



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране



Вх. №...../.....2022 г.

ДО
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ
ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КОМИСИЯТА
ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

ДОКЛАД

от

дирекция „Природен газ“ и
дирекция „Правна“

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 и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сопот, за регулаторен период 2023 – 2024 г.*

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-60-1027 от 30.09.2022 г. от „Аресгаз“ ЕАД, с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Сопот, за регулаторен период 2023 – 2024 г.

Със Заповед № 3-Е-1197 от 06.10.2022 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши анализ на заявлението за утвърждаване на цени, при съобразяване на данните от заявление на „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2023 – 2024 г.

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. В тази връзка, с писмо с изх. № 15-60-1026 от 18.10.2022 г. е изискано „Аресгаз“ ЕАД да представи: обосновка за продължителността на предложени регулаторен период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ; копия на договори за наем; данни за прогнозирания брой персонал и автомобилите на дружеството по години и дейности; обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“, както и да посочи дали в представените информация и документи, част от административната преписка, се съдържа търговска тайна, ако се съдържа такава, да посочи съответните информация/документи или тази част от тях, в която се съдържа, като обоснове по какъв начин разкриването на информацията би могло да навреди сериозно на дружеството или на негов служител. С писмо с вх. № 15-60-1027 от 27.10.2022 г. дружеството е предоставило изисканите данни и документи.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, се установи следното:

„Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-333-08 от 12.07.2010 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-333-12 от

12.07.2010 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Сопот, издадени за срок от 35 (тридесет и пет) години.

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 ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-8 от 13.02.2020 г. Комисията е утвърдила на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ, както и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ за територията на община Сопот за регулаторен период от 2020 до 2022 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 копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“, от 01.09.2022 г.

Към момента, заявителят, в качеството си на краен снабдител, не разполага със сключен търговски договор, по който купува природен газ (чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ). „Аресгаз“ ЕАД, в качеството си на краен снабдител, няма сключени търговски договори за закупуване на природен газ за територията на община Сопот, поради факта, че към момента дейности по продажба на природен газ на територията на тази община не се осъществяват и не могат да бъдат осъществени. Договор за закупуване на природен газ се сключва за конкретен изходен пункт на газопреносната мрежа. Такъв към момента не е наличен за територията на община Сопот, като не е известно в кой момент може да бъде наличен. След осигуряване на достъп до газопреносната мрежа и изходен пункт за предаване и приемане на газа, преди започване на дейности по продажба на природен газ на територията на община Сопот, договор за закупуване на природен газ ще бъде сключен.

Съгласно предоставената обосновка, дружеството е предвидило изграждане на отклонение от бъдещия преносен газопровод – Газопроводно отклонение с АГРС Граф Игнатиево до Хисаря – Баня – Карлово – Сопот, включен в утвърдения Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз ЕАД, достигащ близо до град Сопот, както и изграждане на ГРМ през 2024 г., когато ще стартира процесът по присъединяване на клиенти и снабдяването им с природен газ.

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. Групите клиенти се утвърждават от Комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

В зависимост от целите, за които клиентите ползват природен газ, дружеството е диференцирало три групи клиенти: *промишлени, обществено-административни и търговски (ОАиТ), и битови.*

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

1. Регулаторен период

„Аресгаз“ ЕАД предлага регулаторният период на цените да бъде с продължителност 2 години (от 2023 до 2024 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 предложената продължителност на регулаторния период от 2 години е свързана с невъзможността да бъдат съставени дългосрочни прогнози за развитието на газификацията на територията на община Сопот, доколкото инвестиционните намерения на дружеството са в пряка зависимост от инвестиционните намерения на преносния оператор за изграждане на отклонение от газопреносната мрежа, достигащо в близост до територията на гр. Сопот, заложено в десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД като „предвидени възможности за изграждане на нови газопроводни отклонения“, които до момента не са реализирани.

Предвид, че община Сопот няма връзка с газопреносната система на страната, дружеството очаква реализирането на инвестиционните намерения на преносния оператор, за да получи възможност за започване на дейности, свързани с газификацията на общината. Алтернативната възможност за газификация чрез метода „виртуален газопровод“ оскъпява крайната цена на природния газ до неприемливо ниво за потребителите. С оглед на посочените обстоятелства, дружеството предлага регулаторен период с минимално допустимата продължителност.

Предвид гореизложеното, предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените от 2 години (от 2023 до 2024 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 обосноваваните 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:

Клиенти	2023 г.	2024 г.
Промислени	4,17	67,11
ОАиТ	0,17	2,79
Битови	0,02	0,24
Общо:	4,36	70,14

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 изчисляване им, заявителят е приложил следните коригиращи коефициенти, които намаляват НГП: за промислени клиенти: -47,08%; за ОАиТ клиенти: -65,01% и за битови клиенти: -79,79%. Коригираните необходими приходи за дейността „разпределение на природен газ“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 2:

Клиенти	2023 г.	2024 г.
Промислени	2,207	35,519
ОАиТ	0,061	0,977
Битови	0,003	0,048
Общо:	2,272	36,544

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“ (хил. лв.) **Таблица № 3**

Клиенти	2023 г.	2024 г.
Промислени	1,68	11,51
ОАиТ	0,31	2,09
Битови	0,29	1,97
Общо:	2,27	15,57

Получените от дружеството високи резултативни цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са довели до изготвяне от страна на „Аресгаз“ ЕАД на предложение за по-ниски от получените пределни цени. За тази цел, заявителят е приложил следните коригиращи коефициенти: за промишлени клиенти: -92,81%; за ОАиТ клиенти: -97,07% и за битови клиенти: -92,64%. Коригираните необходими приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 4:

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ (хил. лв.) **Таблица № 4**

Клиенти	2023 г.	2024 г.
Промислени	0,12	0,83
ОАиТ	0,01	0,06
Битови	0,02	0,14
Общо:	0,15	1,03

Предложените от заявителя по-ниски цени, получени в резултат горесцитираните корекции, 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.

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 по години, са представени в таблица № 5:

Общо разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 5

Наименование	2023 г.	2024 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	(...)	(...)	(...)	100%
„разпределение на природен газ“	(...)	(...)	(...)	(...)
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	(...)	(...)	(...)	(...)

Съгласно представената обосновка, разходите за дейностите са формирани въз основа на стойностите им от базовата година (отчетно-прогнозни стойности). Влияние върху стойностите на разходите оказват: потреблението на природен газ; броят на клиентите по групи; цената на природния газ, доставян от обществения доставчик и търговци на природен газ; броят на персонала, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите; броят на офисите, складовите площи и транспортните

средства; дължината на ГРМ и броят на съоръженията, монтирани при клиентите, както и броят потенциалните клиенти. .

Годишните разходи са групирани по икономически елементи, като във всяка група са изброени детайлно всички конкретни видове разходи. УПР, които не зависят от количествата природен газ, са прогнозирани по години, без отчитане на инфлация за периода. В разходите за текущ и аварийен ремонт са посочени само разходите за ремонт, които не водят до увеличаване на стойността на активите. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозираните количества природен газ и съответните разходни норми. За нуждите на ценообразуването разходите са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности и съответните им прогнозни стойности на годишна база.

Според заявителя, при определяне на прогнозната стойност на разходите той е използвал условни измерители-коэффициенти, отчитащи „времевия фактор“ на възникване на съответния разход (месеца, в който разходите ще започнат да бъдат извършвани), получени като процентно съотношение между броя на месеците в годината и месеца на възникване на разхода. За отделните разходи стойностите на условните измерители са: за разходите за горива, канцеларски материали, пощенски, телефони и абонаменти, охрана, наеми, вода, отопление и осветление, персонал, командировки, публикации, социални, охрана на труда – (...)%; за разходите за абонаментно поддържане, публикации – (...)% , а без прилагане на условен измерител са разходите за работно облекло, застраховки, такси за лицензии, одорант, загуби на газ по мрежата, реклама. За част от разходите, при отчитане спецификата на съответния разход, не са прогнозирани стойности за 2024 г. За останалите разходи, прогнозните стойности за 2024 г. са формирани на принципа „обща първа параметрична годишна стойност“, с отчитане параметрите на настоящия бизнес план и прилагане на условните измерители.

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 (...)% от общия обем разходи и се увеличават от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

Условно-постоянните разходи представляват (...)% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., разделени, както следва:

Разходите за материали представляват (...)% от УПР за дейността, като за 2023 г. не са планирани разходи, а за 2024 г. са планирани (...) лв., в т.ч. : *разходи за гориво за автотранспорт* - (...) лв. , в зависимост от средномесечния разход на гориво за (...) брой автомобил; *разходи за работно облекло* – (...) лв., в зависимост от планирания брой на персонала за дейността (... бр.) и *разходи за канцеларски материали* – (...) лв., в зависимост от средномесечния разход;

Разходите за външни услуги представляват (...)% от УПР, нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и включват:

- *разходи за застраховки*, планирани като процент от стойността на дълготрайните активи, само за 2024 г. – (...) лв.;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани лицензионни такси (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г., в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, прогнозирани само за 2024 г., в зависимост от броя на офисите и средномесечния разход, в размер на (...) лв.;

- *абонаментно поддържане, аварийна готовност*, прогнозирани само за 2024 г., в размер на (...) лв., в зависимост от дължината на експлоатираната ГРМ;

- *въоръжена и противопожарна охрана*, прогнозирани само за 2024 г. – (...) лв. ;
- *разходи за наем* на сграда, планирани само за 2024 г. – (...) лв. на база средномесечен наем за офиса на дружеството;
- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани в размер на (...) лв. за 2024 г., на база средномесечен разход и в зависимост от броя на офисите.

Разходите за амортизации представляват (...) % от УПР, като се увеличават от (...) лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. Начислените разходи за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линейен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и по години, както и начина на формиране на амортизационните суми за всеки период, общата начислена амортизация за всяка година и балансовата стойност на активите към края на годината.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял (...) % от УПР, прогнозирани за отделите административен и маркетинг и поддръжка на ГРМ, в размер на (...) лв./служител, или (...) хил. лв. за 2024 г. за (...) броя персонал;

Разходи за социални осигуровки, представляват (...) % от УПР, размерът им е (...) хил. лв. за 2024 г., включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

Социални разходи, представляват (...) % от УПР, размерът им е (...) лв. за 2024 г., включват допълнителни разходи за персонала със социална насоченост, в размер на (...) % от разходите за заплати и възнаграждения.

Други разходи, представляват (...) % от УПР, в размер на (...) лв. за 2024 г., включват *разходи за: охрана на труда* – (...) лв.; *реклама* – (...) лв.; *командировки и обучения на персонала* – (...) лв. и *публикации* – (...) лв.

Променливите разходи, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, представляват (...) % от общите разходи за дейността „разпределение на природен газ“, като са планирани за 2024 г., в размер на (...) лв., в т.ч.: *разходи за одорант* – (...) лв., планирани в съответствие с разходна норма от (...) лв./MWh, прогнозните количества природен газ за реализация и цената на одоранта; *разходи, свързани със загуби на природен газ*, прогнозирани в размер на (...) лв., като (...) % от планираните количества природен газ.

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

Тези разходи представляват (...) % от общия обем разходи и включват само УПР, като дружеството не е планирало променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. За 2023 г. дружеството е планирало (...) хил. лв., а за 2024 г. – (...) хил. лв., разпределени по икономически елементи, както следва:

Разходи за материали, с относителен дял от (...) %, прогнозирани само за 2024 г., в размер на (...) лв. и включват разходи за: *горива за автотранспорт* – (...) лв.; *работно облекло* – (...) лв., както *канцеларски материали* – (...) лв.

Разходите за външни услуги представляват (...) % от разходите за дейността, прогнозирани с ръст от (...) лв. през 2023 г. на (...) лв. през 2024 г. и включват:

- *разходи за данъци и такси*, в размер на (...) лв. за 2023 г. и (...) лв. за 2024 г.;
- *пощенски разходи и разходи за телефони*, прогнозирани (...) лв. за 2024 г.;
- *разходи за наем*, планирани (...) лв. на база средномесечен наем за 2024 г.;
- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани (...) лв. на база средномесечен разход за 2024 г.

Разходи за амортизации, представляват (...) % от разходите, предвидени за дейността, като размерът им от (...) лв. през 2023 г. се увеличава на (...) лв. през 2024 г.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, прогнозиран (...) лв. през 2024 г.

Разходи за социални осигуровки, представляват (...) % от разходите за дейността, като размерът им е (...) лв. за 2024 г.

- *социални разходи* – представляват (...) % от разходите за дейността, като размерът им е (...) лв. за 2024 г.

Други разходи, представляват (...) % от разходите за дейността, размерът им е (...) лв. за 2024 г. и включват: *разходи за охрана на труда; разходи за реклама и развойна дейност; командировки и разходи за публикации.*

Дружеството не планира променливи разходи, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, за дейността „снабдяване с природен газ” през регулаторния период 2023 – 2024 г.

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” – разходите за: горива, работно облекло, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, наеми, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални разходи, командировки и обучение на персонала, охрана на труда, реклама, публикации; на (...) % към дейността „разпределение на природен газ” са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, лицензионни такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ; на (...) % към дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са отнесени разходите за лицензионни 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 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	2023 г.	2024 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на ДНА	(...)	(...)
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	(...)	(...)
4.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
5.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,2%	5,2%
7.	Възвръщаемост	(...)	(...)
8.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.1.	УПР	(...)	(...)
8.2.	Променливи разходи	(...)	(...)

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

Таблица № 7

№	Позиция	2023 г.	2024 г.
---	---------	---------	---------

1.	Балансова стойност на ДМА	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на ДНА	(...)	(...)
		(...)	(...)
3.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
4.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,2%	5,2%
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, като от производението на първия параметър и сумата от параметри две и три е извадена прогнозната стойност на неустойките.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

За финансиране изграждането на ГРМ в община Сопот за периода 2023 – 2024 г. заявителят предвижда да използва собствени парични средства, генерирани от дейността на дружеството. Дружеството възнамерява да финансира инвестиционната си програма със собствени средства и няма да използва дългово финансиране/привлечен капитал. По този начин в структурата на капитала за целия регулаторен период дялът на собствения капитал е 100%, формиран от основния капитал и натрупаната печалба/загуба за съответната година, респективно реинвестиране на печалбата и амортизационните отчисления за всяка една година от периода.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2023 – 2024 г. е в размер на 5,22%, изчислена при (...) % собствен капитал, с норма на възвръщаемост (...) %, след данъчно облагане (корпоративен данък от 10%, съгласно ЗКПО).

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

Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за страните-членки от Европейския съюз, 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 Business¹ и на Българската народна банка (БНБ)². Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД следва да се използват актуални 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 безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,51 за 2022 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на дружеството, безлостовият коефициент, при преобразуването в лостов, запазва размера си – 0,51. Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,24%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (6,01%) и премията за специфичния за държавата риск (2,23%) по актуализирани данни към 01.07.2022 г. от горепосочения източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 1,0058%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период септември 2021 г. – август 2022 г.

При прилагане на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала се получава в размер на (...)% , изчислена на база (...)% собствен капитал, с норма на възвръщаемост (...)% , след данъчно облагане. Получените стойности са по-високи от предложените от дружеството, предвид което е целесъобразно да бъде приета предложената за регулаторен период 2023 – 2024 г. от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 5,22%, изчислена при (...)% дял на собствения капитал с норма на възвръщаемост от (...)% и при отчитане на данъчните задължения.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

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

Прогнозна консумация

Таблица № 8

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
Промислени	MWh/год.	(...)	(...)
ОАиТ	MWh/год.	(...)	(...)
Битови	MWh/год.	(...)	(...)
Общо	MWh/год.	0	4015

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 9

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
Промислени	брой	(...)	(...)
ОАиТ	брой	(...)	(...)
Битови	брой	(...)	(...)
Общо	брой	(...)	(...)

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.

¹<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²<http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

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.

Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти за 2024 г. е, както следва: за промишлените клиенти (...); за ОАиТ клиенти (...); за битовите клиенти (...).

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента за 2024 г. е, както следва: за промишлените клиенти (...); за ОАиТ клиенти (...); 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 за 2024 г. е, както следва: за промишлените клиенти (...); за ОАиТ клиенти (...); за битовите клиенти (...).

Предложените коефициенти отчитат: дела на ДМА на ГРМ 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 и са обосновани.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по 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.

Изчислените от „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Сопот са посочени в таблица № 10:

Цени за пренос през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ

Таблица № 10

Клиентски групи	Цени за пренос през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./клиент/месец)
Промислени	18,06	3,35	
ОАиТ	55,65	45,19	
Битови	134,40		189,35

Предложените за утвърждаване от дружеството цени за регулаторен период 2023 – 2024 г., след прилагане на коригиращи коефициенти, са посочени в таблица № 11:

Коригирани цени

Таблица № 11

Клиентски групи	Цени за пренос през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./клиент/месец)
Промишлени	9,56	0,24	
ОАиТ	19,47	1,32	
Битови	27,15		13,93

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

С оглед гореизложеното, от анализа на представените от „Аресгаз“ ЕАД в заявление с вх. №-15-60-1027 от 27.10.2022 г. данни и обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ. Предложените за утвърждаване от заявителя цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2023 – 2024 г.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към ГРМ се образува по групи клиенти в зависимост от заявения 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 ГРМ 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; одобряване на работен проект от общината; издаване на разрешение за строеж; становища по изпълнение на газопроводното отклонение. Променливите разходи са в зависимост от максималния часови разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Заявителят е предложил следните цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Сопот, посочени в таблица № 12:

Цени за присъединяване

Таблица № 12

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./клиент)
Промишлени:	
до 4,224 MWh	2860
до 21,124 MWh	3780
над 21,124 MWh	4120
ОАиТ:	
до 0,739 MWh	1350
до 4,224 MWh	1600
над 4,224 MWh	1650
Битови	485

Забележка: посочените цени са в лева за присъединен клиент, без начислен ДДС.

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

5. Информация, съдържаща се в подаденото от „Аресгаз“ ЕАД заявление и която не следва да бъде разгласявана:

С писмо с вх. № Е-15-60-1027 от 27.10.2022 г. „Аресгаз“ ЕАД е посочило, че като търговска и производствена тайна следва да се считат данните и информацията, съдържащи се в справка № 1-А и № 1-Б амортизационен план – разпределение; справка № 1-В и № 1-Г амортизационен план – снабдяване; справка № 2 приходи от присъединяване; справка № 3 дълготрайни активи; справка № 4 годишни разходи; справка № 5 капитал; справка № 6 необходим оборотен капитал; справка № 7 капиталова структура и норма на

възвръщаемост; справка № 8-А характеристика на групите потребители за разпределение; справка № 8-Б характеристика на групите потребители за снабдяване; справка № 9-А коефициенти за разпределение на възвръщаемостта и условно постоянни разходи за дейността по разпределение; справка № 9-Б коефициенти за разпределение на възвръщаемостта и условно постоянни разходи за дейността по снабдяване; справка № 10-А, № 10-Б и № 10-В „коефициенти за разпределение на постоянните приходи“; справка № 11 необходими годишни приходи; справка № 12А за цени за дейността „разпределение“ и справка № 12Б цени за дейността „снабдяване“; обща справка № 13 цени за дейностите „разпределение“ и „снабдяване“; справка № 15 видове признати разходи за определяне на цената за присъединяване на потребители към газоразпределителните мрежи; справка № 16 пределни цени за присъединяване на потребители към газоразпределителните мрежи, както и част от данните представени в справка № 12-А цени за дейността „разпределение“ и справка № 12-Б цени за дейност „снабдяване“. В тази връзка дружеството е представило неверителен вариант на модел на цени, в който се съдържа частична информация от справки № 12-А и 12-Б, както и справки 13 и 16 без заличена информация. В допълнение заявителят е посочил, че като търговска тайна следва да се счита и информацията по приложения, които съдържат: данни за броя на персонала и автомобилите; 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 на разходите по икономически елементи и дейности за обособената територия. Дружеството е представило неверителни варианти на посочените приложения.

„Арсгаз“ ЕАД отбелязва, че по същество, посочената информация и документи представляват търговска тайна поради факта, че същите не са общоизвестни или леснодостъпни за трети лица. Въпросната информация и документи имат финансово-икономически и технически характер, касаещи само и единствено дейността и оперативните процеси на дружеството, както и търговски отношения с трети страни и то има интерес да ги запази в тайна. Информацията и документите разкриват търговската стойност и характер, а именно те са свързани с изпълнение на вътрешни за дружеството, икономически и правни процеси по начин, който е уникален за дружеството и има таен характер, защото се състои в процеси, пряко свързани с дейността му и по-общо с управлението на корпоративната структура. Разкриването на така посочената информация в значителна степен би увредило интереса на дружеството, защото трети лица биха придобили достъп до информация, която не е публично достъпна и притежава чувствителен търговски характер. Разпространението на финансово-икономически и технически данни от вътрешно-корпоративния живот на дружеството в последствие може да се превърне в предмет на престъпление, спекулации или друг вид злоупотреба, като например неправомерни анализи и заключения, неправомерно проучване и проследяване на финансови потоци и плащания, неговото икономическо състояние и цялостната му стопанска дейност.

Посочените данни представляват факти и информация, свързани със стопанска дейност, чието запазване в тайна е в интерес на дружеството, за което то е взело необходимите мерки. Съгласно чл. 18 от ЗЕ не следва да бъде разгласявана информация, обявена за търговска тайна от заявителите и лицензиантите, ако нейното разгласяване би довело до нелоялна конкуренция или до застрашаване на търговския интерес на трети лица.

Съгласно разпоредбата на чл. 37, ал. 1 от НРЦПГ за енергийните предприятия, спрямо които се прилага метод на ценово регулиране „горна граница на цени“, проектът на решение, съответно решението по чл. 39, ал. 1 от НРЦПГ, съдържа: продължителността на регулаторния период и нормата на възвръщаемост на капитала; прогнозните

необходими приходи по години за регулаторния период, както и прогнозните количества природен газ по години за регулаторния период.

Предвид изложеното и съгласно решение на КЕВР по Протокол № 329 от 29.11.2022 г., по т. 2, при публикуване на доклада и проекта на решение на интернет страницата на КЕВР, цитираните от дружеството параметри следва да бъдат заличени, с изключение на параметрите посочени в чл. 37, ал. 1 от НРЦПГ.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и ал. 6, чл. 44, чл. 45, чл. 50 и чл. 51 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, предлагаме Комисията да обсъди и вземе следните

РЕШЕНИЕ:

1. Да приеме настоящия доклад и проект на решение;
2. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация да бъде заличена при публикуването на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката, на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране.
3. Да определи дата, час и място за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;
4. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи „Аресгаз“ ЕАД или други упълномощени от тях представители на дружеството, като се осигури и възможност за дистанционно участие;
5. Да определи дата, час и място за провеждане на обществено обсъждане на проекта на решение по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;
6. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т. 1 заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители, като се осигури и възможност за дистанционно участие;
7. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по проекта на решение.

Приложение: проект на решение.