



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 продажба на природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“, 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-15-60-24 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 към ГРМ за обособена територия „Запад“, за регулаторен период 2023 – 2024 г. Със Заповед № З-Е-1200 от 06.10.2022 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проучване на заявлението от финансово-икономическа и правна страна за установяване основателността на искането за утвърждаване на цени за регулаторен период 2023 – 2024 г., като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-24 от 18.10.2022 г. е изискано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните допълнителни данни и документи: обосновка за продължителността на предложения регулаторен период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; копия на договори за наем, сключени от дружеството; данни за прогнозния брой на персонала 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“ от електронния модел на цените, както и подробна обосновка за начина на формиране на различните групи разходи поотделно, по дейности. Със същото писмо на заявителя са дадени указания заложените в електронния модел на цените параметри да отговарят на описаните в бизнес плана и в приложенията към заявлението за утвърждаване на цени данни, както и да посочи дали в представените документи и данни, част от административната преписка, се съдържа търговска тайна, а ако има такава – да я посочи и да обоснове по какъв начин разкриването ѝ би могло да навреди на дружеството или на негов служител. С писмо с вх. № Е-15-60-1024 от 27.10.2022 г., заявителят е представил изисканите данни и документи.

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

За обособена територия „Запад“, „Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-462-08 от 18.03.2016 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-462-12 от 18.03.2016 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, със срок до 25.09.2041 г.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от 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-6 от 07.01.2021 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 обособена територия „Запад“ за регулаторен период от 2021 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 разпечатка от интернет страницата на дружеството от 30.08.2022 г., както и копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“ от 01.09.2022 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № (...) от (...), сключен с (...), за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от (...) на (...) до (...) на (...), като срокът на договора може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от двете страни. Към цитирания договор заявителят е представил: Приложение № (...), съдържащо споразумение за защита на лични данни и Приложение № (...), съдържащо годишна програма по договора.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Комисията утвърждава групите клиенти по предложение на енергийните предприятия, в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

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

1. Регулаторен период

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 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 в условията на настоящата микро и макроикономическата обстановка, обусловена от продължаващ военен конфликт, прекратяване на доставките от „Газпром экспорт“ и последвалия рекорден ръст в цената на природния газ, дългосрочните прогнози са невъзможни и логически неаргументирани. „Аресгаз“ ЕАД намира за задължително процесите по прогнозиране и планиране да бъдат съобразени с тенденциите, промените и прогнозите за влияние върху икономиката, икономическите субекти и населението в световен, национален и регионален мащаб, което налага коригиране до минимум на хоризонтите за планиране, изготвяне на коригиращи оценки за въздействие и оценка на рисковете. Очакванията на дружеството са, че предложеният двегодишен регулаторен период ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри в бизнес плана и модела „горна граница на цени“. „Аресгаз“ ЕАД цели да постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи реализацията на мащабни проекти, каквито са проектите за газификация, което ще бъде от полза най-вече за клиентите

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

Предвид гореизложеното, предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените от 2 години (от 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 прогнозирани от дружеството по години за регулаторния период. НГП, разпределени по групи клиенти, за дейността „разпределение на природен газ“ са представени в таблица № 1:

Дейност „разпределение на природен газ“ *Таблица № 1*

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
Промислени	хил. лв.	2372	2353
ОАиТ	хил. лв.	2464	2445
Битови	хил. лв.	5478	5450
Общо	хил. лв.	10 314	10 248

Получените от дружеството високи резултативни цени за дейността „разпределение на природен газ“ са довели до изготвяне от страна на „Аресгаз“ ЕАД на предложение за по-ниски от получените пределни цени. За тази цел, заявителят е приложил коригиращи коефициенти, които намаляват НГП с цел изчисляване на по-ниски цени. Предложените от заявителя по-ниски цени целят постигане на баланс между интересите на клиентите и дружеството, при спазване принципите за ефективност, оптимизиране на дейността и недопускане на влошаване на финансово-икономическото състояние на лицензианта. Използваните коригиращи коефициенти са следните: за промишлени клиенти: -59,09%; за ОАиТ клиенти: -55,84% и за битови клиенти: -56,05%.

Коригираните необходими приходи за дейността „разпределение на природен газ“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 2:

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

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
Промислени	хил. лв.	970	963
ОАиТ	хил. лв.	1088	1080
Битови	хил. лв.	2408	2395
Общо	хил. лв.	4466	4438

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

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ **Таблица № 3**

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
Промислени	хил. лв.	57	57
ОАиТ	хил. лв.	52	52
Битови	хил. лв.	142	147
Общо	хил. лв.	250	256

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни разходи (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. Общите разходи за периода, разпределени по дейности, са представени в таблица № 4:

Общо разходи по дейности

Таблица № 4

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

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството съгласно НРЦПГ с използване на модела „горна граница на цени“. Разходите за лицензионните дейности за регулаторния период на цените са прогнозирани въз основа на стойностите им от базовата година (отчетно-прогнозни стойности). При определянето на годишните разходи за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ дружеството е следвало разделението на разходите в модела „горна граница на цени“.

Годишните разходи са групирани по икономически елементи, като във всяка група са изброени 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 отчетни, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база.

Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозирал разходите си за периода 2023 – 2024 г. в съответствие с отчетните стойности за 2021 г. и отчетно-прогнозните стойности за 2022 г., като влияние върху техните нива оказват и параметри като: брой клиенти – по отношение на стойността на разходите за канцеларски материали, пощенски разходи, телефони и абонаменти, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи, разходи за маркетинг и реклама, експертни и одиторски разходи; приходи – по отношение на разходите за данъци и такси; изградена ГРМ – по отношение на стойностите на разходите за абонаментно поддържане и аварийна готовност, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, разходи за маркетинг и реклама; нетекущи активи (ГРМ и съоръжения) – по отношение на разходите за застраховки, въоръжена и противопожарна охрана, вода, отопление и осветление; брой на офисите и персонала – по отношение на разходите за вода, отопление и осветление, разходите за наеми, охрана на труда, командировки и обучение на персонала; брой на съоръженията – по отношение на разходите за проверка на уреди; потребление на природен газ – по отношение на разходите за одорант,

разходите за загуби на газ; лицензионни задължения – по отношение на разходите за публикации, лицензионни такси, експертни и одиторски разходи. Цитираните параметри са в основата и на постигнатите отчетни и отчетно-прогнозни стойности на разходите, като дружеството счита за безспорна необходимостта от извършването им, но не във всеки случай е необходимо те да бъдат прогнозирани, тъй като са съпътстващи дейността на дружеството и се извършват в условията на установени лицензионни задължения, както и на договорни отношения с трети страни, при което определящи са и пазарните нива, и търсенето. Според заявителя търсенето на баланса между интересите на дружеството и интересите на третата страна, в условията на непредсказуема микро и макроикономическа обстановка е фактор, имащ силно влияние върху нивата на разходите в дългосрочен план. Прогнозните стойности на определящите параметри, използвани от дружеството са: брой клиенти с натрупване – за 2023 г. – (...), за 2024 г. – (...); нетни приходи – (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.; дължина на ГРМ в експлоатация с натрупване – за 2023 г. – (...) м, за 2024 г. – (...) м; отчетна стойност на нетекущи активи с натрупване – (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.; брой на офисите – броят е еднакъв за двете години от регулаторния период – (...), включително централен офис София; брой на персонала – броят не с променя през двете години от регулаторния период – (...); брой на съоръженията с натрупване, определени с използване на приемането „един потребител – едно съоръжение“ – за 2023 г. – (...), а за 2024 г. – (...); потребление на природен газ, общо за групите потребители – 149 384 MWh за 2023 г. и 150 635 MWh за 2024 г.

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 променят от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и са разделени, както следва:

Разходи за материали – (...) % от УПР за дейността, нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и включват разходи за *канцеларски материали* и *горива за автотранспорт*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година. Дружеството притежава осем броя автомобили, които използва при осъществяване на лицензионните си дейности на обособена територия „Запад“.

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

- *разходи за застраховки*, прогнозирани в размер на (...) % от стойността на нетекущите активи, по ок. (...) хил. лв. годишно през регулаторния период;

- *разходи за данъци и такси*, включващи лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година, като се увеличават от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.;

- *разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година, в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана*, в съответствие със стойността им за базовата година, в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.;

- *разходи за наеми*, прогнозирани в съответствие със стойността им базовата година в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г. и сключени от заявителя договори за наем. Дружеството е представило следните копия на документи във връзка с цитираните прогнозиращи разходи:

- Договор за наем от (...);
- Договор за наем от (...), (...);
- Договор за наем от (...), (...);
- Договор за наем от (...), (...);
- *разходи за проверка на уреди*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.;
- *съдебни разходи*, прогнозирани по (...) лв. годишно през двете години на регулаторния период;
- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на (...) хил. лв. и за двете години от регулаторния период;
- *разходи за вода, отопление и осветление*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.

Разходите за амортизации представляват (...) % от УПР и са определени по линеен метод съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват (...) % от УПР и нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. Според заявителя тези разходи включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление, прогнозирани в съответствие със стойността им за отчетната и базовата година.

Според предоставената от дружеството обосновка, прогнозният брой на персонала за обособена територия „Запад“ за периода 2023 – 2024 г. е сбор от два параметъра: брой на персонала, зает в разкрити офиси от населените места в обхвата на територията – (...) и брой на персонала от централния офис на дружеството в гр. София – (...). Прогнозният брой на персонала за периода остава непроменен и използва за база щатното разписание на дружеството към 31.12.2021 г., като заявителят не предвижда промяна на щатното разписание чрез разкриване на нови щатни длъжности, а само възможни персонални промени по отношение на заемащите щатните длъжности. Освен персонала, назначен на трудов договор, дружеството има взаимоотношения и с персонал, нает по граждански договори. Този персонал не е включен в указания по-горе брой на персонала за обособената територия, с възприемането на подхода за указване на персонала съгласно щатното разписание. Следва да се има предвид, че за персонала, нает по граждански договори се извършват разходи за изплащане на договорените възнаграждения, които участват при формирането на стойностите на разходите за персонал. Това обстоятелство трябва да бъде взето под внимание при аналитична обработка на данните за разходите за персонал и броя на персонала в търсене на усреднен показател – измерител за средните трудови разходи. Дружеството не разделя персонала по лицензирани дейности, а използва подход, при който параметъра „брой на персонала“ е общ за дейностите, а параметъра „разходи за персонала“ се разделя в процентно съотношение (...) % към (...) % между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

Разходите за социални осигуровки представляват (...) % от УПР, като нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др. Прогнозирани в съответствие със стойността им от базовата година и прогнозните стойности на разходите за заплати и възнаграждения за регулаторния период на цените.

Социални разходи, прогнозирани в размер на (...) % от стойността на разходите за заплати и възнаграждения. Размерът на тези разходи е около (...) хил. лв. и остава непроменен през двете години на регулаторния период на цените.

Други разходи, представляват (...) % от УПР и са в размер на (...) хил. лв. през 2023 г. и се увеличават на (...) хил. лв. през 2024 г., Разходите и в това перо са прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година, като включват: *разходи за охрана на труда*, в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.; *разходи за командировки и обучение на персонала*, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...) хил. лв. за 2024 г.; *разходи за маркетинг и реклама*, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за 2023 г. и (...)

хил. лв. за 2024 г., както и *разходи за публикации*, в размер на около (...) лв. за 2023 г. и за 2024 г.

Променливите разходи представляват (...) % от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, увеличават се от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. Тези разходи пряко зависят от пренесените и доставени количества природен газ и включват: *разходи за одорант*, прогнозирани в размер на (...) лв./MWh и *разходи за загуби на газ*, планирани като (...) % от прогнозната консумация на природен газ.

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

Тези разходи представляват (...) % от общия обем разходи и включват само УПР, тъй като дружеството не е планирало променливи разходи. Цитираните разходи за дейността нарастват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. УПР представляват (...) % от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността и са разпределени по икономически елементи, както следва:

Разходи за материали, с относителен дял (...) %, средно в размер на около (...) лв. годишно и включват *разходи за канцеларски материали*, планирани съгласно достигнатите през 2022 г. и *разходи за горива за автотранспорт*.

Разходите за външни услуги представляват (...) % от разходите за дейността, увеличават се от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г., като включват:

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база нормативната уредба и извършени разходи през предходната година, в т.ч. лицензионни такси, планирани в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, в размер на 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, средно в размер на (...) хил. лв. годишно за периода;

- *разходи за наеми на сграда*, планирани на база годишен разход за предходната 2022 г., в размер на (...) хил. лв. през 2023 г., като се увеличават на (...) хил. лв. през 2024 г.;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани на база годишен разход за предходната 2022 г., в размер на около (...) хил. лв. през 2023 г. и 2024 г.;

Разходите за амортизации представляват (...) % от разходите, предвидени за дейността, като намаляват от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и са в зависимост от планираните инвестиции;

Разходите за заплати и възнаграждения, с относителен дял (...) % от разходите за дейността, като размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2023 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

Разходите за социални осигуровки представляват (...) % от разходите за дейността, като размерът им от около (...) хил. лв. годишно остава непроменен през регулаторния период. Те включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

Други разходи, с относителен дял (...) % от общия обем на разходите за дейността и в размер на (...) хил. лв. за 2023 г., като се увеличават на (...) хил. лв. през 2024 г. като включват разходи, свързани с *охрана на труда и реклама и развойна дейност*.

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

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

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

- на (...) % към дейността „разпределение на природен газ“ са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно

поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата;

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

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

2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени, съответно в таблици № 5 и 6:

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

Таблица № 5

№	Позиция	2023 г.	2024 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на ДНА	(...)	(...)
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	(...)	(...)
3.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
4.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	3%	3%
6.	Възвръщаемост	(...)	(...)
7.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.	УПР	(...)	(...)
9.	Променливи разходи	(...)	(...)

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

Таблица № 6

№	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	3%	3%
6.	Възвръщаемост	(...)	(...)
7.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.	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.

По отношение на планираните инвестиции за лицензионната територия дружеството е отбелязало, че до момента на въвеждане в експлоатация на даден актив, всички инвестиционни разходи, свързани с придобиването му се отчитат като разходи за придобиване на актива, а при въвеждане в експлоатация формират неговата отчетна стойност.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

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

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2023 – 2024 г. е в размер на 2,97%, която е изчислена при (...) % дял на привлечения капитал с норма на възвръщаемост от 2,97% и при отчитане на данъчните задължения.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието. Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за 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 Business и на Българската народна банка (БНБ).

Във връзка със заложената от дружеството капиталова структура от 0% собствен капитал и 100% привлечен капитал, МОКА е неприложим за изчисляване на нормата на възвръщаемост на собствения капитал.

Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 2,97%, изчислена при (...) % дял на привлечения капитал с норма на възвръщаемост от 2,97% 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 по групи клиенти в таблици № 7 и 8:

Прогнозна консумация *Таблица № 7*

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.
Промислени	MWh/год.	(...)	(...)
ОАиТ	MWh/год.	(...)	(...)
Битови	MWh/год.	(...)	(...)
Общо:	MWh/год.	149 384	150 635

Прогнозен брой клиенти *Таблица № 8*

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

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

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на дълготрайните материални активи (ДМА) за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА. Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променя през периода както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г., за общественно-административните и търговски клиенти остава непроменен в размер на (...), а за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента намалява за промишлените клиенти (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г. и за общественно-административните и търговски клиенти от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г., а за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г.

Коефициентите за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, се разпределя чрез дела на максималния часов разход на групата в общия максимален часов разход. Към нея се добавя стойността на активите, свързани с обслужването само на съответната група клиенти. Стойността на коефициента се променя през периода, както следва: за промишлените клиенти намалява от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г., за общественно-административните и търговски клиенти намалява от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г., а за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2023 г. на (...) през 2024 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като 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.

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

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

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

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

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

Таблица № 9

Групи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Промислени	55,60	1,34
ОАиТ	65,97	1,39
Битови	77,73	2,05

Предложените за утвърждаване от дружество цени, след прилагане на коригиращи коефициенти за регулаторен период 2023 – 2024 г., са посочени в таблица № 10:

Коригирани цени

Таблица № 10

Групи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Промислени	22,74	1,34
ОАиТ	29,13	1,39
Битови	34,16	2,05

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

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-60-24 от 30.09.2022 г. от „Аресгаз“ ЕАД данни и обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените за утвърждаване от „Аресгаз“ ЕАД цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложен 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, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на екзекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Предложените цени за присъединяване от „Аресгаз“ ЕАД на клиенти към ГРМ за обособена територия „Запад“ са посочени в таблица № 11:

Цени за присъединяване

Таблица № 11

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

Забележка: предложените за утвърждаване цени са в лева за едно присъединяване.

Предложените цени за присъединяване към ГРМ за 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-15-60-1024 г. 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 № 8-В характеристика на групите потребители за снабдяване с компресиран природен газ; 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; обща справка № 13 цени за дейностите „разпределение“ и „снабдяване“; справка № 14-А цени за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи за подгрупите на стопанските потребители с равномерно потребление; справка № 14-Б цени за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи за подгрупите на стопанските потребители с неравномерно потребление; 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“; 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 от № 2 до № 6 включително, които съдържат: копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ; копия на договори за наем; 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.

„Аресгаз“ 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

РЕШЕНИЯ:

- 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.