РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране

ПРОЕКТ

Р Е Ш Е Н И Е

№ Ц – …
от …..2026 г.

на закрито заседание, проведено на .... .2026 г., 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 на обособена територия „Запад”, за регулаторен период 2027 – 2028 г., доклад с вх. № Е-ДК-… от …. … .2026 г., както и събраните данни от проведените на ……..2026 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) заявление с вх. № Е-15-60-20 от 30.09.2026 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 и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад”, за регулаторен период 2027 – 2028 г. За извършване на анализ на данните и документите по заявление с Е-15-60-20 от 30.09.2026 г. е сформирана работна група със Заповед № З-Е-269 от 05.10.2026 г. на председателя на КЕВР.

КЕВР с писма с изх. № Е-15-60-20 от 09.10.2026 г., № Е-15-60-24 от 23.10.2026 г., № Е-15-60-24 от 09.11.2026 г. и № Е-15-60-24 от 17.11.2026 г. е изискала от „Аресгаз“ ЕАД допълнителни документи, информация и обосновки относно предложените цени, прогнозираните разходи, договорите за абонаментно поддържане и аварийна готовност, разходите за персонал, капитализираните разходи и други показатели, относими към ценообразуването. Дружеството е представило изисканата информация с писма с вх. № Е-15-60-20 от 15.10.2026 г., № Е-15-60-24 от 28.10.2026 г., № Е-15-60-24 от 12.11.2026 г. и № Е-15-60-24 от 18.11.2026 г.

Цените за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител, които „Аресгаз“ ЕАД със заявление с вх. № Е-15-60-20 от 30.09.2026 г. е предложило за утвърждаване, както следва:

Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител ***Таблица № 1***

Клиентски групи	Цени за пренос (евро/MWh)	Цени за снабдяване (евро/MWh)
Промишлени потребители	14,27	0,16
ОА и търговски потребители	18,47	0,19
Битови	22,24	0,53

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

Дружеството е предложило за утвърждаване цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“, както следва:

Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа *Таблица № 2*

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени за присъединяване (евро/клиент)
Промишлени потребители	
до 4,224 MWh	1608,52
до 21,124 MWh	2125,95
над 21,124 MWh	2317,17
ОА и търговски потребители	
до 0,739 MWh	759,27
до 4,224 MWh	899,87
над 4,224 MWh	927,99
Битови	273,03

Забележка: Цените са без включен акциз и данък върху добавената стойност (ДДС).

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

„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“, издадени със срок до 25.09.2041 г. за обособена територия „Запад“.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката (ЗЕ), цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, подлежат на регулиране от КЕВР. С Решение № Ц-33 от 23.12.2024 г., КЕВР е утвърдила на „Аресгаз“ ЕАД 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.

В изпълнение на разпоредбата на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) „Аресгаз“ ЕАД е оповестило предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване. В тази връзка, дружеството е представило копие на съобщението, публикувано в брой 205 от 31.08.2026 г. на вестник „24 часа“ и на интернет страницата на дружеството.

„Аресгаз“ ЕАД е представило копие на Договор № (…)за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносна мрежа по регулирана цена и копие на допълнително споразумение № (…) към този договор, сключени между дружеството и „Булгаргаз“ ЕАД. Същият е със срок на действие до (…) Аресгаз“ ЕАД е представило и копие на Договор № (…) за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносна мрежа по регулирана цена, сключен смежду дружеството и „Булгаргаз“ ЕАД, който договор е със срок на действие, считано от (…).

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. КЕВР утвърждава групите клиенти по предложение на енергийните предприятия, в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ). През новия регулаторен период „Аресгаз“ ЕАД не предвижда изменение на утвърдените групи от тарифната структура: *промишлени, обществено-административни и търговски* и *битови потребители*.

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

1. Регулаторен период

„Аресгаз“ ЕАД е предложило продължителност на регулаторния период на цените от 2 години, а именно: от 2027 г. до 2028 г. Дружеството е посочило, че регулаторен период с такава продължителност, че предложения регулаторен период с продължителност от две години ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри в бизнес плана и модела „горна граница на цени“, като по този начин ще се постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи реализацията на проектите за газификация, в полза най-вече за крайните потребители, на които ще бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник на справедлива и конкурентна цена. Според разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ при регулиране на цените по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години

2. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно посочената разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: УПР и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. Предложените от дружеството общи разходи за периода, разпределени по дейности и години, са представени в таблица № 3:

Общо разходи по дейности ***Таблица № 3***

Наименование	Мярка	2027 г.	2028 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	хил. евро	**3891**	**3808**	**7699**	**100%**
„разпределение на природен газ“	хил. евро	3862	3777	**7640**	99%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. евро	29	31	**59**	1%

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

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

2.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Предложените от заявителя разходи за дейността „разпределение на природен газ“ съставляват 99,2% от общия обем разходи и намаляват от 3862 хил. евро през 2027 г. на 3777 хил. евро през 2028 г.

Предложените ***УПР*** съставляват (…)% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“ и намаляват от (…) хил. евро за 2027 г. на (…) хил. евро през 2028 г., и са разпределени, както следва:

Разходи за материали – планирани в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и 2028 г., които включват *разходи за канцеларски материали* прогнозирани спрямо отчетените за 2025 г.

Разходите за външни услуги са прогнозирани в размер на (…) хил. евро през 2027 г. и се увеличават на (…) хил. евро за 2028 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и 2028 г.;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и 2028 г., предназначени за лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Комисията за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г.;

- *разходи за абонаментно поддържане*, прогнозирани в размер на (…) хил. евро за 2027 г. с увеличение на (…) хил. евро за 2028 г. Дружеството обосновава, че тези разходи са

прогнозирани на базата на отчетните стойности за 2025 г. и отчетно-прогнозните стойности за 2026 г. с увеличение от (…)% за всяка от годините на регулаторния период и съобразно договор № (…) за абонаментно поддържане и аварийна готовност, сключен с (…) и Допълнително споразумение № (…) към него. Дължимата стойност по договора за лицензираната територия се определя в зависимост от дължина на ГРМ в размер на (…) евро/месец за метър за 2026 г. и брой на потребителите в размер на (…) евро/месец/потребител за 2026 г. Дружеството обосновава прогнозираното увеличение на разходите за абонаментно поддържане и аварийна готовност със (…)% годишно за 2027 и 2028 г. с увеличение на разходите за труд чрез прогнозно нарастване на минималната работна заплата с (…)% за 2027 г., като е посочен и средногодишен ръст от (…)% за периода 2021 – 2026 г.

Дружеството отбелязва, че счетоводното отчитане за 2025 г. е извършено на база на балансовата стойност на активите, вместо на база дължината на ГРМ и броя на потребителите съгласно договора, което е довело до неточно разпределение в счетоводните записи на стойностите по лицензирани територии и не кореспондира с договора. След извършени корекции през 2026 г. в счетоводните записи, разпределението на стойностите по територии съответства на клаузите на договора.

Възлагането на тази услуга на (…) е обосновано с това, че дружеството разполага с необходимия квалифициран персонал, специализирана техника и изградена организация за аварийно обслужване. Изпълнението със собствени ресурси би наложило назначаването на допълнителен персонал, придобиването и поддържането на специализирано оборудване и увеличаване на административните разходи. Дружеството счита, че общата стойност на услугата, предоставяна от (…), е по-ниска от прогнозните разходи за самостоятелно изпълнение, което води до реализиране на пряка икономия за дружеството и оптимизиране на разходите за дейността.

„Аресгаз“ ЕАД е посочило, че цената на услугата по договора с (…) за абонаментно поддържане и аварийна готовност се формира от (…). В цената на услугата са калкулирани и разходите за: трудови възнаграждения и осигуровки, транспорт и гориво, материали, бази и оборудване, общи разходи и надценка;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана* прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и 2028 г.;

- *разходи за наеми* прогнозирани с намаление спрямо отчетените за 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и 2028 г. В тази връзка е представена справка с параметрите на всички договори за наем, както и за новозакупена офис сграда;

- *разходи за проверка на уреди*, прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г. Дружеството обосновава, че тези разходи са прогнозирани на базата на отчетните стойности за 2025 г. и отчетно-прогнозните стойности за 2026 г. в зависимост от броя на измервателните уреди, които се използват в дейността и в съответствие с прогнозни графици за проверки, които се съставят на годишна база. В представената обосновка е посочено, че разходите за проверка на уреди за отчетната 2025 г. не са включени в състава на оперативните разходи, тъй като те са капитализирани в стойността на ГРМ. През 2026 г. тези разходи се отчитат като оперативни разходи;

- *експертни и одиторски разходи* – прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г.;

- *разходи за вода, отопление и осветление* – прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г.;

Разходи за амортизации – прогнозирани в размер на (…) хил. евро за 2027 г. и намаляват на (…) хил. евро за 2028 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

При извършения анализ на прогнозираните разходи за амортизации е установено, че в стойността на дълготрайните материални активи дружеството е включило капитализирани разходи за извършване на метрологични проверки на средствата за търговско измерване през предходни години. В тази връзка, за целите на ценообразуването са изключени капитализираните разходи за извършване на метрологични проверки на средствата за търговско измерване, като съответно са преизчислени разходите за амортизации за

регулаторния период 2027–2028 г. В резултат на това разходите за амортизации за дейността „разпределение на природен газ“ са намалени с (…) евро за всяка от годините 2027 г. и 2028 г.

Разходи за заплати и възнаграждения – прогнозирани в размер на (…) хил. евро за 2027 г., с увеличение на (…) хил. евро за 2028 г.

За персонал, обслужващ повече от една лицензионна територия, дружеството посочва персонала от централния офис в гр. Варна, като използваният критерий за разпределение е броят на потребителите. По отношение на обособена територия „Запад“ дружеството е посочило, че пряко назначеният персонал в градовете от лицензионната територия е (…) служители, към които е разпределен (…) служител от офиса в гр. София. По този начин общата численост на персонала за обособена територия „Запад“ възлиза на (…) служители за всяка от годините 2027 г. и 2028 г., съгласно щатното разписание, без включване на персонала по граждански договори.

Според дружеството прогнозираните разходи за заплати за 2027 г. и 2028 г. са в съответствие с отчетните за 2025 г. и прогнозните за 2026 г., като към прогнозната стойност за 2026 г. е добавено увеличение от (…)% на годишна база. Следва да се отбележи, че това увеличение е приложено върху общата стойност на разходите за заплати от предходния период, а не фиксирано увеличение за конкретна щатна длъжност. Дружеството счита това увеличение за напълно обосновано, с оглед на базата на тези разходи и икономическата среда, в която се извършват лицензионните дейности, същото може да се окаже дори подценено. Като фактори за прогнозираното увеличение са посочени: инфлация; годишна индексация и необходимост от привеждане на възнагражденията в съответствие с целевите пазарни нива, както и съобразени със средна брутна месечна заплата на наети лица по трудово и служебно правоотношение през 2026 г. по данни на НСИ за сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“; необходимост от персонал – незаети, вакантни позиции и най-вече за задържане на настоящи служители; демографска криза и правна регулация – минимална работна заплата и осигуровки. В тази връзка, дружеството посочва, че съгласно данните на НСИ, сектор Енергетиката отчита +19,1% годишен ръст на заплатите през 2026 г. спрямо 2025 г.

При извършения анализ на прогнозираните разходи за заплати и възнаграждения е установено, че „Аресгаз“ ЕАД е предвидило увеличение на тези разходи с 12% годишно за 2027 г. и 2028 г. спрямо предходната година, при запазване на числеността на персонала през регулаторния период. Дружеството обосновава прогнозираното увеличение с инфлационните процеси, необходимостта от индексация на възнагражденията, задържането на квалифициран персонал и привеждането на работните заплати в съответствие с пазарните равнища. Същевременно представената информация не съдържа достатъчно конкретни количествени разчети, които да обосновават необходимостта от ежегодно увеличение на общите разходи за заплати с (…)% при непроменена численост на персонала. При оценката на икономическата обоснованост на прогнозираните разходи за заплати и възнаграждения са отчетени прогнозните макроикономически показатели на Министерството на финансите, включително прогнозираното изменение на компенсацията на един нает за периода 2027–2028 г., публикувани на сайта на Министерството на финансите (https://www.minfin.bg/bg/news/804-4/13518). В тази връзка прогнозните разходи за заплати и възнаграждения са коригирани, като спрямо базовата 2026 г. е приложено увеличение от (…)% за 2027 г. и (…)% за 2028 г. спрямо предходната година. В резултат на извършените корекции разходите за заплати и възнаграждения за дейността „разпределение на природен газ“ са определени в размер на (…) **хил. евро за 2027 г. и** (…) **хил. евро за 2028 г.**, или общо (…) **хил. евро** за регулаторния период.

Разходи за социални осигуровки – прогнозирани в размер на (…) хил. евро за 2027 г., с увеличение на (…) хил. евро за 2028 г. Тези разходи включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно Закона за данъците върху доходите на физическите лица, Кодекса за социално осигуряване, Закона за бюджета на държавното обществено осигуряване, Кодекса на труда и др. Разходите за социални осигуровки представляват (…)% от разходите за възнаграждения на персонала;

При извършения анализ на прогнозираните разходи за социални осигуровки е установено, че същите са определени въз основа на предвидените от дружеството разходи за заплати и възнаграждения за 2027 г. и 2028 г. Предвид извършените корекции на разходите за заплати и възнаграждения за дейността „разпределение на природен газ“, съответно са преизчислени и разходите за социални осигуровки, при запазване на заложеното от дружеството съотношение между разходите за социални осигуровки и разходите за заплати и възнаграждения. В резултат на извършените корекции разходите за социални осигуровки за дейността „разпределение на природен газ“ са определени в размер на (…) **хил. евро за 2027 г. и** (…) **хил. евро за 2028 г.**, или общо (…) **хил. евро** за регулаторния период.

Социални разходи – прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро за 2027 г. и се увеличават на (…) хил. евро за 2028 г.;

Други разходи – прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г., и включват:

- *разходи за охрана на труда/трудова медицина* – прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г.;

- *разходи за реклама* – прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г.

- *разходи за командировки* – прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г. Тези разходи са предвидени и за обучение и безопасност на персонала;

Предложените ***променливи разходи*** съставляват (…)% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“ и включват разходи за:

- *одорант,* прогнозирани в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г. на базата на предвидената за реализация консумация на природен газ при разходна норма от (…) mg/м^3 или (…) евро/MWh;

- *загуби на газ*, прогнозирани в размер на (…) хил. евро за 2027 г. и за 2028 г.

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

Предложените от заявителя разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ представляват 0,8% от общия обем разходи, предвидени от дружеството и се увеличават от 29 хил. евро през 2027 г. на 31 хил. евро през 2028 г.

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

Разходи за материали – планирани спрямо извършените за 2026 г. в размер на (…) евро/годишно за 2027 г. и 2028 г.; като включват *разходи за канцеларски материали*;

Разходите за външни услуги са прогнозирани в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г., като включват:

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г., предназначени за лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Комисията за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г.;

- *разходи за наеми* прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г.;

- *експертни и одиторски разходи* – прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г.;

- *разходи за вода, отопление и осветление* – прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) хил.евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г.;

Разходите за амортизации – прогнозирани в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. за 2028 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходи за заплати и възнаграждения – прогнозирани в размер на (…) хил. евро за 2027 г., с увеличение на (…) хил. евро за 2028 г.;

При извършения анализ на прогнозираните разходи за заплати и възнаграждения за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са приложени същите подход и критерии за оценка на икономическата обоснованост на разходите, както при дейността „разпределение на природен газ“. В тази връзка разходите за заплати и възнаграждения са коригирани, като е приложено увеличение от (…)% за 2027 г. спрямо базовата 2026 г. и (…)% за 2028 г. спрямо предходната година. В резултат на извършените корекции разходите за заплати и възнаграждения за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са определени в размер на (…) **хил. евро за 2027 г. и** (…) **хил. евро за 2028 г.**, или общо (…) **хил. евро** за регулаторния период.

Разходи за социални осигуровки – прогнозирани в размер на (…) хил. евро/годишно за 2027 г. и 2028 г. Тези разходи включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно Закона за данъците върху доходите на физическите лица, Кодекса за социално осигуряване, Закона за бюджета на държавното обществено осигуряване, Кодекса на труда и др. Разходите за социални осигуровки представляват (…)% от разходите за заплати и възнаграждения;

Предвид извършените корекции на разходите за заплати и възнаграждения за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, съответно са преизчислени и разходите за социални осигуровки, при запазване на заложеното от дружеството съотношение между разходите за социални осигуровки и разходите за заплати и възнаграждения. В резултат на извършените корекции разходите за социални осигуровки за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са определени в размер на (…) **хил. евро за 2027 г. и** (…) **хил. евро за 2028 г.**, или общо (…) **хил. евро** за регулаторния период.

Социални разходи – прогнозирани в размер на (…) евро за 2027 г. и (…) евро за 2028 г.;

Други разходи – прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г. и включват:

- *разходи за охрана на труда/трудова медицина* – прогнозирани са спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г.;
- *разходи за маркетинг и реклама* – прогнозирани спрямо извършените през 2026 г. в размер на (…) евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г.
- *разходи за командировки*, предвидени и за обучение и безопасност на персонала в размер на (…) евро/годишно за 2027 г. и за 2028 г.;

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

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

- в съотношение 95/5% между дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са разпределени разходите за: 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 100% към дейността „разпределение на природен газ” са разпределени разходите за: застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата.
- на 100% към дейността „снабдяване с природен газ” са разпределени разходите за данъци и такси за тази дейност.

Въз основа на извършената оценка на прогнозираните разходи за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и направените корекции, икономически обосновани разходи за регулаторния период 2027–2028 г., признати за целите на ценообразуването, са представени в таблица № 4:

Общо разходи по дейности ***Таблица № 4***

Наименование	Мярка	2027 г.	2028 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	хил. евро	**3874**	**3775**	**7649**	**100%**
„разпределение на природен газ“	хил. евро	3846	3746	**7592**	99,25%

„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. евро	28	29	**57**	0,75%

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, е установено, че разходите са свързани с изпълнението на лицензионните дейности. Същевременно при анализа е установена необходимост от коригиране на прогнозираните разходи за заплати и възнаграждения и свързаните с тях разходи за социални осигуровки. Предвид изложеното може да бъде направен извод, че след извършените корекции прогнозните разходи са икономически обосновани.

3. Норма на възвръщаемост на капитала

За финансиране на инвестиционната програма и изграждането на газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад”, „Аресгаз“ ЕАД предвижда да използва привлечени средства от дългосрочни и краткосрочни заеми, получени преди и по време на регулаторния период.

Дружеството е посочило, че дългосрочния заем е получен преди началото на регулаторния период и представлява размера на остатъчната главница на заема към основния акционер на дружеството – AcegasApsAmga S.p.A, като този заем е наследен от прекратеното без ликвидация дружество „Рила газ“ ЕАД. През годините след процедурата по преобразуване на лицензианти, размера на този заем е варирал в определени граници, за да достигне до сегашното си равнище. Лихвеният процент на заема е определен в договора за заем с AcegasApsAmga S.p.A, като съгласно годишния финансов отчет на „Аресгаз“ ЕАД за 2025 г., стр. 37, т. 24, той е в размер на 2,80% и е приложен за 2027 и 2028 г.

Също така, дружеството е посочило, че краткосрочния заем е получен преди началото на регулаторния период и представлява условни заеми на принципа „индивидуални параметри на лицензионната територия при продължаваща дейност“ от финансови институции, които се използват за финансиране на текущата дейност и за финансиране на инвестиционната програма, като средния годишен лихвен процент по тези заеми през 2025 г. е 1,5 % (съгласно годишния финансов отчет на „Аресгаз“ ЕАД за 2025 г., стр. 39, т. 12). Краткосрочните заеми по време на регулаторния период са предвидени в зависимост от параметрите и обхвата на дейността на дружеството и е приложен същия лихвен процент от 1,5% за годините на регулаторния период.

В тази връзка, среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал за регулаторния период 2027 – 2028 г. в размер на 2,78% е образувана от лихвен процент на дългосрочни заеми 2,80% и лихвен процент на краткосрочни заеми 1,50%.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период 2027 – 2028 г. в размер на 2,78%, изчислена при 0% дял на собствения капитал и 100% дял на привлечения капитал, с норма на възвръщаемост в размер на 2,78% е обосновано да бъде приета.

4. 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. евро) ***Таблица № 5***

№	Позиция	2027 г.	2028 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 финансирания	(…)	(…)
4	Необходим оборотен капитал	(…)	(…)

5	Регулаторна база на активите	(…)	(…)
6	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане, %	2,78%	2,78%
7	Възвръщаемост	(…)	(…)
8	Разходи, в т.ч.:	3862	3777
8.1.	УПР	(…)	(…)
8.2.	Променливи разходи	(…)	(…)

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

№	Позиция	2027 г.	2028 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 финансирания	(…)	(…)
4	Необходим оборотен капитал	(…)	(…)
5	Регулаторна база на активите	(…)	(…)
6	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане, %	2,78%	2,78%
7	Възвръщаемост	(…)	(…)
8	Разходи, в т.ч.:	29	31
8.1.	УПР	(…)	(…)
8.2.	Променливи разходи	(…)	(…)

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).

Дружеството обосновава, че за цена на природния газ са използвани данни за (…).

При извършения анализ на представената от „Аресгаз“ ЕАД информация е установено, че през периода 2021–2025 г. дружеството е капитализирало разходи за извършване на метрологични проверки на средствата за търговско измерване, като ги е включило в стойността на дълготрайните материални активи - „разпределителни газопроводи – линейна част и отклонения“. Метрологичните проверки представляват периодично извършвани дейности, свързани с установяване на съответствието на средствата за измерване с приложимите метрологични изисквания и осигуряване на тяхната годност за използване. По своя характер тези дейности са свързани с текущата експлоатация на съществуващите средства за търговско измерване и не водят до придобиване на нов актив или до подобряване на техническите характеристики, капацитета или полезния срок на използване на съществуващ актив. Предвид изложеното, разходите за извършване на периодични метрологични проверки на средствата за търговско измерване не следва да бъдат включвани в стойността на дълготрайните материални активи и съответно в регулаторната база на активите, върху която дружеството получава възвръщаемост на вложения капитал.

В тази връзка, въз основа на представената от дружеството справка за капитализираните разходи за метрологични проверки, са извършени корекции на балансовата стойност на дълготрайните материални активи за обособена територия „Запад“, като същата е намалена със (…) хил. евро за 2027 г. и със (…) хил. евро за 2028 г. Съответно са намалени и разходите за амортизации с (…) хил. евро за всяка от двете години на регулаторния период.

Извършените корекции на балансовата стойност на ДМА и намалените амортизации са представени в таблица № 7:

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

№	Позиция	2027 г.	2028 г.
1	Балансова стойност на ДМА по предложение на дружеството	(…)	(…)
2	Изключена балансова стойност на капитализираните разходи за метрологични проверки	(…)	(…)
3	Коригирана балансова стойност на ДМА	(…)	(…)
4	Намаление на годишните разходи за амортизации	(…)	(…)

Коригираните прогнозни стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта на капитала, разходите и необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ по години за регулаторния период са представени в таблица № 8:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. евро) ***Таблица № 8***

№	Позиция	2027 г.	2028 г.
1	Коригирана балансова стойност на ДМА	(…)	(…)
2	Балансова стойност на ДНА	(…)	(…)
3	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансирания	(…)	(…)
4	Необходим оборотен капитал	(…)	(…)
5	Коригирана Регулаторна база на активите	(…)	(…)
6	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане, %	2,78%	2,78%
7	Коригирана възвръщаемост	(…)	(…)
8	Коригирани разходи, в т.ч.:	3 846	3 746
8.1.	Коригирани УПР	(…)	(…)
8.2.	Променливи разходи	(…)	(…)
9	Коригирани НГП	4661	4490

Предвид извършените корекции на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях разходи за социални осигуровки за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са преизчислени условно-постоянните разходи, необходимият оборотен капитал, регулаторната база на активите, възвръщаемостта на капитала и необходимите годишни приходи за регулаторния период.

Коригираните прогнозни стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта на капитала, разходите и необходимите годишни приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени в таблица № 9:

Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. евро) ***Таблица № 9***

№	Позиция	2027 г.	2028 г.
1	Балансова стойност на ДМА	(…)	(…)
2	Балансова стойност на ДНА	(…)	(…)
3	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансирания	(…)	(…)
4	Необходим оборотен капитал	(…)	(…)
5	Коригирана Регулаторна база на активите	(…)	(…)
6	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане, %	2,78%	2,78%
7	Коригирана възвръщаемост	(…)	(…)
8	Коригирани разходи, в т.ч.:	28	29
8.1.	Коригирани УПР	(…)	(…)
8.2.	Променливи разходи		
9	Коригирани НГП	54	56

5. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи (НГП) за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани от дружеството по години за регулаторния период. НГП за дейността „разпределение на природен газ“, разпределени по години и групи клиенти, са представени в таблица № 10:

Дейност „разпределение на природен газ” ***Таблица № 10***

Клиенти	Мярка	2027 г.	2028 г.
Промишлени потребители	хил.евро	920	888
ОА и търговски потребители	хил.евро	1232	1189

Битови	хил.евро	2528	2448
Общо:	хил.евро	**4680**	**4525**

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

Коригираните необходими приходи от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 11:

Дейност „разпределение на природен газ” ***Таблица № 11***

Клиенти	Мярка	2027 г.	2028 г.
Промишлени потребители	хил.евро	648	625
ОА и търговски потребители	хил.евро	854	825
Битови	хил.евро	1718	1663
Общо:	хил.евро	**3219**	**3112**

В резултат на извършените корекции на разходите и регулаторната база на активите се променят необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“. Коригираните необходими приходи, разпределени по години и групи клиенти са посочени в таблица № 12.

Дейност „разпределение на природен газ” ***Таблица № 12***

Клиенти	Мярка	2027 г.	2028 г.
Промишлени потребители	хил.евро	645	620
ОА и търговски потребители	хил.евро	851	818
Битови	хил.евро	1710	1650
Общо:	хил.евро	**3206**	**3088**

Необходимите годишни приходи, прогнозирани от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са посочени в таблица № 13:

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ ***Таблица № 13***

Клиенти	Мярка	2027 г.	2028 г.
Промишлени потребители	хил.евро	7,24	7,19
ОА и търговски потребители	хил.евро	8,50	8,59
Битови	хил.евро	39,19	41,36
Общо:	хил.евро	**54,93**	**57,14**

В резултат на извършените корекции на разходите и регулаторната база на активите се променят необходимите годишни приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. Коригираните необходими приходи, разпределени по години и групи клиенти са посочени в таблица № 14.

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ ***Таблица № 14***

Клиенти	Мярка	2027 г.	2028 г.
Промишлени потребители	хил. евро	7,23	7,18
ОА и търговски потребители	хил. евро	8,47	8,52
Битови	хил. евро	38,64	40,07
Общо:	хил. евро	**54,35**	**55,78**

6. Прогнозна консумация на природен газ и прогнозен брой клиенти

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството, са представени по години и групи клиенти в таблици № 15 и 16:

Прогнозна консумация на природен газ (MWh/год.) ***Таблица № 15***

Клиенти	2027 г.	2028 г.
Промишлени потребители	44 578	44 578
ОА и търговски потребители	45 341	45 589
Битови	75 166	76 903
Общо:	**165 085**	**167 070**

Прогнозен брой клиенти ***Таблица № 16***

Клиенти	2027 г.	2028 г.
Промишлени потребители	(…)	(…)
ОА и търговски потребители	(…)	(…)
Битови	(…)	(…)
Общо:	**9661**	**9883**

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

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на УПР и възвръщаемостта отчитат стойността на дела на дълготрайните материални активи (ДМА) за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА, като делът на ДМА за газопроводите и съоръжения – линейна част е разпределен чрез дела на максималния часов разход на съответната група в общия максимален часов разход. Стойността на газопроводните отклонения, чрез които клиентите на природен газ се присъединяват към газоразпределителната мрежа, е разделена за съответната група клиенти. Стойностите на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променят, както следва: за промишлени потребители намаляват от (…) през 2027 г. на (…) през 2028 г., за ОА и търговски запазват стойността си от (…) през 2027 г. и 2028 г. и за битовите клиенти се увеличават от (…) през 2027 г. на (…) през 2028 г. Коефициентите за разпределение на променливите разходи по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлени потребители намаляват от (…) през 2027 г. на (…) през 2028 г., за ОА и търговски намаляват от (…) през 2027 г. на (…) през 2028 г. и за битовите клиенти се увеличават от (…) през 2027 г. на (…) през 2028 г.

Коефициентите за разпределение на УПР и възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са получени за УПР на база на броя на клиенти за съответната група клиенти към общия брой клиенти, и за възвръщаемостта на база годишна консумация на съответната група клиенти към общата консумация. Стойностите на коефициента за УПР се променя, както следва: за промишлени потребители намаляват от (…) през 2027 г. на (…) през 2028 г., за ОА и търговски намаляват от (…) през 2027 г. на (…) през 2028 г. и за битовите клиенти се увеличават от (…) през 2027 г. на (…) през 2028 г.. Стойностите на коефициента за възвръщаемостта се променя, както следва: за промишлени потребители намаляват от (…) през 2027 г. на (…) през 2028 г., за ОА и търговски намаляват от (…) през 2027 г. и на (…) през 2028 г. и за битовите клиенти се увеличават от (…) през 2027 г. на (…) през 2028 г.

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

7. Определяне на цени

7.1. Цена за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа

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

При извършения анализ на предложените от „Аресгаз“ ЕАД необходими годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ е установено, че дружеството е приложило коригиращи коефициенти по групи клиенти с цел формиране на цени, по-ниски от получените въз основа на прогнозираните необходими годишни приходи. Според представената обосновка прилагането на тези коефициенти е насочено към постигане на баланс между интересите на дружеството и неговите клиенти, при отчитане на необходимостта от поддържане на конкурентни цени и осигуряване на устойчивост на лицензионната дейност. По този начин дружеството е направило собствена преценка относно дела на необходимите годишни приходи, който не предвижда да възстанови чрез предложените цени. Същевременно „Аресгаз“ ЕАД е заявило, че при служебна корекция на данните в представения ценови модел за обособена територия „Запад“ следва да бъдат изменени и коригиращите коефициенти, така че да се запазят първоначално предложените цени.

В хода на административното производство са извършени корекции на прогнозираните разходи и регулаторната база на активите с оглед признаване на икономически обосновани разходи и определяне на необходимите годишни приходи в съответствие с изискванията на НРЦПГ. Тези корекции не обуславят необходимост от изменение на предложените от дружеството коригиращи коефициенти, тъй като същите представляват самостоятелно приложен от заявителя механизъм за намаляване на резултативните цени, а не елемент от определянето на икономически обоснованите разходи.

Предвид изложеното, за целите на ценообразуването са запазени предложените от „Аресгаз“ ЕАД коригиращи коефициенти за отделните групи клиенти, като същите са приложени към необходимите годишни приходи след извършените корекции. По този начин се запазва направената от дружеството преценка относно относителния дял на необходимите годишни приходи, който не се предвижда да се възстанови чрез цените, като същевременно се отчита резултатът от регулаторния анализ на разходите и регулаторната база на активите.

Изменението на коригиращите коефициенти с цел запазване на първоначално предложените от дружеството цени, независимо от извършеното намаление на признатите разходи и регулаторната база на активите, би ограничило отражението на регулаторните корекции върху цените за клиентите. Това не би съответствало на целта на извършения анализ за определяне на цени въз основа на икономически обосновани разходи при отчитане на интересите на клиентите.

7.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Според чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9 от НРЦПГ. Компонентата цена за снабдяване се определя на основата на необходимите годишни приходи съгласно чл. 9 за снабдяване с природен газ към прогнозното количество природен газ (чл. 19, ал. 3 от НРЦПГ).

В резултат на извършените корекции на прогнозните разходи, регулаторната база на активите и необходимите годишни приходи за двете лицензионни дейности са преизчислени предложените от дружеството цени за регулаторния период. Коригираните цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и за снабдяване с природен газ от краен снабдител са представени в таблица № 17:

Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител ***Таблица № 17***

Клиентски групи	Цени за пренос (евро/MWh)	Цени за снабдяване (евро/MWh)

Промишлени потребители	**14,19**	**0,16**
ОА и търговски потребители	**18,36**	**0,19**
Битови	**22,11**	**0,52**

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

С оглед гореизложеното, от извършения анализ на представените от „Аресгаз“ ЕАД със заявление с вх. № Е-15-60-20 от 30.09.2026 г. данни и подкрепящите ги обосновки е установено, че дружеството е приложило предвидения в НРЦПГ начин на образуване на цените. Същевременно при анализа е установена необходимост от коригиране на отделни ценообразуващи елементи, включително на разходите за заплати и възнаграждения, социални осигуровки, разходите за амортизации и регулаторната база на активите. В резултат на извършените корекции са преизчислени необходимите годишни приходи и съответните цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период 2027–2028 г.

7.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

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

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

За регулаторен период 2027 – 2028 г. заявителят предлага следните цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад” в таблица № 18:

Цени за присъединяване ***Таблица № 18***

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени за присъединяване (евро/клиент)
Промишлени потребители	
до 4,224 MWh	1608,52
до 21,124 MWh	2125,95
над 21,124 MWh	2317,17
ОА и търговски потребители	
до 0,739 MWh	759,27
до 4,224 MWh	899,87
над 4,224 MWh	927,99
Битови	273,03

Забележка: предложените цени са без ДДС.

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

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

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

I. Утвърждава, считано от …….2027 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 на обособена територия „Запад”, за регулаторен период 2027 – 2028 г., както следва:

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

1.1. За промишлени потребители	14,19 евро/MWh;
1.2. За ОА и търговски потребители	18,36 евро/MWh;
1.3. За битови клиенти	22,11 евро/MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2027 г. – 3206 хил. евро; за 2028 г. – 3084 хил. евро;

Количества природен газ: за 2027 г. – 165 085 MWh/год.; за 2028 г. – 167 070 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 2,78%.

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

3.1. За промишлени потребители	58,59 евро/MWh;
3.2. За ОА и търговски потребители	58,62 евро/MWh;
3.3. За битови клиенти	58,95 евро/MWh.
4. Ценови компоненти на цените по т. 3:	
4.1. Цена на природния газ:	58,43 евро/MWh
4.2. Цена за снабдяване, както следва:	
4.1. За промишлени потребители	0,16 евро/MWh;
4.2. За ОА и търговски потребители	0,19 евро/MWh;
4.3. За битови клиенти	0,52 евро/MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2027 г. – 54 хил. евро; за 2028 г. – 56 хил. евро;

Количества природен газ: за 2027 г. – 165 085 MWh/год.; за 2028 г. – 167 070 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 2,78%.

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

5.1. За промишлени потребители	
до 4,224 MWh	1608,52 евро/клиент;
до 21,124 MWh	2125,95 евро/клиент;
над 21,124 MWh	2317,17 евро/клиент;
5.2. За ОА и търговски потребители	
до 0,739 MWh	759,27 евро/клиент;
до 4,224 MWh	899,87 евро/клиент;
над 4,224 MWh	927,99 евро/клиент;
5.3. За битови потребители	273,03 евро/клиент.

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

X

Председател на Комисията за енергийно и водно регулиране

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

X

Главен секретар на Комисията за енергийно и водно регулиране