хил. лв.	8573	8042	16 615	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	8518	7986	16 504	99%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	55	57	112	1%

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 отчетни, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база. 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, в т.ч.: разходи за данък върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от отчета 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, в съответствие с чл. 10, ал. 4 от НРЦПГ.

Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозировал разходите си за периода 2025 – 2026 г. въз основа на стойностите им от базисната година, като са взети предвид отчетните стойности на реализираните разходи през 2023 г. и през част от 2024 г., като за месеците от текущата година, които не могат да бъдат отчетни, са използвани стойности на принципа „продължаваща дейност“, с прилагане на подхода за екстраполация на данни. По този начин разходите за 2024 г. са в съответствие с постигнатите нива от 2023 г., като отразяват както промените в оперативната дейност в търсене оптимизиране на процесите и осигуряване на парични средства, достатъчни да обезпечат изпълнението на договорните отношения в търсене на баланса между ниво на

разходите и мащаба на дейностите, така и промените в микро и макроикономическата среда, в която функционира дружеството. Влияние върху стойностите на разходите оказват: брой клиенти – по отношение на стойността на разходите за канцеларски материали, пощенски разходи, телефони и абонаменти, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи, разходи за маркетинг и реклама, експертни и одиторски разходи; приходи – по отношение на разходите за данъци и такси; изградена газоразпределителната мрежа – по отношение на стойностите на разходите за абонаментно поддържане и аварийна готовност, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, разходи за маркетинг и реклама; нетекущи активи (газоразпределителната мрежа и съоръжения) – по отношение на разходите за застраховки, въоръжена и противопожарна охрана, вода, отопление и осветление; брой на офисите и персонала – по отношение на разходите за вода, отопление и осветление, разходите за наеми, охрана на труда, командировки и обучение на персонала; брой на съоръженията – по отношение на разходите за проверка на уреди; потребление на природен газ – по отношение на разходите за одорант, разходите за загуби на газ, както и лицензионните задължения на заявителя – по отношение на разходите за публикации, лицензионни такси, експертни и одиторски разходи. Заявителят е отбелязал, че тези параметри са в основата и на постигнатите отчетни и отчетно-прогнозни стойности на разходите, като дружеството счита за безспорна необходимостта от извършването им. Същевременно, дружеството счита, че не във всеки случай е необходимо разходите да бъдат прогнозирани, тъй като те са съпътстващи дейността му и се извършват при условията на установени лицензионни задължения и договорни отношения с трети страни, при което определящи са и пазарните нива, и търсенето на баланса между интересите на дружеството и интересите на третата страна, при установяването на договорните отношения. В условията на непредсказуема микро и макроикономическа обстановка това е фактор, имащ все по-силно влияние върху нивата на разходите в дългосрочен план. Всеки от прогнозните разходи би могъл да бъде параметризиран в един условен среднопретеглен измерител – функция от базата и съответния определящ параметър, с помощта на формулен апарат, при който прогнозната стойност на съответния разход се разделя на определящия параметър.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Аресгаз” ЕАД е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 99% от общия обем разходи и намаляват от 8518 хил. лв. през 2025 г. на 7986 хил. лв. през 2026 г.

Условно-постоянните разходи представляват (...) % от разходите за дейността „разпределение на природен газ“, със следното разпределение:

Разходите за материали представляват (...) % от УПР за дейността, прогнозирани с постоянен размер от (...) хил. лв. в годишен аспект, като включват само *разходи за канцеларски материали*, прогнозирани в съответствие със стойността им за отчетната и базисната година.

Разходите за външни услуги представляват (...) % от УПР и се увеличават от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базисната година, в годишен размер от (...) хил. лв.;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база нормативна уредба, в т.ч. лицензионни такси, планирани 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. Увеличават се от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в размер на (...) хил. лв. годишно, прогнозирани в съответствие със стойността им за базисната година;

- *разходи за абонаментно поддържане*, в размер на (...) хил. лв. годишно, прогнозирани спрямо стойността им за базисната година;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана* – в размер на (...) хил. лв., прогнозирани в съответствие със стойността им за отчетната и базисната година;

- *разходи за наеми* – в размер на (...) хил. лв., прогнозирани в съответствие със стойността им за отчетната и базисната година. Лицензиантът е представил справка в табличен вид за действащите, сключени от дружеството договори за наем, ведно със съответните договорни условия, относими към прогнозираните разходи за наем;

- *разходи за проверка на уреди*, планирани в размер на (...) хил. лв. годишно за двете години от регулаторния период, на база стойността им за отчетната и базисната година;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. годишно, прогнозирани в съответствие със стойността им за базисната година;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, в размер на (...) хил. лв. годишно за периода, прогнозирани в съответствие със стойността им за отчетната и базисната година.

Разходите за амортизации представляват (...) % от УПР, като намаляват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват (...) % от УПР и нарастват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г. Включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление, прогнозирани спрямо стойността им за отчетната и базисната година. Според предоставената от дружеството обосновка, прогнозният брой на персонала за обособена територия „Запад“ за периода 2025 – 2026 г. обхваща брой на персонала, зает в разкрити офиси от населените места в обхвата на територията – (...) бр. и брой на персонала от централния офис на дружеството в гр. София – (...) бр. Освен персонала, назначен на трудов договор, дружеството има взаимоотношения с персонал, нает по граждански договор. Този персонал не е включен в указания по-горе брой на персонала за обособената територия, с възприемането на подхода за указване на персонала съгласно щатното разписание. Персоналът на дружеството е общ за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ“, докато разходите за този персонал са разпределени между двете дейности в съотношение (...) % към (...).

Разходите за социални осигуровки представляват (...) % от УПР, като нарастват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г.

Други разходи, представляващи (...) % от УПР – (...) хил. лв. годишно за периода, прогнозирани на база стойността им за отчетната и базисната година, като включват: *разходи за охрана на труда*, в размер на (...) хил. лв. годишно; *разходи за маркетинг и реклама* – (...) хил. лв. годишно; *разходи за командировки и обучение на персонала* – (...) хил. лв. годишно; *разходи за публикации*, прогнозирани по (...) лв. годишно за периода.

Променливите разходи, представляват около (...) % от общите разходи за тази дейност. Тези разходи пряко зависят от пренесените и доставени количества природен газ и включват: *разходи за одорант*, в зависимост от планираните продажни количества природен газ, прогнозирани с норма (...) лв./MWh, като възлизат на приблизително (...) хил. лв. средногодишно през регулаторния период, както и *разходи, свързани със загуби на природен газ*, планирани като (...) % от прогнозната консумация на природен газ.

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

Тези разходи представляват 0,7% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността са в размер на 54,9 хил. лв. за 2025 г. и се увеличават на 56,6 хил. лв. за 2026 г.

Условно-постоянните разходи представляват (...) % 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, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, представляват *разходи за канцеларски материали*, като размерът им от (...) лв. годишно остава непроменен през регулаторния период.

Разходите за външни услуги представляват (...) % от разходите за дейността, планирани в съответствие с отчетната и базисната година – (...) хил. лв. за 2025 г. и (...) хил. лв. за 2026 г., в т.ч. разходи: *за наеми* – средно по (...) хил. лв. годишно; *за данъци и такси* – средно по (...) хил. лв. годишно; *пощенски разходи, телефони и абонаменти* – средно по (...) хил. лв. на година; *за експертни и одиторски услуги* – по (...) хил. лв. на годишна база, както и *за вода, отопление и осветление* – средно по (...) хил. лв. годишно.

Разходите за амортизации представляват (...) % от разходите, предвидени за дейността и намаляват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2026 г.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, планирани спрямо базисната година, като размерът им от (...) хил. лв. през 2025 г. нараства на (...) хил. лв. през 2026 г.

Разходи за социални осигуровки, прогнозиран в размер на (...) % от УПР, планирани спрямо базисната година, като средногодишният им размер е (...) хил. лв. през регулаторния период.

Други разходи, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, планирани по (...) хил. лв. годишно в съответствие с отчетната и базисната година, в т.ч. разходи: *за охрана на труда* – (...) лв. годишно; *за маркетинг и реклама* – (...) лв. на годишна база; и *за командировки и обучение на персонала* – (...) лв. на година и *разходи за публикации* – по (...) лв. годишно.

Дружеството не е планирало **променливи разходи** за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период.

Разходите за лицензионните дейности са разпределени от заявителя, както следва:

- в съотношение (...) % към (...) % между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са разпределени разходите за: горива, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, наеми, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални разходи, командировки и обучение на персонала, охрана на труда, реклама, публикации, експертни и одиторски разходи;

- на (...) % към дейността „разпределение на природен газ“ са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата;

- на (...) % към дейността „снабдяване с природен газ“ са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

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 № 5 и 6:

*Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)**Таблица № 5*

№	Позиция	2025 г.	2026 г.
1.	Балансова стойност на дълготрайните материални активи (ДМА)	82 568	76 767
2.	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	77	54
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	3095	3027
4.	Необходим оборотен капитал	242	245
5.	Регулаторна база на активите	79 791	74 039
6.	Норма на възвръщаемост, %	2,9%	2,9%
7.	Възвръщаемост	2279	2123
8.	Разходи, в т.ч.:	8518	7986
8.1.	УПР	8501	7968
8.2.	Променливи разходи	17	18

*Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)**Таблица № 6*

№	Позиция	2025 г.	2026 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	71	67
2.	Балансова стойност на ДНА	9	6
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	1242	1291
5.	Регулаторна база на активите	1322	1364
6.	Норма на възвръщаемост, %	2,9%	2,9%
7.	Възвръщаемост	38	39
8.	Разходи, в т.ч.:	55	57
8.1.	УПР	55	57
8.2.	Променливи разходи	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).

От представената обосновка е видно, че при изчисляване на разходите за покупка на природен газ, дружеството е използвало четири параметъра: прогнозна консумация на природен газ за регулаторния период; утвърдена цена на обществения доставчик; прогнозни цени за достъп и пренос на преносния оператор и прогнозна стойност на неустойки по договорите за покупка на природен газ.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Като източник на средства за инвестиции дружеството предвижда използването на дългосрочни и краткосрочни заеми, които ще осигурят финансиране на инвестиционните му програми.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД за периода 2025 – 2026 г. среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала е 2,86%, изчислена при (...) % дял на привлечения капитал, с норма на възвръщаемост 2,86%. Съгласно предоставената обосновка, привлеченият капитал, отразен в капиталовата структура на дружеството представлява остатъчната главница на дългосрочен заем към основния акционер на дружеството – (...).

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 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 официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business и на Българската народна банка (БНБ).

Във връзка със заложената от дружеството капиталова структура от (...) % собствен капитал и (...) % привлечен капитал, МОКА е неприложим за изчисляване на нормата на възвръщаемост на собствения капитал.

Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопотеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2025 – 2026 г. в размер на 2,86%, изчислена при (...) % дял на привлечения капитал с норма на възвръщаемост от 2,86%.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

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 по групи клиенти в таблици № 7 и 8:

Прогнозна консумация

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	MWh/год.	40 406	40 406
ОА и търговски	MWh/год.	44 557	44 557
Битови	MWh/год.	65 564	71 427
Общо:	MWh/год.	150 526	156 389

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 8

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	бр.	38	38
ОА и търговски	бр.	408	408
Битови	бр.	8690	8936
Общо:	бр.	9136	9382

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 дълготрайните материални активи (ДМА) за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА. Стойностите на коефициентите за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти не се променят през 2025 и 2026 г. и са: за

промишлените клиенти коефициентът в размер на (...), за общественно-административните и търговски клиенти в размер на (...) и за битовите клиенти в размер на (...).

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 намалява за промишлените клиенти от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г., за общественно-административните и търговски клиенти намалява от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г.

Коефициентите за разпределяне 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 коефициентите се променят през периода, както следва: за промишлените клиенти намалява от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г., за общественно-административните и търговски клиенти намалява от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2025 г. на (...) през 2026 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

Съгласно 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

Съгласно 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).

Изчислените от „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за обособена територия „Запад“ са посочени в таблица № 9:

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

Таблица № 9

Групи клиенти	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	59,26	0,26
ОА и търговски	66,43	0,31
Битови	74,56	1,03

Предложените за утвърждаване от дружество цени, след прилагане на коригиращи коефициенти за регулаторен период 2025 – 2026 г., са посочени в таблица № 10:

Коригирани цени

Таблица № 10

Групи клиенти	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	25,17	0,26
ОА и търговски	32,42	0,31
Битови	38,56	1,03

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

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-60-18 от 30.09.2024 г. от „Аресгаз“ ЕАД данни и обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

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 и 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 разходи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, съгласуване на работен проект за газопроводното отклонение, одобряване на работния проект от общината, издаване на разрешение за строеж, сключване на договор за Независим строителен надзор; разходи по организация и безопасност на движението, изготвяне на ексекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

За регулаторен период 2025 – 2026 г. заявителят не предвижда изменение на действащите цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“ са посочени в таблица № 11:

Цени за присъединяване

Таблица № 11

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./клиент)
Промислени:	
до 4,224 MWh	3146
до 21,124 MWh	4158
над 21,124 MWh	4532
ОА и търговски:	
до 0,739 MWh	1485
до 4,224 MWh	1760
над 4,224 MWh	1815
Битови	534

Забележка: предложените цени са в лева, без ДДС.

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

Изказвания по т.3.:

Докладва М. Димитров. Докладът е аналогичен на тези от предходните две точки и отново е за „Аресгаз“ ЕАД, но за обособена територия „Запад“, за регулаторен период 2025 – 2026 г. Докладът на работната група е приет от Комисията на закрито заседание и

публикуван на интернет страницата. Проведени са открито заседание и обществено обсъждане, в които е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с доклада на работната група.

В определения срок не са постъпили възражения или становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Запад”.

М. Димитров представи диспозитива на проекта на решение:

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 „Аресгаз“ 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 за обособена територия „Запад”, за регулаторен период с продължителност от две години, както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти;

1.3. За битови клиенти.

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

Необходими годишни приходи;

Количества природен газ;

Норма на възвръщаемост на капитала.

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

3.1. За промишлени клиенти;

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти;

3.3. За битови клиенти.

4. Ценови компоненти на цените по т. 3:

4.1. Цена на природния газ;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ;

4.2.1. За промишлени клиенти;

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти;

4.2.3. За битови клиенти.

5. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи;

Количества природен газ;

Норма на възвръщаемост на капитала.

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад”, както следва:

6.1. За промишлени клиенти с максимален часови разход;

6.2. За обществено-административни и търговски клиенти с максимален часови разход;

6.3. За битови клиенти.

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдител 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.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

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 „Аресгаз“ 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 за обособена територия „Запад“, за регулаторен период с продължителност от две години, както следва:

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

- | | |
|--|----------------|
| 1.1. За промишлени клиенти | 25,17 лв./MWh; |
| 1.2. За обществено-административни и търговски клиенти | 32,42 лв./MWh; |
| 1.3. За битови клиенти | 38,56 лв./MWh. |

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

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 5267 хил. лв.; за 2026 г. – 4931 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 150 526 MWh/год.; за 2026 г. – 156 389 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 2,86%.

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

- | | |
|--|----------------|
| 3.1. За промишлени клиенти | 76,15 лв./MWh; |
| 3.2. За обществено-административни и търговски клиенти | 76,20 лв./MWh; |
| 3.3. За битови клиенти | 76,92 лв./MWh. |

4. Ценови компоненти на цените по т. 3:

- | | |
|--|----------------|
| 4.1. Цена на природния газ: | 75,89 лв./MWh; |
| 4.2. Цени за снабдяване с природен газ: | |
| 4.2.1. За промишлени клиенти | 0,26 лв./MWh; |
| 4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти | 0,31 лв./MWh; |
| 4.2.3. За битови клиенти | 1,03 лв./MWh. |

5. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 93 хил. лв.; за 2026 г. – 96 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 150 526 MWh/год.; за 2026 г. – 156 389 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 2,86%.

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад”, както следва:

6.1. За промишлени клиенти с максимален часови разход:

до 4,224 MWh	3146 лв./клиент;
до 21,124 MWh	4158 лв./клиент;
над 21,124 MWh	4532 лв./клиент.

6.2. За общественно-административни и търговски клиенти с максимален часови разход:

до 0,739 MWh	1485 лв./клиент;
до 4,224 MWh	1760 лв./клиент;
над 4,224 MWh	1815 лв./клиент;

6.3. За битови клиенти 534 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 снабдител 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.

В заседанието по **точка трета** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов и Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за”** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията, след 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 изискваните 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 обществения 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, общественно-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 обосноващите 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 прогнозираните 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.
Промислени	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.
Промислени	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 прогнозирал 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 отчета 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*, прогнозиран 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, прогнозирани 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*, прогнозирани 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, прогнозирани 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., прогнозирани 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.

Изказвания по т.4.:

Докладва Р. Тахир. Административното производство е образувано по подадено в Комисията заявление 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.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад от 22.11.2024 г. Докладът и проектът на решение са приети от КЕВР и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на ЗЕ и 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.

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.

Р. Тахир представи диспозитива на проекта на решение:

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;*
 - 1.2. *За обществено-административни и търговски клиенти;*
 - 1.3. *За битови клиенти.*
 2. *Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:*

Необходими годишни приходи;
Количества природен газ;
Норма на възвръщаемост на капитала.
 3. *Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:*
 - 3.1. *За промишлени клиенти;*
 - 3.2. *За обществено-административни и търговски клиенти;*
 - 3.3. *За битови клиенти.*
 4. *Ценови компоненти на цените по т. 3:*
 - 4.1. *Цена на природния газ;*
 - 4.2. *Цена за снабдяване, както следва:*
 - 4.2.1. *За промишлени клиенти;*
 - 4.2.2. *За обществено-административни и търговски клиенти;*
 - 4.2.3. *За битови клиенти.*
 5. *Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2. са, както следва:*

Необходими годишни приходи;
Количества природен газ;
Норма на възвръщаемост на капитала.
 6. *Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Ботевград, както следва:*
 - 6.1. *За промишлени клиенти;*
 - 6.2. *За обществено-административни и търговски клиенти;*
 - 6.3. *За битови клиенти.*
- II. Цените по т. I.3 се изменят ежесмесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдител 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.*
- От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

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 снабдител 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.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов и Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.5. Комисията, след като разгледа подаденото от „Севлиевогаз-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 Севлиево, за регулаторен период с продължителност от три години, доклад с вх. № Е-ДК-1296 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-15-26-9 от 13.09.2024 г. от „Севлиевогаз-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 Севлиево, за регулаторен период 2025 – 2027 г. Със Заповед № З-Е-245 от 18.09.2024 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-15-26-8 от 13.09.2024 г. на „Севлиевогаз-2000“ АД за одобряване на бизнес план за периода 2025 – 2027 г.

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 и подгрупи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./клиент/месец)
----------------------------	--------------------------	------------------------------	---------------------------------------

Промислени:			
до 50 000 MWh	15,85	0,65	
над 50 000 MWh	3,47	0,65	
Обществено-административни и търговски:			
до 30 MWh	24,74		7,28
над 30 MWh	21,28	0,91	
Битови	24,85		3,01

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

След извършена проверка на заявление с вх. № Е-15-26-9 от 13.09.2024 г. и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-26-9 от 25.09.2024 г. от дружеството е изискано да представи в Комисията: преработено заявление за утвърждаване на цени, от което да са видни конкретните предложени за утвърждаване цени за съответната лицензионна дейност, по група/подгрупа клиенти, както и регулаторният период; преработен електронен модел на цените, в който в „Разходи за външни услуги“, „Други разходи“ не включва разходи за лихви по овърдрафт и банкови такси, които за целите на ценовото регулиране в съответствие с чл. 10, ал. 4 от НРЦПГ не се включват в състава на признатите от Комисията разходи, нормата на възвръщаемост на собствения капитал да бъде изчислена на база актуални данни, публикувани на официалната интернет страница на Aswath Damodaran – Stern School of Business и Българската народна банка, а също така сумите по предвидения за използване кредит-овърдрафт да бъдат отразени, предвид Решение № Р-466 от 16.06.2023 г. на КЕВР. Изискани са също така обосновки за: предложената продължителност на регулаторния период; промяната на тарифната структура – обособяване на подгрупи за групата на обществено-административните и търговски клиенти; предложения подход при определянето на цените за присъединяване в левове за едно присъединяване; предвидените за дейност „разпределение с природен газ“ „Други разходи“ в перо „Други разходи“; данни за прогнозирания брой автомобили на дружеството по дейности и години; копие на сключен от заявителя договор за кредит-овърдрафт. От заявителя е изискано 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-15-26-9 от 10.10.2024 г. дружеството е представило преработени заявление за утвърждаване на цени и електронен модел, ведно с изисканите документи, обосновки и данни. Предложените от „Севлиевогаз-2000“ АД 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 и подгрупи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени:		
до 50 000 MWh	15,82	0,68
над 50 000 MWh	3,44	0,68
Обществено-административни и търговски:		
до 30 MWh	24,63	1,00
над 30 MWh	21,17	1,00
Битови	24,48	2,56

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

С писмо с изх. № Е-15-26-9 от 11.11.2024 г. от „Севлиевогаз-2000“ АД е изискано

да представи коригиран електронен модел на цените, съдържащ преработена таблица 1-Б „Амортизационен план - разпределение“, в която в т. 1 – отчетна стойност на активите, т. 2 – годишна амортизационна квота, т. 3 – начислено до момента амортизации и т. 4 – балансова стойност на активите“ не се сумират стойностите на дълготрайните материални активи, изградени за сметка на приходи от присъединяване, както и документи, доказващи посочените суми в размер на 7491 хил. лв. (отчетна стойност на активите) и 5864 хил. лв. (амортизации, начислени към началото на регулаторния период) в таблица „Амортизационен план – ДМА, изградени за сметка на приходите от присъединяване“. С писма с вх. № Е-15-26-9 от 14.11.2024 г. и вх. № Е-15-26-9 от 21.11.2024 г. „Севлиевогаз-2000“ АД е представило изисканата информация и коригиран електронен модел на цените. Предложените за утвърждаване цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, са представени в таблица № 3:

Таблица № 3

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени:		
до 50 000 MWh	15,54	0,68
над 50 000 MWh	3,38	0,68
Обществено-административни и търговски:		
до 30 MWh	24,20	1,00
над 30 MWh	20,80	1,00
Битови	24,06	2,56

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-1296 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. 4 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. В откритото заседание чрез програмата за съобщения Skype дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Севлиевогаз-2000“ АД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 04.12.2024 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, по време на което изпълнителният директор на „Севлиевогаз-2000“ АД не е изразил възражение 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 „Севлиевогаз-2000“ АД на територията на община Севлиево.

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

„Севлиевогаз-2000“ АД е титуляр на лицензия № Л-172-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-172-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Севлиево, за срок до 17.12.2039 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-4 от 30.01.2020 г. Комисията е утвърдила на „Севлиевогаз-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 Севлиево за регулаторен период от 2020 до 2024 г.

„Севлиевогаз-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 в бр. 99 от 30.08.2024 г., във вестник „Росица“.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на сключен между „Севлиевогаз-2000“ АД и „Булгаргаз“ ЕАД Договор № 191-244 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-15-26-9 от 16.12.2024 г. „Севлиевогаз-2000“ АД е представило копие на сключен с обществения доставчик Допълнително споразумение № 1 от 06.11.2024 г., с който срокът на договор № 191-244 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). „Севлиевогаз-2000“ АД предлага тарифна структура, която се състои от три групи клиенти: *промишлени, общественно-административни и търговски (ОА и търговски), и битови*. За всяка от двете групи – *промишлени* и *ОА и търговски* клиенти са формирани подгрупи, в зависимост от годишната консумация на природен газ. През новия регулаторен период дружеството предвижда промяна в групата на *ОА и търговските* клиенти чрез обособяване на две подгрупи клиенти – с консумация *до 30 MWh* и *над 30 MWh*. Според заявителя, чрез разделяне на групата на ОА и търговските клиенти, тарифната структура ще бъде приведена в съответствие с действителните разходи, свързани с обслужването на различни клиентски сегменти, като същевременно ще бъде установен по-справедлив и отразяващ разходите механизъм за ценообразуване, ще бъдат създадени стимули за клиентите да увеличат потреблението си и да използват оптимално капацитета на инсталациите си мощности.

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

1. Регулаторен период

Предложеният от „Севлиевогаз-2000“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от три години – от 2025 до 2027 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.

Дружеството счита, че предвид динамичния характер на търсенето и предлагането на природен газ, очакваните увеличения на разходите, предизвикателствата при дългосрочното им прогнозиране, както и относителната нестабилност на цените на материалите и строителството, свързани с лицензионните дейности, тригодишен регулаторен период е по-подходящ и ще позволи по-ефективно изпълнение на заложените параметри.

Предложената продължителност на регулаторния период на цените от три години (от 2025 до 2027 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 обосноващите 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 № 4 и 5:

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

Таблица № 4

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	720	751	780
ОА и търговски	213	222	230
Битови	655	693	729
Общо	1588	1666	1740

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

Таблица № 5

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	79	86	80
ОА и търговски	9	11	11
Битови	59	75	88
Общо	147	172	179

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 № 6:

Общо разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 6

Наименование	2025 г.	2027 г.	2026 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	1532	1628	1734	4894	100%
„разпределение на природен газ“	1489	1570	1660	4719	96%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	43	58	74	175	4%

Прогнозираните разходи за регулаторния период включват само разходите, 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 – 2027 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; 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 разходи, оперативни разходи, които не са свързани и/или не са необходими за извършването на лицензионната

дейност, начислените разходи за загуби от обезценка, текущите разходи за начислени провизии и задължения, отписани вземания и текущите разходи за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси, както и други разходи, в съответствие с чл. 10, ал. 4 от НРЦПГ.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Севлиевогаз-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 96% от общия обем разходи и се увеличават от 1489 хил. лв. през 2025 г. на 1660 хил. лв. през 2027 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99,4% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“, планирани с увеличение от 1480 хил. лв. за 2025 г. на 1650 хил. лв. през 2027 г., със следното разпределение:

Разходите за материали представляват 8,7% от УПР за дейността, планирани 135 хил. лв. за 2025 г., като се увеличават на 137 хил. лв. за 2027 г. и включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, планирани на база среден разход на километър изградена газоразпределителна мрежа и стойността на горивата към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени – 110 лв./км, с прогнозен средногодишен размер от 17,9 хил. лв. за периода. При осъществяване на лицензионните си дейности, дружеството използва 11 (единадесет) автомобила;

- *разходи за работно облекло*, прогнозиран на база персонал, за покупка на лятно и зимно облекло, като съответното облекло се подменя през година – по 2 хил. лв. годишно през регулаторния период;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани по 2 хил. лв. годишно за периода, на база брой нает персонал;

- *разходи за материали за текущо поддържане* – 113,6 хил. лв. през 2025 г. и 114,7 хил. лв. през 2027 г., представляващи разходи, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по газоразпределителната мрежа и съоръженията към нея. Прогнозирани като процент от стойността на вече изградените линейни участъци, като е отчетено и въвеждането на новите линейни участъци.

Разходите за външни услуги представляват 20,1% от УПР, планирани с увеличение от 310 хил. лв. през 2025 г. на 320 хил. лв. за 2027 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозиран като 1,13% от стойността на дълготрайните материални активи – по 38,2 хил. лв. на годишна база за периода и включват имуществена застраховка „Индустриален пожар“, „Кражба чрез взлом“, Гражданска застраховка юридически лица;

- *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, със средногодишен размер от около 8000 лв. за периода;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в размер на 27 хил. лв. през 2025 г., и се увеличават на 30 хил. лв. през 2027 г.;

- *разходи за абонаментно поддържане*, в средногодишен размер от 15 хил. лв. през периода, прогнозиран в зависимост от дължината на обслужваната мрежа. Включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации, както и разходите за поддържане на аварийна готовност;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана*, прогнозиран в зависимост от дължината на изградената газоразпределителна мрежа – средно по 32 хил. лв. годишно за периода;

- *разходи за проверка на уреди*, планирани в размер на 35,1 хил. лв. през 2025 г., и

се изменят на 35,2 хил. лв. за 2027 г. Определени със средна стойност от 4 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански и битови клиенти, при съответната периодичност на проверките;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани като 0,54% от стойността на приходите на база отчетни данни в размер на 62,4 хил. лв. годишно през разглеждания период;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, прогнозирани на база отчетни разходи за базисната година – средно 25 хил. лв. годишно за периода;

- *други разходи* – всички допълнително възникващи разходи за външни услуги, като такси Изипей и Ипей, услуги за дезинфекция, дезинсекция, дератизация (ДДД), зареждане и ремонт на пожарогасители, технически преглед на автомобили и машини, такси, в т.ч. за членски внос и др. – общо около 65 хил. лв. годишно, прогнозирани въз основа на отчетни данни.

Разходите за амортизации представляват 19,3% от УПР, като се увеличават от 295 хил. лв. през 2025 г. на 307 хил. лв. през 2027 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ. Дружеството е представило амортизационен план на активите по видове и години.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 42,3% от УПР, включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозирани средно по 661 хил. лв. годишно за периода, на база средна работна заплата и зает персонал, като за дейност „разпределение на природен газ“ е предвиден персонал от 15 (петнадесет) човека.

Разходите за социални осигуровки представляват 6,6% от УПР, със средногодишен размер от 102 хил. лв. през периода, представляващи съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Сумата е обвързана с прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

Социални разходи – предвидените в социалната програма на дружеството разходи за персонала, 10 хил. лв. годишно.

Други разходи представляват 2,4% от УПР и включват допълнителните разходи във връзка с административната дейност на дружеството, в т.ч. транспортни разходи, командировки и обучения на персонала, охрана на труда, разходи за публикации, и други като поддържане на тревни площи и представителни разходи – общо 38 хил. лв. средногодишно.

Променливите разходи, представляват 0,6% от общите разходи за тази дейност, като включват разходи за *одорант* и *материали за текущо поддържане*.

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 2,4 mg/MWh и цената на одоранта, а именно: 5 хил. лв. за 2025 г. и намалява на 4,9 хил. лв. за 2027 г. *Материалите за текущо поддържане* включват разходите за поддръжка на таблата, прогнозирани в размер на 4 хил. лв. средногодишно.

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

Тези разходи представляват 4% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността през разглеждания период са в размер на 43 хил. лв. за 2025 г., с увеличение на 74 хил. лв. през 2027 г.

Условно-постоянните разходи 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 външни услуги – 23,9% от УПР, като включват *разходи за данъци и такси* – 14 хил. лв. средногодишно.

Разходите за амортизации представляват 18,8% от УПР, планирани със средногодишен размер от 16 хил. лв. за 2026 и 2027 г.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял 49,6% от УПР, като размерът им е 29 хил. лв. средногодишно, прогнозиран въз основа на средна работна за заплати на персонал от 1 (един) човек, зает в тази дейност.

Разходи за социални осигуровки, прогнозирани в размер на 7,7% от УПР, като средногодишният им размер е 4 хил. лв. през разглеждания период. Разходите представляват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Стойността им е изчислена спрямо прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

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

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 № 7 и 8:

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

Таблица № 7

№	Позиция	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1.	Балансова стойност на дълготрайните материални активи (ДМА)	1584	1333	1083
2.	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	10	10	10
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	459	362	266
4.	Необходим оборотен капитал	149	159	169
5.	Регулаторна база на активите	1284	1140	997
6.	Норма на възвръщаемост, %	7,68%	8,46%	8,01%
7.	Възвръщаемост	99	96	80
8.	Разходи, в т.ч.:	1489	1570	1660
8.1.	УПР	1480	1561	1650
8.2.	Променливи разходи	9	9	10

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

Таблица № 8

№	Позиция	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	110	99	77
2.	Необходим оборотен капитал	1244	1239	1234
3.	Регулаторна база на активите	1354	1338	1311
4.	Норма на възвръщаемост, %	7,68%	8,46%	8,01%
5.	Възвръщаемост	104	113	105
6.	Разходи, в т.ч.:	43	58	74
6.1.	УПР	43	58	74

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

За периода 2025 – 2027 г. дружеството предвижда да използва собствени средства и краткосрочно дългово финансиране. От 2023 г. „Севлиевогаз-2000“ АД ползва овърдрафт – краткосрочен кредит за оборотно финансиране, който е с максимален лимит от 4 млн. лв. и срок до 2028 г. Оборотните средства се използват за закупуване на природен газ от обществения доставчик. Предложената от „Севлиевогаз-2000“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2025 – 2027 г. е 8,04%, изчислена при 86,71% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 7,98% и 13,29% привлечен капитал, с норма на възвръщаемост 2,63%, 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 „Севлиевогаз-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 „Севлиевогаз-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 се получава в размер на 0,66 и обща пазарна рискова премия за Р България от 6,07%. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал се получава 7,98%, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала – 8,04%, като тези стойности съвпадат с предложените от заявителя.

Предвид изложеното е обосновано да бъде приета предложената от „Севлиевогаз-2000“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала 8,04%, изчислена при 86,71% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 7,98% и 13,29% привлечен капитал, с норма на възвръщаемост 2,63%, при отчитане на данъчните задължения.

3. 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 (MWh/год.)

Таблица № 9

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	120 730	120 504	120 279
ОА и търговски	10 311	10 110	9917
Битови	29 003	28 684	28 368
Общо	160 044	159 298	158 564

Прогнозен брой клиенти (бр.)

Таблица № 10

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	40	40	40
ОА и търговски	342	342	342
Битови	5620	5640	5660
Общо	6002	6022	6042

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 0,452 през 2025 г. на 0,447 през 2027 г., за ОА и търговските – намалява от 0,134 за 2025 г. на 0,133 за 2027 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,414 през 2025 г. на 0,421 през 2027 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 0,536 през 2025 г. на 0,448 през 2027 г., за ОА и търговските – намалява от 0,062 за 2025 г. на 0,060 за 2027 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,402 през 2025 г. на 0,492 през 2027 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 се увеличава от 0,754 през 2025 г. на 0,759 през 2027 г., за ОА и търговските – намалява от 0,064 за 2025 г. на 0,063 за 2027 г., за битовите клиенти намалява от 0,181 през 2025 г. на 0,179 през 2027 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 „Севлиевогаз-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 Севлиево са посочени в таблица № 11:

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

Таблица № 11

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени:		
до 50 000 MWh	15,54	0,68
над 50 000 MWh	3,38	0,68
ОА и търговски:		
до 30 MWh	24,20	1,00
над 30 MWh	20,80	1,00
Битови	24,06	2,56

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

С оглед гореизложеното и след анализа на представените данни от „Севлиевогаз-2000“ АД в заявление с вх. № Е-15-26-9 от 13.09.2024 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-26-9 от 10.10.2024 г. и коригирания електронен модел на цените от 21.11.2024 г. 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 цени от „Севлиевогаз-2000“ АД ще дадат възможност на заявителя да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2025 – 2027 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 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 с Районна служба „Пожарна и аварийна безопасност“, Главна дирекция „Инспекция за държавен технически надзор“ (ИДТН) и Независим строителен надзор (НСН) – конструктивна част; одобряване на работен проект от общината; издаване на разрешение за строеж; сключване на договор за НСН; издаване на протокол за строителна площадка и ниво на строеж; разходи по организация и безопасност на движението; разходи за проби на якост и плътност; изготвяне на екзекутивна документация; становища по изпълнение

на газопроводното отклонение (ИДТН, община, Агенция по кадастъра); разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия; 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), както и свързване на ГРЗП към газовата инсталация.

Предложените от „Севлиевогаз-2000“ АД цени за присъединяване в лева за едно присъединяване са в съответствие с разпоредбата на чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, съгласно която цените за присъединяване към мрежите се определят в левове за едно присъединяване или в левове на присъединен клиент. Според предоставената подробна обосновка се установи, че дружеството изгражда едно присъединяване за всеки урегулиран поземлен имот (УПИ) на територията на общината, за който ползвателите му заплащат съответната такса за присъединяване в зависимост от заявления от тях максимален капацитет, необходим за целия имот, като на етап изграждане на отклонението за дружеството не от значение броя на отделните клиенти, които ще използват заявения капацитет и кога техният брой ще достигне пълния капацитет на изграденото отклонение. Договорите за присъединяване се сключват с един упълномощен представител на ползвателите на съответния УПИ и са окончателни за съответния имот. На територията на община Севлиево битовите абонати са разделени в четири категории, а именно: от 1 до 6 фамилни ползватели (тази група по допълнително вътрешно решение на дружеството е разделена на две – еднофамилни ползватели и от 2 до 6 фамилни ползватели); от 7 до 16 фамилни ползватели; от 17 до 48 фамилни ползватели. За целите на моделирането на цените за присъединяване на битовите клиенти е извършено проучване на сградния фонд в община Севлиево, като въз основа на данните от проучването, заявителят е извършил осредняване на цените за присъединяване при 100% присъединени клиенти към всяко едно отклонение към кадастралните имоти в общината, както и осредняване броя на клиентите, захранени от едно присъединяване. Данните от изследването сочат, че с най-голям дял са многофамилните къщи и блокове. Следователно, само 11,50% от всички клиенти, собственици на едноетажни жилищни сгради, ще заплатят пълната сума на разходите за едно присъединяване в размер на 1229 лв. Приблизително 70% от крайните битови клиенти на природен газ ще заплатят в зависимост от варианта на присъединяване, реално между 39,97 лв. и 114,70 лв. за присъединяването. В останалите 18,50% от случаите цената, която ще трябва да бъде реално заплатена от един краен битов клиент ще варира в доста широки граници – между 204,83 лв. и 1229 лв., като тя трудно би могла да се прогнозира, тъй като в двуетажните и триетажните жилищни сгради би могло да има от един до шест крайни клиенти. Осреднената стойност при последните е в размер на 717,41 лв. на клиент. В резултат, цената за присъединяване за едно отклонение, прилагана като осреднена цена за битови клиенти при този ценови подход, е 283,98 лв./клиент при оптимистичен вариант (100% присъединени клиенти); 405,68 лв./клиент при реалистичен вариант (70% присъединени клиенти) и 567,96 лв./клиент при песимистичен вариант (50% присъединени клиенти).

Така възприетият подход за моделиране на цените за присъединяване на битови клиенти се базира на пазарен икономически метод, като намалява до минимум риска на дружеството от невъзстановими разходи при изграждане на сградни отклонения към битови клиенти при евентуален отказ на клиенти в имота за използване на природен газ в домакинството. За да бъде изградено съответното отклонение, е необходимо да бъде внесена определената цена за присъединяване за целия УПИ. В тази връзка, при изграждане на отклонението в дружеството не е налична информацията колко от потенциалните ползватели на многофамилните УПИ имат желание и кога ще започнат реалното ползване на природен газ, тъй като с изграждане на отклонението е осигурен целият капацитет, необходим за съответния имот.

За регулаторен период 2025 – 2027 г. заявителят не предвижда изменение на

действащите цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Севлиево, посочени в таблица № 12:

Цени за присъединяване

Таблица № 12

Клиентски групи и подгрупи	Цени (лв./присъединяване)
Промислени:	
до 2110 MWh	6290
до 6335 MWh	7085
до 9505 MWh	7935
над 9505 MWh	8827
ОА и търговски:	
до 130 MWh	1504
до 425 MWh	1659
до 1055 MWh	2202
над 1055 MWh	3164
Битови:	
до 130 MWh	1229
до 425 MWh	1384
над 425 MWh	1928

Забележка: предложените цени са в лева за едно присъединяване, без ДДС.

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

Изказвания по т.5.:

Докладва Р. Тахир. Административното производство е образувано по подадено в Комисията заявление от „Севлиевогаз-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 Севлиево, за регулаторен период 2025 – 2027 г.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад от 22.11.2024 г. Докладът и проектът на са приети от КЕВР с решение от 27.11.2024 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на ЗЕ и НРЦПГ, на 04.12.2024 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание чрез програмата за съобщения Skype дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Севлиевогаз-2000“ АД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него.

На 04.12.2024 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, по време на което изпълнителният директор на „Севлиевогаз-2000“ АД не е изразил възражение 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 „Севлиевогаз-2000“ АД на територията на община Севлиево.

Р. Тахир представи диспозитива на проекта на решение:

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 „Севлиевогаз-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 на територията на община Севлиево, за регулаторен период с продължителност от три години, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:
 - 1.1. За промишлени клиенти;
 - 1.2. За обществено-административни и търговски клиенти;
 - 1.3. За битови клиенти.
2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:
Необходими годишни приходи;
Количества природен газ;
Норма на възвръщаемост на капитала.
3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:
 - 3.1. За промишлени клиенти;
 - 3.2. За обществено-административни и търговски клиенти;
 - 3.3. За битови клиенти.
4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:
 - 4.1. Цена на природния газ;
 - 4.2. Цени за снабдяване с природен газ;
 - 4.2.1. За промишлени клиенти;
 - 4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти;
 - 4.2.3. За битови клиенти;
 - 4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:
Необходими годишни приходи;
Количества природен газ;
Норма на възвръщаемост на капитала.
5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Севлиево, както следва:
 - 5.1. За промишлени клиенти;
 - 5.2. Обществено-административни и търговски клиенти;
 - 5.3. Битови клиенти.

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.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

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 „Севлиевогаз-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 на територията на община Севлиево, за регулаторен период с продължителност от три години, както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти:

до 50 000 MWh 15,54 лв./MWh;

над 50 000 MWh 3,38 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти:

до 30 MWh 24,20 лв./MWh;

над 30 MWh 20,80 лв./MWh;

1.3. За битови клиенти: 24,06 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 1588 хил. лв.; за 2026 г. – 1666 хил. лв.; за 2027 г. – 1740 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 160 044 MWh/год.; за 2026 г. – 159 298 MWh/год.; за 2027 г. – 158 564 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 8,04%.

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

3.1. За промишлени клиенти: 76,57 лв./MWh;

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 76,89 лв./MWh;

3.3. За битови клиенти: 78,45 лв./MWh.

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ: 75,89 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти: 0,68 лв./MWh;

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 1,00 лв./MWh;

4.2.3. За битови клиенти: 2,56 лв./MWh.

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 147 хил. лв.; за 2026 г. – 172 хил. лв.; за 2027 г. – 179 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 160 044 MWh/год.; за 2026 г. – 159 298 MWh/год.; за 2027 г. – 158 564 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 8,04%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Севлиево, както следва:

5.1. За промишлени клиенти:

до 2110 MWh 6290 лв./присъединяване;

до 6335 MWh 7085 лв./присъединяване;

до 9505 MWh 7935 лв./присъединяване;

над 9505 MWh 8827 лв./присъединяване.

5.2. Обществено-административни и търговски клиенти:

до 130 MWh 1504 лв./присъединяване;

до 425 MWh 1659 лв./присъединяване;

до 1055 MWh 2202 лв./присъединяване;

над 1055 MWh 3164 лв./присъединяване.

5.3. Битови клиенти:

до 130 MWh 1229 лв./присъединяване;

до 425 MWh 1384 лв./присъединяване;

над 425 MWh 1928 лв./присъединяване.

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдител 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.

В заседанието по **точка пета** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов и Благой Голубарев.

Решението е взето с **три гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за, Благой Голубарев - за), от които **два гласа** (Александър Йорданов, Благой Голубарев) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2025 г., на „Аресгаз“ 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 за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период с продължителност от две години.

II. Цените по т. I.3 и I.5 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдител 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.

По т.2. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2025 г., на „Аресгаз“ 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 за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период с продължителност от две години.

II. Цените по т. I.3 и I.5 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдител 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.

По т.3. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2025 г., на „Аресгаз“ 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 за обособена територия „Запад“, за регулаторен период с продължителност от две години.

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.

По т.4. както следва:

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.

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.

По т.5. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2025 г., на „Севлиевогаз-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 на територията на община Севлиево, за регулаторен период с продължителност от три години.

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.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-31 от 23.12.2024 г. относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2025 – 2026 г.

2. Решение на КЕВР № Ц-32 от 23.12.2024 г. относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия

„Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2025 – 2026 г.

3. Решение на КЕВР № Ц-33 от 23.12.2024 г. относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“, за регулаторен период 2025 – 2026 г.

4. Решение на КЕВР № Ц-34 от 23.12.2024 г. относно заявление 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.

5. Решение на КЕВР № Ц-35 от 23.12.2024 г. относно заявление от заявление от „Севлиевогаз-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 Севлиево, за регулаторен период 2025 – 2027 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
А. Йорданов

.....
Б. Голубарев

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

МИЛЕН ДИМИТРОВ

(Съгласно Заповед № 1440 от 05.12.2024 г.)

Протоколирал:

Н. Косев - главен експерт