



## ПРОТОКОЛ

### № 3

София, 07.01.2021 година

Днес, 07.01.2021 г. от 10:15 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха А. Иванова - директор на дирекция „Природен газ“, Г. Дечева – за началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“ главен експерт в дирекция „Природен газ“.

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

### ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно заявление от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2021 – 2025 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова,  
Ремзия Тахир, Грета Дечева, Михаела Андреева, Хриси Йорданова,  
Александра Димитрова, Ренета Николова, Рада Башлиева

2. Проект на решение относно заявление от „Костинбродгаз“ ООД 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 общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период 2021 – 2025 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова,  
Ремзия Тахир, Грета Дечева, Михаела Андреева, Хриси Йорданова,  
Александра Димитрова, Ренета Николова, Рада Башлиева

3. Проект на решение относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2021 – 2022 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова,  
Ремзия Тахир, Грета Дечева, Михаела Андреева, Хриси Йорданова,  
Александра Димитрова, Ренета Николова, Рада Башлиева

4. Проект на решение относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2021 – 2022 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова,  
Ремзия Тахир, Грета Дечева, Михаела Андреева, Хриси Йорданова,  
Александра Димитрова, Ренета Николова, Рада Башлиева

5. Проект на решение относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“, за регулаторен период 2021 – 2022 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова,  
Ремзия Тахир, Грета Дечева, Михаела Андреева, Хриси Йорданова,  
Александра Димитрова, Ренета Николова, Рада Башлиева

**По т.1. Комисията, като разгледа подаденото от „Ситигаз България“ ЕАД заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към ГРМ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, доклад с вх. № Е-ДК-975 от 04.12.2020 г., събраните данни от проведените на 15.12.2020 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-35-17 от 01.10.2020 г. от „Ситигаз България“ ЕАД, с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към ГРМ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2021 – 2025 г.

Със Заповед № 3-Е-186 от 06.10.2020 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 пренос на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към ГРМ, като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Ситигаз България“ 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 2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-35-17 от 07.10.2020 г. е изискано от „Ситигаз България“ ЕАД да предостави следните данни и документи: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи,

подписана от заявителя, съгласно чл. 27а от НРЦПГ; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; доказателства за оповестяване в средствата за масово осведомяване на предложението за цени по смисъла на чл. 36а от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 33 от НРЦПГ; в електронният модел на цените да бъде посочена положителна или равна на нула балансова стойност на „Други ДМА“ в справките за амортизационните планове за дейността „разпределение на природен газ“, както и копие на договор за наем на офис на дружеството за съответната територия. С писмо с вх. № Е-15-35-17 от 15.10.2020 г., заявителят е представил изисканите данни и документи.

С писмо с вх. № Е-15-35-25 от 18.11.2020 г., дружеството е представило заявление с вх. № Е-15-35-26 от 18.11.2020 г. за утвърждаване на цени за периода 2021 – 2025 г. и финансов модел за същия период, предвид допусната техническа грешка във внесения със заявление с вх. № Е-15-35-17 от 01.10.2020 г. финансов модел, както и поради промяна на цената на обществения доставчик.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-975 от 04.12.2020 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по Протокол № 265 от 09.12.2020 г., т. 2 и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 15.12.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Ситигаз България“ ЕАД е заявил, че няма забележки и възражения по доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което са присъствали представителят на „Ситигаз България“ ЕАД, който е посочил, че няма забележки по проекта и Омбудсманът на Р България. Според последния има значително увеличение на цената за снабдяване с природен газ на гражданите, както и на цената за присъединяване към ГРМ на битовите клиенти на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово. Газовото дружество предвижда смяна на базата на начисляване на цената за снабдяване с природен газ на битовите клиенти, като за следващия регулаторен период тя се формира на база клиент на месец. Също така, цената за снабдяване на битовите клиенти се увеличава с 46%. Според Омбудсмана по отношение на цената за присъединяване към ГРМ на битови клиенти за следващите пет години 2021 – 2025 г., в регион Силистра е предвидено и рязко увеличаване – от 280 лв. на 520 лв. или близо с 86%.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Ситигаз България“ ЕАД в КЕВР е постъпило писмено становище с вх. № Е-04-04-35 от 16.12.2020 г. от Омбудсмана на Р България, в което се излага подробно становището, изказано по време на общественото обсъждане на проекта на решение и се отправят следните препоръки: КЕВР да аргументира промяната в начина на формиране на цената за снабдяване с природен газ за битовите клиенти; КЕВР да отговори как са гарантирани интересите на клиентите с увеличението на цените за битовите клиенти; КЕВР да не допуска драстично увеличение на цените на природния газ за битовите клиенти с неясно представени аргументи.

В отговор на изразеното по време на общественото обсъждане становище на Омбудсмана, „Ситигаз България“ ЕАД е депозирало в КЕВР писмо с вх. № Е-15-35-31 от 17.12.2020 г., в което дружеството обосновава предложените промени, а именно: за следващия регулаторен период е предложена нова тарифна политика по отношение на заплащането на услугата по снабдяване с природен газ – от заплащане въз основа на консумацията потребен природен газ към заплащане за предоставяне на услуга по снабдяване независимо от потреблението. Промяната е продиктувана от факта, че голяма част от битовите клиенти не обитават жилищата си постоянно, съответно нямат консумация на природен газ, което от своя страна е довело до загуби за дружеството през изминалия регулаторен период. Загубите са свързани с недосъбиране на прогнозиран

приходи, въз основа на които е формирана цената за снабдяване с природен газ. Прогнозното средногодишно потребление за предходния регулаторен период на един битов клиент е било 1391 m<sup>3</sup>/год. Реалното потребление през 2019 г. е било 1230 m<sup>3</sup>/год., а през 2020 г. е намаляло на 1200 m<sup>3</sup>/год., като през годините се наблюдава ясно изразена тенденция на спад. Чрез прилагането на цена на клиент на месец дружеството планира да гарантира покриване на разходите си за отчитане на консумацията и изплащане на инвестициите, извършени за газифициране на битовите клиенти, както и за въвеждането на дистанционната система (смайт) за отчитане, което досега е направено за около 40% от битовите клиенти. Съществена причина за въвеждане на цена на клиент на месец е, че 100% от разходите имат постоянен характер, т.е. не зависят от потреблението на природен газ. Посочената от Омбудсмана на Р България цена за снабдяване в размер на 3,92 лв./MWh за регулаторния период 2016 – 2020 г., е информативна, а утвърдената от Комисията е в куб. м. и е 36,44 лв./1000 m<sup>3</sup>. Тази цена е формирана въз основа на средногодишно прогнозно потребление от 1391 m<sup>3</sup>/год., което формира годишен разход на един среден битов клиент (респ. приход за дружеството) от 50,68 лв. Предвид факта, че реалното потребление за целия регулаторен период е било по-ниско, цената за снабдяване би следвало да бъде по-висока. Цената за снабдяване на битов клиент през новия регулаторен период не зависи от потреблението и при предложената стойност от 5,57 лв./клиент на месец формира годишен разход от 66,84 лв./год. Сравнението на цените за двата регулаторни периода и изчисляването на процентно изменение на разходите на клиентите не е коректно, тъй като начините на формирането им, както и мерните им единици са различни. В допълнение, разходът от 50,68 лв. е формиран за определено потребление, като при по-ниско потребление даден клиент е имал по-малък разход, а при по-голямо – по-голям разход. Същността на предлаганата нова цена за снабдяване е, че клиентът заплаща правото си да е свързан към ГРМ на дружеството, като според пазарната логика постоянните разходи на дружеството трябва да бъдат покривани от постоянни приходи, за да се запази икономическият баланс между търговеца и клиента. При прилагане на този подход се постига положителен ефект за клиентите, тъй като те получават облекчение през зимните месеци, когато плащанията са с най-висок размер. Също така на клиентите се предоставя възможността ако заявят, че няма да консумират природен газ за определен период, за този период да не заплащат цена за снабдяване.

По отношение на цените за присъединяване те са формираны и утвърдени през 2011 г., т.е. преди два регулаторни периода, в началото на извършване на дейността на дружеството по газифициране на общините. Тогава дружеството целенасочено е предложило по-ниски цени, за да привлече повече клиенти в първите години от газифицирането, като предложените нови цени за присъединяване за регулаторен период 2021 – 2025 г. отразяват реалните му разходи. Разходите за присъединяване се състоят от постоянна и променлива компонента. Постоянните разходи, включват издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, одобряване на работния проект от общината и др., като за периода от 2010 г. до 2020 г. бележат ръст от 25% – през 2010 г. са били 160 лв., а към настоящия момент са 200 лв. При променливите разходи, включващи изкопно-възстановителни и монтажни работи, ръстът е значително по-голям – от 120 лв. през 2010 г. до 320 лв. през 2020 г., или 166% увеличение. Промените в цените са били оповестени на обществеността, като в продължение на 3 месеца потенциалните клиенти, посещаващи офиса на дружеството, са били уведомявани за предстоящо увеличение, както и за причините за него. Уведомяването за увеличение е било прието от хората и не е имало индикации за противното. Увеличението на цените за присъединяване се аргументира с десетгодишното им задържане на едно ниво и промените се през този период цени на строително-монтажните работи, на съгласуване от различни инстанции, както и усложняване на процедурите по реализацията на процесите.

Комисията приема за обосновани аргументите на „Ситигаз България“ ЕАД относно предложеното от дружеството формиране на цените за снабдяване в левове за клиент.

Утвърждаваните до момента цени на дружеството са били в лева за 1000 м<sup>3</sup>, като оповестяваните от КЕВР преобразувани в енергийни единици цени са с информативен характер. Следва да се има предвид, че средната цена за снабдяване на битов клиент на месец в сектор „Природен газ“ е 12,12 лв. Предложената за утвърждаване цена е значително по-ниска от средната в сектора. Същевременно, тя ще позволи на „Ситигаз България“ ЕАД да снабдява с природен газ клиентите си, без да реализира загуби от дейността си. В допълнение, според чл. 19, ал. 6 от НРЦПГ цените за снабдяване могат да бъдат определяни в левове за клиент.

По отношение на цената за присъединяване на битови клиенти, КЕВР е утвърдила цените за присъединяване към ГРМ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово на „Ситигаз България“ ЕАД с Решение № Ц-25 от 11.07.2011 г. За периода от десет години, през който дружеството е присъединявало битови клиенти по цена от 280 лв. на клиент, общите му разходи за присъединяване на битови клиенти са се увеличили средно с 85,70%. Като се има предвид и факта, че към момента средната цена за присъединяване на битови клиенти в сектор „Природен газ“ е 496 лв., е обосновано да бъде утвърдена предложената от дружеството цена за присъединяване на битови клиенти. Актуализираната цена е разходообразувана и отразява извършваните от заявителя разходи за всички дейности по присъединяването, стойността на газопроводи и съоръжения в съответствие с нормативните и технологичните изисквания, осигуряващи пряка връзка от технологично одобрената точка на свързване към съответната мрежа до точката на присъединяване към съоръжението на клиента/група клиенти.

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

„Ситигаз България“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-358-08 от 06.06.2011 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-358-12 от 06.06.2011 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово и Главиница, издадени за срок до 12.09.2042 г. С Решение на КЕВР № И2-Л-358 от 20.01.2016 г., лицензиите са изменени, като към лицензионната територия е присъединена територията на община Ситово.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-2 от 29.01.2016 г. Комисията е утвърдила на „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ и цени за присъединяване към ГРМ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово за регулаторен период от 2016 до 2020 г., включително.

„Ситигаз България“ 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 „Силистренски бряг“, брой от 30 септември – 1 октомври 2020 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на договор № 374-214 от 02.07.2020 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Договорът влиза в сила, считано от 07:00 часа на 01.01.2021 г. и е със срок на действие до 07:00 часа на 01.01.2022 г., като срокът на действие може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от страните.

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).

През новия регулаторен период „Ситигаз България” ЕАД предлага тарифна структура, която се състои от три групи клиенти: промишлени, обществено-административни и търговски (ОАТ) и битови. Промислените клиенти са обособени в две подгрупи, съобразно консумацията им, а именно: до 1000 MWh и от 1000 MWh до 5000 MWh. Предложената тарифна структура отговаря на изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

### 1. Регулаторен период

Предложеният от „Ситигаз България” ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2021 до 2025 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. Регулаторен период с продължителност от 5 години ще даде възможност на дружеството да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в представения за одобрение бизнес план за периода 2021 – 2025 г.

### 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 за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозираны по години за регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по групи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблицы № 1 и 2:

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

*Таблица № 1*

| Клиенти     | 2021 г.    | 2022 г.    | 2023 г.    | 2024 г.    | 2025 г.    |
|-------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Промислени  | 129        | 142        | 152        | 196        | 180        |
| ОАТ         | 141        | 146        | 158        | 192        | 163        |
| Битови      | 210        | 271        | 323        | 426        | 404        |
| <b>Общо</b> | <b>480</b> | <b>559</b> | <b>632</b> | <b>814</b> | <b>747</b> |

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

*Таблица № 2*

| Клиенти     | 2021 г.   | 2022 г.   | 2023 г.   | 2024 г.   | 2025 г.   |
|-------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Промислени  | 5         | 5         | 6         | 6         | 7         |
| ОАТ         | 15        | 15        | 15        | 15        | 14        |
| Битови      | 17        | 18        | 19        | 20        | 20        |
| <b>Общо</b> | <b>38</b> | <b>38</b> | <b>40</b> | <b>41</b> | <b>41</b> |

### 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 № 3:

*Общо разходи по дейности (хил. лв.)*

*Таблица № 3*

| Наименование                             | 2021 г.    | 2022 г.    | 2023 г.    | 2024 г.    | 2025 г.    | Общо        | %           |
|------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|
| <b>Общо разходи по дейности, в т.ч.:</b> | <b>466</b> | <b>531</b> | <b>576</b> | <b>614</b> | <b>540</b> | <b>2727</b> | <b>100%</b> |
| „разпределение на природен газ“          | 429        | 495        | 539        | 580        | 507        | 2550        | 94%         |
| „снабдяване с природен газ от краен      | 37         | 37         | 37         | 34         | 33         | 177         | 6%          |

В обосновката на разходите дружеството посочва, че разходите за дейностите са формирани за петгодишен период при цени към момента на изготвяне на бизнес плана на

„Ситигаз България” ЕАД, въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи; отчетна и балансова стойност на ГРМ, както и брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите. Дружеството е прогнозирано разходите си за регулаторния период на база отчетните данни за 2019 г., както и отчетните и прогнозни стойности за 2020 г.

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 отчетни и прогнозни стойности на годишна база.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Ситигаз България” 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 94% от общия обем разходи и се увеличават от 429 хил. лв. през 2021 г. на 507 хил. лв. през 2025 г.

**Условно-постоянните разходи** представляват 98% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени, както следва:

*Разходи за материали* представляват 3% от УПР за дейността, нарастват от 13 хил. лв. през 2021 г. на 15 хил. лв. през 2025 г. и включват:

- *разходи за материали за текущо поддържане*, прогнозирани като процент (около 0,1%) от стойността на вече изградените линейни участъци, като е отчетено и въвеждането на нови линейни участъци; 20% от разходите за материали и представляват разходи, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ;

- *разходи за гориво за транспорт*, прогнозирани на база отчетен среден разход на километър изградена ГРМ за 2019 г. – 100 лв./км;

- *разходи за работно облекло*, прогнозирани на база персонал, за покупка на лятно и зимно облекло при 1000 лв. на човек годишно;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани на база персонал, в размер средно 250 лв. на човек годишно;

*Разходите за външни услуги* представляват 10% от УПР и нарастват от 45 хил. лв. през 2021 г. на 57 хил. лв. през 2025 г., като включват:

- *разходи за застраховки на ГРМ*, прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи (ДМА) – 0,07%, включват имуществена застраховка „Индустриален пожар“, „Кражба чрез взлом“, „Гражданска застраховка юридически лица“ и застраховка на автомобилите, обслужващи дейността – „Гражданска отговорност“ и „Каско“;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база нормативна уредба и извършени разходи през 2020 г., 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 и параметрите, заложиени в бизнес плана;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в размер на 1000 лв. годишно за всяка година от регулаторния период;

- *разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност*, включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозирани са в

зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход за километър в размер на 576 лв.;

- *разходи за наеми на сгради*, включват наем на офиси и складови бази на база площ на офисите и среден размер за наем от 5 лв. на кв. м на месец (съгласно представено копие на договор за наем № 19-69, сключен на 04.12.2017 г.);

- *разходи за проверка на уреди*, определени в размер на 81 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански клиенти и по 9 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация битово съоръжение, при съответната периодичност на проверките;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозиран като 0,2% от стойността на приходите;

- *реклама и рекламни материали* – прогнозиран в размер на 1000 лв. годишно;

- *съдебни разходи* – определени като постоянна годишна сума на базата на статистическа информация от предходни години и включват само държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания.

*Разходите за амортизации* представляват 71% от УПР, като се увеличават от 299 хил. лв. през 2021 г. на 341 хил. лв. през 2025 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен 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. В направено от заявителя обобщение на амортизационните планове на видовете активи са показани отчетната стойност на активите, годишната амортизационна квота, начислената до съответния период амортизация и балансовите стойности.

*Разходите за заплати и възнаграждения* представляват 11% от УПР и нарастват от 46 хил. лв. през 2021 г. на 58 хил. лв. през 2025 г. Според заявителя тези разходи включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозиран са въз основа на разходите за заплати на човек за 2019 г. и броя на персонала. До края на 2021 г. заетият персонал в дейността е 4 души, а през 2022 г. се предвижда назначаването на още един човек.

*Разходите за социални осигуровки* представляват 3% от УПР, като нарастват от 13 хил. лв. през 2021 г. на 17 хил. лв. през 2025 г. – съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Сумата е обвързана с прогнозираните разходи за заплати и УПР

*Социални разходи*, в размер на 1% от УПР за дейността, като нарастват от 3 хил. лв. през 2021 г. на 4 хил. лв. през 2025 г. и са прогнозиран в зависимост от броя на персонала.

*Други разходи*, представляват приблизително около 0,5% от УПР, като нарастват от 2 хил. лв. през 2021 г. на 2,5 хил. лв. през 2025 г. Заявителят е включил в това перо разходите за *охрана на труда (трудова медицина), командировки и обучение на персонала*, определени в зависимост от броя на персонала и разхода на човек за отчетния период.

*Променливите разходи*, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, представляват 2% от общите разходи за тази дейност и нарастват през регулаторния период от 9 хил. лв. през 2021 г. на 14 хил. лв. през 2025 г. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен природен газ и разходните норми на предприятието. Основният материал, който се използва във връзка с дейността на дружеството и пряко зависи от количествата, е одорантът.

*Разходите за одорант*, планирани в съответствие с разходната норма от 2,4 mg/MWh, прогнозните количества за реализация и цената на одоранта.



*Материали за текущо поддържане* – прогнозиран като среден разход за едно табло от 3 лв./год.

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

Тези разходи представляват 6% от общия обем разходи и включват само УПР, тъй като дружеството не е планирало променливи разходи. Разходите за дейността намаляват от 37 хил. лв. през 2021 г. на 33 хил. лв. през 2025 г. УПР представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността и са разпределени по икономически елементи, както следва:

*Разходи за материали* с относителен дял от 11%, размерът им от 4 хил. лв. годишно остава непроменен през разглеждания период. Те включват: *разходи за работно облекло* планирани в зависимост от броя персонал и *разходи за канцеларски материали*;

*Разходите за външни услуги* представляват 11% от разходите за дейността, като размерът им от 4 хил. лв. остава непроменен през разглеждания период и включват: *пощенски разходи, телефони и абонаменти, и разходи за наем*.

*Разходите за амортизации* представляват 9% от разходите, предвидени за дейността, като намаляват от 5 хил. лв. през 2021 г. на 620 лв. през 2025 г.

*Разходите за заплати и възнаграждения* с относителен дял 47% от разходите за дейността, като годишният им размер от 17 хил. лв. остава непроменен през целия период при персонал от 2 души.

*Разходите за социални осигуровки* представляват 13% от разходите за дейността, като размерът им е около 5 хил. лв. на година през регулаторния период.

*Други разходи*, в размер на 3 хил. лв. годишно и остават непроменени през регулаторния период, представляващи 8% от общите разходи за тази дейност, като включват *разходи за охрана на труда*, прогнозиран като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност и *разходи за командировки*.

През регулаторния период 2021 г. – 2025 г. дружеството не планира променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ“, които пряко зависят от пренесените и доставени количества природен газ

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и по 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 Таблицы № 4 и 5:

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

*Таблица № 4*

| №    | Позиция                                                       | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. | 2025 г. |
|------|---------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1.   | Балансова стойност на ДМА                                     | 3824    | 4063    | 4024    | 4028    | 4137    |
| 2.   | Балансова стойност на ДНА                                     | 201     | 139     | 77      | 15      |         |
| 2.1. | Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня | 265     | 280     | 278     | 263     | 263     |
| 3.   | Необходим оборотен капитал                                    | 16      | 19      | 20      | 20      | 21      |
| 4.   | Регулаторна база на активите                                  | 3776    | 3940    | 3842    | 3800    | 3895    |
| 5.   | Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане                | 1,36%   | 1,64%   | 2,43%   | 6,16%   | 6,16%   |
| 6.   | Възвръщаемост                                                 | 52      | 65      | 93      | 234     | 240     |
| 7.   | Разходи, в т.ч.:                                              | 429     | 495     | 539     | 580     | 507     |
| 7.1. | УПР                                                           | 420     | 485     | 527     | 567     | 493     |
| 7.2. | Променливи разходи                                            | 9       | 10      | 11      | 13      | 14      |

| №    | Позиция                                        | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. | 2025 г. |
|------|------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1.   | Балансова стойност на ДМА                      | 0       | 5       | 5       | 5       | 4       |
| 2.   | Балансова стойност на ДНА                      | 11      | 6       | 2       | 1       | 0       |
| 3.   | Необходим оборотен капитал                     | 80      | 91      | 104     | 117     | 131     |
| 4.   | Регулаторна база на активите                   | 91      | 102     | 111     | 122     | 135     |
| 5.   | Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане | 1,36%   | 1,64%   | 2,43%   | 6,16%   | 6,16%   |
| 6.   | Възвръщаемост                                  | 1       | 2       | 3       | 8       | 78      |
| 7.   | Разходи, в т.ч.:                               | 37      | 37      | 37      | 34      | 33      |
| 7.1. | УПР                                            | 37      | 37      | 37      | 34      | 33      |

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).

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2021 – 2025 г. са в размер на 2080 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 1224 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 856 хил. лв.

### 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Ситигаз България“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2025 г. е в размер на 2,44%, която е изчислена при 23,51% дял собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,54% и привлечен капитал 76,49% с норма на възвръщаемост от 1,3% 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  $\beta$  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<sup>1</sup> и на Българската народна банка (БНБ)<sup>2</sup>. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България“ ЕАД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент  $\beta$ , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България“ ЕАД е използван безлостов коефициент  $\beta$  (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,74 за 2020 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на „Ситигаз България“ ЕАД, безлостовият коефициент се преобразува в лостов с размер 3,17. Общата пазарна рискова премия за Р България е

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

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

8,03%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,23%) и премията за специфичния за държавата риск (2,80%) по актуализирани данни от месец юли 2020 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 0,2581%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период октомври 2019 г. – септември 2020 г. Дружеството планира да използва 80,15% привлечен капитал с норма на възвръщаемост 1,3%.

При прилагането на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала се изчислява в размер на 7,70%, при дял от 23,51% на собствен капитал и норма на възвръщаемост 25,68%; дял на привлечения капитал от 76,49% с норма на възвръщаемост 1,3% и при отчитане на данъчните задължения, като получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството.

Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Ситигаз България“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 2,44%, изчислена при 23,51% собствен капитал с норма на възвръщаемост 5,54%, дял на привлечения капитал от 76,49% с норма на възвръщаемост 1,3% 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 № 6 и 7:

*Прогнозна консумация*

*Таблица № 6*

| Клиенти     | Мярка    | 2021 г.       | 2022 г.       | 2023 г.       | 2024 г.       | 2025 г.       |
|-------------|----------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Промислени  | MWh/год. | 5 694         | 6 429         | 7 708         | 8 444         | 9 915         |
| ОАТ         | MWh/год. | 5 874         | 6 364         | 6 976         | 7 955         | 8 567         |
| Битови      | MWh/год. | 10 021        | 11 885        | 13 750        | 15 614        | 17 479        |
| <b>Общо</b> | MWh/год. | <b>21 589</b> | <b>24 679</b> | <b>28 433</b> | <b>32 013</b> | <b>35 961</b> |

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица № 7*

| Клиенти     | Мярка      | 2021 г.    | 2022 г.     | 2023 г.     | 2024 г.     | 2025 г.     |
|-------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Промислени  | бр.        | 7          | 8           | 9           | 10          | 12          |
| ОАТ         | бр.        | 48         | 52          | 57          | 65          | 70          |
| Битови      | бр.        | 860        | 1020        | 1180        | 1340        | 1500        |
| <b>Общо</b> | <b>бр.</b> | <b>915</b> | <b>1080</b> | <b>1246</b> | <b>1415</b> | <b>1582</b> |

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

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на ДМА за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА.

Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променя през периода, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,27 през 2021 г. на 0,24 през 2025 г., за ОАТ клиентите – намалява от 0,29 през 2021 г. на 0,22 през 2025 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,44 през 2021 г. на 0,54 през 2025 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 се променя през периода, както следва: за

промишлените клиенти се увеличава от 0,13 през 2021 г. на 0,17 през 2025 г., за ОАТ клиентите – намалява от 0,41 през 2021 г. на 0,34 през 2025 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,46 през 2021 г. на 0,49 през 2025 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 трите основни 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 се увеличава от 0,26 през 2021 г. на 0,28 през 2025 г., за ОАТ – намалява от 0,27 през 2021 г. на 0,24 в края на регулаторния период, а за битовите клиенти се увеличава от 0,46 през 2021 г. на 0,49 през 2025 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 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.

Предложените от „СитиГаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, са посочени в Таблица № 8:

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

*Таблица № 8*

| Клиентски групи и подгрупи        | Цени за пренос през ГРМ (лв./MWh) | Цени за снабдяване (лв./MWh) |
|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|
| <b>Промишлени:</b>                |                                   |                              |
| до 1000 MWh/год.                  | 22,15                             | 0,76                         |
| от 1000 MWh/год. до 5000 MWh/год. | 17,71                             | 0,76                         |
| <b>ОАТ</b>                        | 22,45                             | 2,08                         |
| <b>Битови</b>                     | 23,72                             | <b>5,57 лв./клиент/месец</b> |

*Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС.*

При формирането на цените за подгрупите промишлени клиенти е възприет регресивен механизъм, който се изразява в намаляването на цената на всеки промишлен клиент, когато консумираното от него количество природен газ надхвърли границата в определена подгрупа и премине в следваща. В подкрепа на въвеждането на регресивния механизъм дружеството е изложило следните доводи: повишаване на достоверността на прогнозиране на количествата необходим природен газ от промишлените клиенти; поощряване на промишлените клиенти за бързо преоборудване на мощности за работа с природен газ; предлагане на атрактивни цени за нови големи инвеститори, а оттам и възможност за развитие на територията на лицензията; стимулиране на промишлените

клиенти към по-висока консумация. Според заявителя, механизмът на регресивните тарифи ще позволи на дружеството да управлява „индустриалния риск“, свързан с евентуално бъдещо намаляване на потреблението на промишлените клиенти. Средната цена от прилагането на регресивния механизъм за всички промишлени клиенти е по-ниска от определената във финансовия модел цена за съответната подгрупа, в която попада клиентът, което не противоречи на разпоредбата на НРЦПГ.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените от „Ситигаз България“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2021 – 2025 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.

Заявителят е предложил следните цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, посочени в Таблица № 9:

*Цени за присъединяване*

*Таблица № 9*

| Групи клиенти     | Цени<br>(лв.) |
|-------------------|---------------|
| <b>Промислени</b> | <b>4880</b>   |
| <b>ОАТ</b>        | <b>2680</b>   |
| <b>Битови</b>     | <b>520</b>    |

*Забележка: предложените за утвърждаване цени са без 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.

Изказвания по т.1.:

Докладва Г. Дечева. В съответствие със законовите разпоредби на 15.12.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Ситигаз България“ ЕАД е заявил, че няма забележки и възражения по доклада. На същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия проект на решение, на което са присъствали представителят на „Ситигаз България“ ЕАД, който е посочил, че няма забележки по проекта, и Омбудсманът на Р България. Основните забележки на Омбудсмана са били насочени главно към смяната на начина на изчисляване на цената за снабдяване на битовите клиенти на дружеството, както и за предвиденото увеличаване от 280 лв. на 520 лв. на цената за присъединяване към ГРМ на битови клиенти за следващите пет години. В 14-дневния срок в КЕВР е постъпило писмо от Омбудсмана на Р България, в което се излага подробно становището, изказано по време на общественото обсъждане.

„Ситигаз България” ЕАД е депозирало в КЕВР писмо, съдържащо отговор на изразеното по време на общественото обсъждане становище на Омбудсмана. Според заявителя предлаганата промяната при определяне цената за снабдяване от заплащане въз основа на консумацията към заплащане за предоставяне на услуга за снабдяване с природен газ, независимо от потреблението, е продиктувана от факта, че голяма част от битовите клиенти не обитават жилищата си постоянно, съответно нямат консумация на природен газ, което от своя страна води до загуби за дружеството. Тези загуби са свързани с недосъбиране на прогнозираните приходи, въз основа на които е формирана цената за снабдяване. Чрез прилагането на цена на клиент на месец дружеството планира да гарантира покриване на разходите си за отчитане на консумацията и изплащане на инвестициите, извършени за газифициране на битовите клиенти, както и за въвеждането на дистанционната (смайт) система за отчитане. Освен това 100% от разходите, формиращи цената за снабдяване с природен газ, имат постоянен характер, т.е. не зависят от потреблението на природен газ. Посочената от Омбудсмана на Р България цена за снабдяване в размер на 3,92 лв./MWh за регулаторния период 2016 – 2020 г., е информативна, утвърдената от Комисията цена е в куб. м. и е в размер на 36,44 лв./1000 м<sup>3</sup>. Тази цена е формирана въз основа на средногодишното прогнозно потребление от 1391 м<sup>3</sup>/год., което формира годишен разход на един среден битов клиент (респ. приход за дружеството) в размер на 50,68 лв. Цената за снабдяване на битов клиент през новия регулаторен период не зависи от потреблението и при предложената стойност от 5,57 лв./клиент на месец формира годишен разход за клиента от 66,84 лв./год. Сравнението на цените за двата регулаторни периода и изчисляването на процентно изменение на разходите на клиентите не е коректно, тъй като начините на формирането им и мерните им единици са различни. Същността на предлаганата нова цена за снабдяване е, че клиентът заплаща правото си да е свързан към ГРМ на дружеството, като според пазарната логика постоянните разходи на дружеството трябва да бъдат покривани от постоянни приходи, за да се запази икономическият баланс между търговеца и клиента. Също така на клиентите се предоставя възможността, ако заявят, че няма да консумират природен газ за определен период, за този период да не заплащат цена за снабдяване. Следва да се има предвид, че средната цена за снабдяване на битов клиент на месец в сектор „Природен газ” е в размер на 12,12 лв. Предложената за утвърждаване цена е значително по-ниска от средната в сектора. Същевременно тя ще позволи на „Ситигаз България” ЕАД да снабдява с природен газ клиентите си, без да реализира загуби от дейността си. В допълнение, според чл. 19, ал. 6 от НРЦПГ цените за снабдяване могат да бъдат определяни в лв. на клиент на месец.

По отношение на цените за присъединяване, те са утвърдени през 2011 г., т.е. преди два регулаторни периода. Увеличението се дължи на десетгодишното им задържане на едно ниво и промените се през този период цени на строително-монтажните работи, на съгласуване от различни инстанции, както и процедурите по реализацията на процесите, като увеличението на някои от разходите е с 25%, а на други със 166%.

За периода от десет години, през който дружеството е присъединявало битови клиенти на цена от 280 лв. на клиент, общите му разходи за присъединяване на битови клиенти са се увеличили средно с 85,70%. Като се има предвид и факта, че към момента средната цена за присъединяване на битови клиенти в сектор „Природен газ” е 496 лв., е обосновано да бъде утвърдена предложената от дружеството цена за присъединяване на битови клиенти.

Г. Дечева прочете:

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

**КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**РЕШИ:**

*I. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Ситигаз България” 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 територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период от 2021 г. до 2025 г., както следва:*

*I. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Ситигаз България” 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 територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период от 2021 г. до 2025 г., както следва:*

1. Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа по групи клиенти. За промишлените клиенти са отбелязани и подгрупите, за обществено-административни и търговски клиенти и битови клиенти;

2. Ценообразуващи елементи;

3. Цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа: За промишлените клиенти са със съответните подгрупи, за обществено-административни и битови клиенти;

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, подробно описани. За промишлените клиенти са със съответните подгрупи. Ценообразуващите елементи са показани;

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово: За промишлени клиенти, обществено-административни и битови клиенти.

*II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз” ЕАД.*

И. Н. Иванов каза, че Г. Дечева е представила становището по повод на изказването на Омбудсмана на Р България. Председателят установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

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

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Ситигаз България” 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 територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период от 2021 г. до 2025 г., както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти:

до 1000 MWh/год.

22,15 лв./MWh;

от 1000 MWh/год. до 5000 MWh/год.

17,71 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти

22,45 лв./MWh;

1.3. За битови клиенти

23,72 лв./MWh.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:  
Необходими годишни приходи: за 2021 г. – 480 хил. лв.; за 2022 г. – 559 хил. лв.; за 2023 г. – 632 хил. лв.; 2024 г. – 814 хил. лв.; 2025 г. – 747 хил. лв.

Количества природен газ: за 2021 г. – 21 589 MWh/год.; за 2022 г. – 24 679 MWh/год.; за 2023 г. – 28 433 MWh/год.; 2024 г. – 32 013 MWh/год.; 2025 г. – 35 961 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 2,44%.

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

3.1. За промишлени клиенти:

до 1000 MWh/год. 27,69 лв./MWh;

от 1000 MWh/год. до 5000 MWh/год. 27,69 лв./MWh;

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти 29,01 лв./MWh;

3.3. За битови клиенти 5,57 лв./клиент/месец

и цена на природния газ на общественния доставчик за съответния месец.

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

4.1. Цена на природния газ (цена на общественния доставчик за съответния месец на годината): 26,93 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти:

до 1000 MWh/год. 0,76 лв./MWh;

от 1000 MWh/год. до 5000 MWh/год. 0,76 лв./MWh;

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти 2,08 лв./MWh.

4.2.3. За битови клиенти 5,57 лв./клиент/месец.

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

Необходими годишни приходи: за 2021 г. – 38 хил. лв.; за 2022 г. – 38 хил. лв.; за 2023 г. – 40 хил. лв.; 2024 г. – 41 хил. лв.; 2025 г. – 41 хил. лв.

Количества природен газ: за 2021 г. – 21 589 MWh/год.; за 2022 г. – 24 679 MWh/год.; за 2023 г. – 28 433 MWh/год.; 2024 г. – 32 013 MWh/год.; 2025 г. – 35 961 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 2,44%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, както следва:

5.1. За промишлени клиенти 4880 лв.;

5.2. За обществено-административни и търговски клиенти 2680 лв.;

5.3. За битови клиенти 520 лв.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров – за, Георги Златев – за и Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.



**По т.2.** Комисията, като разгледа подаденото от „Костинбродгаз“ ООД заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Костинброд и Сливница, доклад с вх. № Е-ДК-977 от 04.12.2020 г., събраните данни от проведените на 15.12.2020 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-40-10 от 29.09.2020 г. от „Костинбродгаз“ ООД, с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период 2021 г. – 2025 г.

Със Заповед № 3-Е-174 от 02.10.2020 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 пренос на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ, като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Костинбродгаз“ ООД за одобряване на бизнес план.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от НРЦПГ са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-40-10 от 07.10.2020 г. е изискано „Костинбродгаз“ ООД да предостави следните данни и документи: копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно чл. 29, ал. 2, т. 6 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ); копие на договор за наем на офис на „Костинбродгаз“ ООД; обосновка за начина на формиране и необходимостта от извършване на разходите „материали за текущо поддържане“ и „други разходи“, включени в перото „Разходи, пряко зависещи от доставените количества природен газ“ към дейността „разпределение на природен газ“, както и копие на договор за комплексно сервизно обслужване за поддръжка и ремонт на газопроводите и съоръженията. С писмо с вх. № Е-15-40-10 от 19.10.2020 г. заявителят е представил изисканите данни и документи.

С писмо с вх. № Е-15-40-17 от 20.11.2020 г. заявителят е представил допълнителна информация и документи.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-977 от 04.12.2020 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 4 от Протокол № 265 от 09.12.2020 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 15.12.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Костинбродгаз“ ООД е заявил, че няма забележки и възражения по доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на „Костинбродгаз“ ООД е посочил, че няма забележки по проекта. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в КЕВР не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Костинбродгаз“ ООД.

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

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията.

„Костинбродгаз“ ООД е титуляр на лицензия № Л-211-08 от 03.10.2006 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-211-12 от 27.04.2009 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на общини Костинброд и Сливница за срок до 25.09.2041 г.

С Решение № Ц-36 от 30.09.2016 г. Комисията е утвърдила на „Костинбродгаз“ ООД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Костинброд за регулаторния период от 2016 г. до 2020 г. включително.

С Решение № Ц-24 от 18.10.2017 г. КЕВР е утвърдила на „Костинбродгаз“ ООД, считано от 01.11.2017 г. цени за пренос на природен газ през ГРМ на територията на община Костинброд, в резултат на корекция съгласно чл. 25, ал. 2, т. 3 от НРЦПГ, с разликата между прогнозните и отчетените от дружеството инвестиции в нетекущи активи за 2016 г.

„Костинбродгаз“ ООД 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 „Костинброд“, бр. 50 от м. август 2020 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № 398-191 от 28.06.2019 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа. Срокът на действие на договора е от 07:00 часа на 01.01.2019 г. до 07:00 часа на 01.01.2020 г., като срокът на действие може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от страните. Към цитирания договор заявителят е представил допълнително споразумение № 1 от 25.06.2019 г. за удължаване срока на горесцитирания договор с една година, считано от 07:00 часа на 01.01.2020 г. до 07:00 часа на 01.01.2021 г. „Костинбродгаз“ ООД е предоставило копие на Договор № 398-216 от 02.07.2020 г. за покупко-продажба на природен газ на анонимен краткосрочен сегмент на платформата за търговия на „Газов хъб Балкан“ ЕАД, сключен за неопределен срок. Заявителят е предоставил копие на Договор от 16.07.2020 г. за покупко-продажба на природен газ, сключен между „Мет Енерджи Трейдинг България“ ЕАД и „Костинбродгаз“ ООД за срок до 31.12.2022 г.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. 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).

Дружеството е диференцирало условно ползвателите на природен газ в две групи: стопански и битови клиенти, като стопанските клиенти са разпределени в три подгрупи в зависимост от годишното им потребление, както следва: до 1000 MWh/год.; от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл. и над 10 000 MWh/год.

Предлаганата тарифна структура на клиентите на дружеството се основава на анализ на отчетните данни и направено маркетингово проучване. За определянето на предлаганата тарифна структура са взети предвид пазарните условия, отчетени са пазарните сигнали на клиентите и е осигурено справедливо отразяване в цените на разходите, предизвикани от отделните клиентски групи, като същевременно е осигурена конкурентоспособност на природния газ спрямо останалите алтернативни енергоносители. Тарифната структура на клиентите на дружеството за регулаторен период 2021 г. – 2025 г. е съобразена с характеристиките на потребление, вида и основната дейност, както и с годишната консумация на съществуващите и бъдещи клиенти на природен газ на територията на общините Костинброд и Сливница.

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

## 1. Регулаторен период

„Костинбродгаз“ ООД предлага регулаторният период на цените да е с продължителност от 5 години (от 2021 г. до 2025 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. Предложеният регулаторен период с продължителност от 5 години ще даде възможност на дружеството да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в представения за одобрение бизнес план за периода 2021 г. – 2025 г.

## 2. Необходими приходи

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

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

*Таблица № 1*

| Клиенти     | 2021 г.     | 2022 г.     | 2023 г.     | 2024 г.     | 2025 г.     |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Стопански   | 831         | 923         | 1058        | 1154        | 1263        |
| Битови      | 369         | 471         | 553         | 626         | 709         |
| <b>Общо</b> | <b>1199</b> | <b>1395</b> | <b>1611</b> | <b>1780</b> | <b>1972</b> |

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

*Таблица № 2*

| Клиенти     | 2021 г.    | 2022 г.    | 2023 г.    | 2024 г.    | 2025 г.    |
|-------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Стопански   | 14         | 18         | 20         | 21         | 21         |
| Битови      | 159        | 178        | 195        | 209        | 222        |
| <b>Общо</b> | <b>173</b> | <b>196</b> | <b>215</b> | <b>229</b> | <b>243</b> |

## 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 № 3:

*Общо разходи по дейности (хил. лв.)*

*Таблица № 3*

| Наименование                                   | 2021 г.     | 2022 г.     | 2023 г.     | 2024 г.     | 2025 г.     | Общо        | %           |
|------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <b>Общо разходи по дейности, в т.ч.:</b>       | <b>1095</b> | <b>1270</b> | <b>1472</b> | <b>1622</b> | <b>1794</b> | <b>7253</b> | <b>100%</b> |
| „разпределение на природен газ“                | 932         | 1087        | 1271        | 1408        | 1568        | 6266        | 86%         |
| „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ | 163         | 182         | 201         | 213         | 227         | 987         | 14%         |

Според представената обосновка разходите за дейностите са формирани при цени към момента на изготвянето им, като в прогнозните стойности на разходите не е отчетена инфлация. Основните фактори, даващи отражение върху прогнозните стойности на разходите са: отчетна и балансова стойност на ГРМ, в т.ч. по компоненти; отчетна и балансова стойност на други дълготрайни активи (нематериални и други материални активи), необходими за извършването на лицензионните дейности; дължина на линейната част; брой клиенти по групи и подгрупи; продажби на природен газ по групи и подгрупи клиенти; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и за обслужване на клиентите.

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 отчетни и прогнозни стойности на годишна база.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Костинбродгаз“ ООД 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 86% от общия обем разходи и се увеличават от 932 хил. лв. през 2021 г. на 1568 хил. лв. през 2025 г.

**Условно-постоянните разходи** представляват 93% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават през регулаторния период от 867 хил. лв. през 2021 г. на 1459 хил. лв. през 2025 г. Те са разделени, както следва:

*Разходи за материали*, представляват 4,4% от УПР за дейността и нарастват от 30 хил. лв. през 2021 г. на 70 хил. лв. през 2025 г. Те включват:

- *разходи за материали за текущо поддържане*, 67,6% от разходите за материали, включващи: резервни части за ремонт на линейната част, планирани на база дължината на мрежата, в размер на 0,5% от стойността на изградените линейни участъци, както и резервни части за ремонт на съоръженията, планирани на база брой монтирани съоръжения, в размер на 0,6% от стойността на изградените съоръжения;

- *разходи за гориво за транспорт*, планирани в размер на 500 лв. месечно от началото на регулаторния период, предвид предстоящо през 2021 г. закупуване на автомобил на дружеството, обслужващ първоначално двете лицензионни дейности. Прогнозирани на база необходим среден пробег на транспортното средство за обслужване на дейността на дружеството, като са обвързани със съществуващата и прогнозната дължина на ГРМ;

- *разходи за работно облекло*, планирани в зависимост от броя персонал, зает с тази дейност, средно по 400 лева/служител/година. Включват разходи за оборудване на персонала с подходящо работно облекло, вкл. и с оглед безопасност на условията на труд;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани на база направените през 2020 г. разходи, средно по около 30 лв./служител/месец;

*Разходите за външни услуги* представляват 16% от УПР и нарастват от 159 хил. лв. през 2021 г. на 212 хил. лв. през 2025 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, включващи задължителните по ЗЕ имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“, планирани на база отчетната стойност на линейната част и съоръженията, както и застраховка на персонала за съответната дейност;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база нормативна уредба и извършени разходи през 2020 г., в т.ч. лицензионни такси, планирани в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по закона за енергетиката, в размер на 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, средно по 120 лв. на месец, планирани на база извършени към момента разходи. Те включват разходи за куриерски услуги, вкл. за пратки на разходомери за проверка, писма на клиенти с просрочени задължения и друга кореспонденция, разходи за телефони във функция от броя на служителите;

- *разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност*, прогнозирани съгласно Наредбата за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен

газ. И през новия регулаторен период комплексното сервизно обслужване за поддръжка и ремонт на газопроводите и съоръженията ще се извършва от външна за дружеството фирма, като разходите по този договор са отнесени към това перо (съгласно предоставено копие на договор за поддържане и обслужване на газовите съоръжения и инсталации на дружеството, подписан на 14.12.2018 г. за срок от 5 години). Включени са и разходите за технически надзор. Планираните разходи за тези дейности са средно по 3 хил. лв./годишно за периода и са базирани на изплащаните през предходните години суми;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана*, включват разходи за охрана, в размер на 200 лв./месец;

- *разходи за наеми на сграда*, планирани на база годишен разход за 2020 г. и сключен към момента договор за наем (съгласно предоставено копие на договор за наем от 30.12.2015 г., сключен за срок от 5 години, считано от 01.01.2016 г., както и копие на анекс от 13.10.2020 г. към този договор за удължаване на срока с 5 години, считано от 01.01.2021 г.). През 2021 г. заявителят планира наемане на офис в гр. Сливница, необходим за привличане и работа с нови клиенти, предвид предстоящото изграждане на разпределителен газопровод и отклонения до населените места в общината. През 2023 г. дружеството предвижда наемане на допълнително помещение в гр. Костинброд, поради предвидено увеличение на персонала и разширяване на дейността за изпълнение на заложената инвестиционна програма. Разходите за наем на офисите са определени от заявителя съгласно пазарните цени в региона и са разпределени пропорционално към разходите за всяка от лицензионните дейности;

- *разходи за проверка на уреди*, планирани съгласно глава трета „Ред за извършване на контрол на средствата за измерване” и глава четвърта „Знаци за удостоверяване на резултатите от контрола на средствата за измерване” от Наредба за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол (НСИПМК), както и съгласно Тарифа № 11 за таксите, които се събират в системата на Държавната агенция за метрологичен и технически надзор по Закона за държавните такси. Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ”. Проверката на средства за търговско измерване (СТИ) е в съответствие с НСИПМК, като диафрагмените разходомери подлежат на проверка на всеки четири години, а ротационните се проверяват през две години. Планираните разходи са в съответствие с графика за извършване на метрологични проверки на СТИ и са формирани на база брой задължителни за проверка уреди и пазарната цена за проверка на съответно СТИ, поради което тези разходи са различни през годините от регулаторния период (от 38 хил. лв. до 50 хил. лв./годишно);

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани на база годишен разход за 2020 г. за съответната дейност, средно в размер на около 10 хил. лв. за всяка от годините на регулаторния период;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани в зависимост от средния годишен разход за 2020 г. по 200 лв. месечно.

*Разходите за амортизации* представляват 52% от УПР, като се увеличават от 413 хил. лв. през 2021 г. на 794 хил. лв. през 2025 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

*Разходите за заплати и възнаграждения* представляват 20% от УПР и нарастват от 196 хил. лв. през 2021 г. до 279 хил. лв. през 2025 г. Според заявителя разходите за възнаграждения включват разходите за заплати на персонала на дружеството (ръководители, аналитични специалисти, квалифицирани и неквалифицирани работници), заети с дейността „разпределение на природен газ”, определени на база нивата на възнагражденията от 2020 г., като разликата в общата сума спрямо текущата 2020 г. се дължи на факта, че поради разширяване на дейността и за изпълнение планираните инвестиционна и производствена програми за новия регулаторен период, през 2021 г. заявителят предвижда назначаване на още трима служители за дейността „разпределение на природен газ”, а през 2023 г. – на още двама служители.

*Разходите за социални осигуровки* представляват 4% от УПР, като нарастват от 43 хил. лв. през 2021 г. на 61 хил. лв. през 2025 г. и включват социалноосигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др. Тези разходи са в пряка зависимост от броя на персонала през годините на регулаторния период.

*Социални разходи*, в размер на 0,6% от общия УПР за дейността „разпределение на природен газ”. Тези разходи се увеличават от 7 хил. лв. през 2021 г. на 8 хил. лв. през 2025 г., като са прогнозирани по 600 лв./служител/година.

*Други разходи*, представляват 2% от УПР, като нарастват от 19 хил. лв. през 2021 г. на 34 хил. лв. през 2025 г. и включват:

- *разходи за маркетинг и реклама* – с най-голям дял в перото (около 34%), свързани с консултиране на клиентите по процедурата за присъединяване, подписване на договор за присъединяване и изпълнение до присъединен клиент. Разходът е необходим, за да бъдат привлечени нови клиенти или да бъдат активирани вече отказали се клиенти. Предвидените разходи са средно в размер на 9 хил. лв. на година за периода;

- *разходи за охрана на труда (трудова медицина)*, прогнозирани като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност – по 20 лв./служител/месец;

- *разходи за командировки*, прогнозирани, като функция от персонала и в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност през предходни години, средно по 2 хил. лв. на година;

- *разходи за данъци, удържани при източника*, включват нормативното задължение на дружеството за удържане на данък върху социалните разходи, изчислени са съгласно чл. 35, чл. 36 и чл. 48 от ЗКПО, планирани в размер на средно 60 лв./месец;

- *разходи за публикации*, прогнозирани на база шест публикации годишно, при средна стойност на рекламното каре от 400 лв.;

- *разходи за служебни карти*, които нарастват от 6 хил. лв. през 2021 г. на 12 хил. лв. през 2025 г.

*Променливите разходи*, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, представляват около 7% от общите разходи за тази дейност, като се увеличават през регулаторния период от 65 хил. лв. през 2021 г. на 104 хил. лв. през 2025 г. и включват:

- *разходи за одорант*, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ”, и са планирани в зависимост от количествата природен газ, предназначени за продажба. Тези разходи са прогнозирани при норма 20 mg/хил. м<sup>3</sup>, като през първата година възлизат на 3,6 хил. лв., а през последната година от регулаторния период достигат 6 хил. лв.;

- *материали за текущо поддържане*, 4,6% от променливите разходи за дейността „разпределение на природен газ”, средно до 350 лв./месец;

- *разходи, свързани със загуби на природен газ*, в съответствие с размера на технологичните загуби на газ през настоящата и предходните години и изчислени съгласно планираните количества природен газ. Тези разходи са в рамките на утвърдените размери, съгласно приетата от Комисията Методика за определяне на допустимите размери на технологични разходи при пренос, разпределение и съхранение на природен газ. Загуби на газ се допускат при периодични планови ремонти в котелните централи на стопанските клиенти, изпразване на отклонения до обекта през свещ, която е преди разходомера и запълване на системата след ремонта, загуби от утечки на газ вследствие на възникнали аварии с разпределителни газопроводи при комуникационни изкопни работи на БТК, ВиК и други;

- *други разходи*, в размер на 2 хил. лв. годишно през регулаторния период, включват непредвидените в останалите пера разходи и всички допълнително възникващи разходи за външни услуги и във връзка с административната дейност на дружеството, както и разходи, произтичащи от задължения по нормативни актове и договори, които не са обхванати в изброените пера.

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

Тези разходи представляват 14% от общия обем разходи и включват само условно-постоянни разходи, тъй като дружеството не е планирало променливи разходи. Разходите за дейността нарастват от 163 хил. лв. през 2021 г. на 227 хил. лв. през 2025 г. Условно-постоянните разходи представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и са разпределени по икономически елементи, както следва:

*Разходи за материали*, с относителен дял от 6,3%, нарастват от 8 хил. лв. през 2021 г. на 15 хил. лв. през 2025 г., като включват:

- *разходи за работно облекло*, планирани в зависимост от броя персонал, средно по 400 лв./служител/година;

- *разходи за горива за автотранспорт* – поради предстоящо през 2023 г. закупуване на автомобил, обслужващ дейността по снабдяване с природен газ, за гориво са предвидени средно по 500 лв./месец за периода, на базата на необходим среден пробег на транспортното средство за обслужване на дейността на дружеството, който е обвързан с прогнозната дължина на ГРМ. До 2023 г. разходите за гориво на автомобила се разделят между двете лицензионни дейности;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани съгласно достигнатите през 2020 г. разходи, средно по около 150 лв./месец;

*Разходите за външни услуги* представляват 23% от разходите за дейността, като се увеличават от 31 хил. лв. през 2021 г. на 61 хил. лв. през 2025 г. и включват:

- *разходи за застраховки на компютърна техника*, с която се осъществява фактурирането и поддържането на базата данни след инкасиране и измерване на доставеното количество природен газ на клиентите на дружеството, както и застраховки на имуществото и офиса;

- *пощенски разходи и разходи за телефони*, в размер на около 400 лв. месечно;

- *разходи за наем на офиси*, наемите за действащия офис и предстоящите за наемане помещения са разпределени между двете лицензионни дейности – средно по около 1200 лв. месечно;

- *разходи за лицензионна такса, банкови такси и данъци*, планирани средно 7 хил. лв., на година през регулаторния период, в т.ч. прогнозираните такси на основание Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия по енергийно и водно регулиране по закона за енергетиката;

- *разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност*, свързани с поддържането на компютърните мрежи и системи, и на програмното осигуряване за отчитане и фактуриране на продадените количества природен газ, и други софтуерни програми и интернет страницата на дружеството. Те са в размер на 20% от разходите за външни услуги;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани на база годишен разход за 2020 г. за съответната дейност и сключени договори, в размер средно на 3 хил. лв. на година от регулаторния период;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани в зависимост от средния годишен разход за предходната година и очакван годишен разход за следващите години, както и във функция от персонала на дружеството, средно по 90 лв./месец.

*Разходите за амортизации* представляват 3,6% от разходите, предвидени за дейността, като нарастват от 4 хил. лв. през 2021 г. на 8 хил. лв. през 2025 г.;

*Разходите за заплати и възнаграждения* са с относителен дял 50% от разходите за дейността, като размерът им нараства от 91 хил. лв. през 2021 г. на 105 хил. лв. през 2025 г. Според дружеството тези разходи са планирани за служителите, пряко заети с дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ – четирима за целия период.

*Разходите за социални осигуровки* представляват 11% от разходите за дейността, като размерът им нараства от 20 хил. лв. през 2021 г. на 23 хил. лв. през 2025 г. Те

включват начисленията върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.;

*Социалните разходи*, в размер на 1,2% от общия размер на прогнозираните разходи за дейността „снабдяване с природен газ”, като остават с непроменен размер от 2,4 хил. лв. през регулаторния период и се равняват на 600 лв./година за един служител или 50 лв./месечно;

*Други разходи*, в размер на 7 хил. лв. през първата година от регулаторния период, достигащи 12 хил. лв. през последната година, представляващи 4,7% от общите разходи за тази дейност, като включват:

- *разходи за реклама и маркетинг дейност*, нарастват от 2 хил. лв. през 2021 г. на 6 хил. лв. през 2025 г.;

- *разходи за охрана на труда*, прогнозиран като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност и средния годишен разход през 2020 г. по 20 лв./служител/месец;

- *разходи за командировки*, прогнозиран по 250 лв./служител/година;

- *разходи за публикации*, планирани по 3 броя публикации по 400 лв. за всяка от петте години на регулаторния период.

През регулаторния период 2021 – 2025 г. дружеството не планира променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ”, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и по 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 Таблицы № 4 и 5:

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

*Таблица № 4*

| №    | Позиция                                                       | 2021 г.     | 2022 г.     | 2023 г.     | 2024 г.     | 2025 г.     |
|------|---------------------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 1.   | Балансова стойност на ДМА                                     | 6693        | 7837        | 8692        | 9524        | 10 336      |
| 2.   | Балансова стойност на ДНА                                     | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           |
| 3.   | Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня | 348         | 546         | 745         | 914         | 1090        |
| 4.   | Необходим оборотен капитал                                    | 65          | 71          | 83          | 88          | 97          |
| 5.   | <b>Регулаторна база на активите</b>                           | <b>6409</b> | <b>7362</b> | <b>8029</b> | <b>8698</b> | <b>9342</b> |
| 6.   | Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане                | 4,17%       | 4,17%       | 4,22%       | 4,28%       | 4,33%       |
| 7.   | <b>Възвръщаемост</b>                                          | <b>267</b>  | <b>307</b>  | <b>339</b>  | <b>372</b>  | <b>405</b>  |
| 8.   | <b>Разходи, в т.ч.:</b>                                       | <b>932</b>  | <b>1087</b> | <b>1271</b> | <b>1408</b> | <b>1568</b> |
| 8.1. | УПР                                                           | 867         | 1000        | 1177        | 1304        | 1459        |
| 8.2. | Променливи разходи                                            | 65          | 87          | 95          | 104         | 108         |

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

*Таблица № 5*

| №  | Позиция                                                       | 2021 г.    | 2022 г.    | 2023 г.    | 2024 г.    | 2025 г.    |
|----|---------------------------------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 1. | Балансова стойност на ДМА                                     | 3          | 12         | 6          | 2          | 0          |
| 2. | Балансова стойност на ДНА                                     | 10         | 8          | 7          | 5          | 3          |
| 3. | Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          |
| 4. | Необходим оборотен капитал                                    | 229        | 306        | 331        | 363        | 379        |
| 5. | <b>Регулаторна база на активите</b>                           | <b>241</b> | <b>326</b> | <b>344</b> | <b>370</b> | <b>382</b> |
| 6. | Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане                | 4,17%      | 4,17%      | 4,22%      | 4,28%      | 4,33%      |



|      |                    |     |     |     |     |     |
|------|--------------------|-----|-----|-----|-----|-----|
| 7.   | Възвръщаемост      | 10  | 14  | 15  | 16  | 17  |
| 8.   | Разходи, в т.ч.:   | 163 | 182 | 201 | 213 | 227 |
| 8.1. | УПР                | 163 | 182 | 201 | 213 | 227 |
| 8.2. | Променливи разходи | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   |

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2021 – 2025 г. са в размер на 8187 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 6729 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 1458 хил. лв.

### 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Като източник на финансиране дружеството предвижда използването на собствени средства, акумулирани от дейността му, респективно реинвестиране на печалбата и амортизационните отчисления за всяка една година от периода, както и привлечен капитал – инвестиционен банков кредит или заемни финансови средства от съдружниците в дружеството. Заявителят предвижда използваният като източник на финансиране собствен капитал чрез реинвестиране на парични средства, представляващи сума от получената нетна печалба от текущия период и амортизационните отчисления за същия период, да се увеличава през регулаторния период. За финансовото осигуряване на бизнес плана, дружеството предвижда също така и усвояване на дългосрочни кредити (банкови или заемни средства от съдружници), съответстващи на необходимите за изпълнение на инвестиционната програма за периода парични средства. Те са в общ размер 7900 хил. лв., разпределени почти равномерно за всяка от годините на регулаторния период, със срок на погасяване 6 години и лихвен процент 2,3% на годишна база. Дружеството не предвижда да използва финансиране чрез държавна помощ и/или приложими грантови схеми.

Предложената от „Костинбродгаз“ ООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 г. – 2025 г. е в размер на 4,38%, която е изчислена при 49,74% дял собствен капитал с норма на възвръщаемост 5,83% и привлечен капитал 50,26% с норма на възвръщаемост 2,3% 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  $\beta$  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<sup>3</sup> и на Българската народна банка (БНБ)<sup>4</sup>. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост

<sup>3</sup><http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

<sup>4</sup><http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

на собствения капитал на „Костинбродгаз“ ООД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент  $\beta$ , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Костинбродгаз“ ООД е използван безлостов коефициент  $\beta$  (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,74 за 2020 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на „Костинбродгаз“ ООД, безлостовият коефициент се преобразува в лостов с размер 1,50. Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,03%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,23%) и премията за специфичния за държавата риск (2,80%) по актуализирани данни от месец юли 2020 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 0,2784%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период август 2019 г. – юли 2020 г. Дружеството планира да използва привлечен капитал с норма на възвръщаемост от 2,3%.

При прилагане на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала се получава в размер на 7,95%, при дял от 49,74% на собствен капитал и норма на възвръщаемост 12,29%, дял на привлечения капитал от 50,26% с норма на възвръщаемост 2,30% и при отчитане на данъчните задължения, като получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството.

Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Костинбродгаз“ ООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 4,38%, изчислена при 49,74% дял собствен капитал с норма на възвръщаемост 5,83% и привлечен капитал 50,26% с норма на възвръщаемост 2,30%, 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 № 6 и № 7:

*Прогнозна консумация*

*Таблица № 6*

| Клиенти     | Мярка           | 2021 г.       | 2022 г.        | 2023 г.        | 2024 г.        | 2025 г.        |
|-------------|-----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Стопански   | MWh/год.        | 55 539        | 78 799         | 83 679         | 90 779         | 92 209         |
| Битови      | MWh/год.        | 18 825        | 22 342         | 25 618         | 29 187         | 33 019         |
| <b>Общо</b> | <b>MWh/год.</b> | <b>74 364</b> | <b>101 141</b> | <b>109 297</b> | <b>119 966</b> | <b>125 228</b> |

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица № 7*

| Клиенти     | Мярка      | 2021 г.     | 2022 г.     | 2023 г.     | 2024 г.     | 2025 г.     |
|-------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Стопански   | бр.        | 75          | 86          | 112         | 117         | 123         |
| Битови      | бр.        | 1793        | 2128        | 2440        | 2780        | 3145        |
| <b>Общо</b> | <b>бр.</b> | <b>1868</b> | <b>2214</b> | <b>2552</b> | <b>2897</b> | <b>3268</b> |

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 стопанските клиенти намалява от 0,690 през 2021 г. на 0,635 през 2025 г.; за битовите клиенти се увеличава от 0,310 през 2021 г. на 0,365 през 2025 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 се променя през периода, както следва: за стопанските клиенти се увеличава от 0,081 през 2021 г. на 0,085 през 2025 г.; за битовите клиенти намалява от 0,919 през 2021 г. 0,915 през 2025 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 двете основни 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 стопанските клиенти намалява от 0,747 през 2021 г. на 0,736 през 2025 г.; за битовите клиенти се увеличава от 0,253 през 2021 г. на 0,264 през 2025 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 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.

Предложените от „Костинбродгаз“ ООД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на общините Костинброд и Сливница, са посочени в Таблица № 8:

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

**Таблица № 8**

| Клиентски групи и подгрупи               | Цени за пренос през ГРМ (лв./MWh) | Цени за снабдяване (лв./MWh) | Цени за снабдяване (лв./клиент/месец) |
|------------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|---------------------------------------|
| <b>Стопански:</b>                        |                                   |                              |                                       |
| до 1000 MWh/год. вкл.                    | 19,97                             | 0,46                         |                                       |
| от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл. | 14,19                             | 0,46                         |                                       |
| над 10 000 MWh/год.                      | 10,38                             | 0,46                         |                                       |
| <b>Битови</b>                            | 21,12                             |                              | 3,94                                  |

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

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-40-10 от 29.09.2020 г. от „Костинбродгаз“ ООД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените от „Костинбродгаз“ ООД за утвърждаване цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2021 – 2025 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 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 общините Костинброд и Сливница, посочени в Таблица № 9:

**Цени за присъединяване**

**Таблица № 9**

| Групи и подгрупи клиенти                 | Цени<br>(лв./клиент) |
|------------------------------------------|----------------------|
| <b>Стопански:</b>                        |                      |
| до 1000 MWh/год. вкл.                    | 1830                 |
| от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл. | 2755                 |
| над 10 000 MWh/год.                      | 5290                 |
| <b>Битови</b>                            | <b>575</b>           |

*Забележка: посочените по-горе цени са в лева за присъединен клиент, без ДДС и са единни за периода.*

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.

Изказвания по т.2.:

Докладва Г. Дечева. На 15.12.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Костинбродгаз“ ООД е заявил, че няма забележки и възражения по доклада. Съгласно нормативните изисквания на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия проект на решение, на което представителят на „Костинбродгаз“ ООД е посочил, че няма забележки по проекта. В законоустановения срока в КЕВР не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Костинбродгаз“ ООД от заинтересованите лица.

Г. Дечева прочете:

*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 за регулиране на цените на природния газ*

**КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**РЕШИ:**

*1. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Костинбродгаз“ ООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период от 2021 г. до 2025 г., както следва:*

1. Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа за стопански клиенти с техните подгрупи и за битови клиенти;
2. Ценообразуващи елементи;
3. Цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа: за стопански клиенти с техните подгрупи и за битови клиенти;

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

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Костинброд и Сливница: за стопански клиенти с техните подгрупи и за битови клиенти.

*II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.*

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

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

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Костинбродгаз“ ООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период от 2021 г. до 2025 г., както следва:

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

1.1. За стопански клиенти:

до 1000 MWh/год. вкл. 19,97 лв./MWh;

от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл. 14,19 лв./MWh;

над 10 000 MWh/год. 10,38 лв./MWh;

1.2. За битови клиенти: 21,12 лв./MWh.

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

Необходим годишни приходи: за 2021 г. – 1199 хил. лв.; за 2022 г. – 1395 хил. лв.; за 2023 г. – 1611 хил. лв.; 2024 г. – 1780 хил. лв.; 2025 г. – 1972 хил. лв.

Количества природен газ: за 2021 г. – 74 364 MWh/год.; за 2022 г. – 101 141 MWh/год.; за 2023 г. – 109 297 MWh/год.; 2024 г. – 119 966 MWh/год.; 2025 г. – 125 228 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 4,38%.

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

3.1. За стопански клиенти:

до 1000 MWh/год. вкл. 27,39 лв./MWh;

от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл. 27,39 лв./MWh;

над 10 000 MWh/год. 27,39 лв./MWh;

3.2. За битови клиенти 3,94 лв./клиент/месец

и цена на природния газ на обществения доставчик за съответния месец.

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

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответния месец на годината): 26,93 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За стопански клиенти:

до 1000 MWh/год. вкл. 0,46 лв./MWh;

|                                          |                       |
|------------------------------------------|-----------------------|
| от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл. | 0,46 лв./MWh;         |
| над 10 000 MWh/год.                      | 0,46 лв./MWh.         |
| 4.2.2. За битови клиенти                 | 3,94 в./клиент/месец. |

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

Необходими годишни приходи: за 2021 г. – 173 хил. лв.; за 2022 г. – 196 хил. лв.; за 2023 г. – 215 хил. лв.; 2024 г. – 229 хил. лв.; 2025 г. – 243 хил. лв.

Количества природен газ: за 2021 г. – 74 364 MWh/год.; за 2022 г. – 101 141 MWh/год.; за 2023 г. – 109 297 MWh/год.; 2024 г. – 119 966 MWh/год.; 2025 г. – 125 228 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 4,38%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Костинброд и Сливница, както следва:

5.1. За стопански клиенти:

|                                          |                  |
|------------------------------------------|------------------|
| до 1000 MWh/год. вкл.                    | 1830 лв./клиент; |
| от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл. | 2755 лв./клиент; |
| над 10 000 MWh/год.                      | 5290 лв./клиент; |
| 5.2. За битови клиенти                   | 575 лв./клиент   |

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров – за, Георги Златев – за и Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.3.** Комисията, като разглежда подаденото от „Аресгаз“ ЕАД заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, доклад с вх. № Е-ДК-979 от 04.12.2020 г., събраните данни от проведените на 15.12.2020 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-60-37 от 30.09.2020 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 и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2021 г. – 2022 г.

Със Заповед № 3-Е-181 от 06.10.2020 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 пренос на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на

клиенти към ГРМ, като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от Наредба № 2 от 19 март 2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-37 от 07.10.2020 г. е изискано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните данни и документи: заявление за утвърждаване на цени, което да съдържа искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по ГРМ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към ГРМ на дружеството за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, със съответните приложения и справки, с обособени подгрупи клиенти в енергийни единици; електронен модел на цените, в който обособените подгрупи на стопански клиенти да са в енергийни единици; обосновка за продължителността на предложени регулаторен период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; копия на договори за наем на офиси на дружеството; обосновка на разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, образуващи ценова компонента съгласно чл. 19а, ал. 1 от НРЦПГ, както и копия на договорите, съгласно които дружеството извършва цитираните разходи; данни относно частта от съответната лицензионна територия, на която се намират клиентите, снабдявани със сгъстен природен газ, предвид разпоредбата на чл. 19а, ал. 2 от НРЦПГ; данни за броя на персонала по години, както и обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“ от електронния модел на цените.

С писмо с вх. № Е-15-60-37 от 21.10.2020 г., заявителят е представил изисканите данни и документи, както и заявление с вх. № Е-15-60-37 от 21.10.2020 г. за утвърждаване на цени, в което подгрупите клиенти са обособени в енергийни единици, а предложената компонента по чл. 19а от НРЦПГ е променена в съответствие със сключен от дружеството нов договор за закупуване на компресиран природен газ.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-979 от 04.12.2020 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 6 от Протокол № 265 от 09.12.2020 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 15.12.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки и възражения по доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е посочил, че няма забележки по проекта. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в КЕВР не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД.

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

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

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-36 от 22.12.2017 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 „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище за регулаторен период от 2018 г. до 2020 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“, бр. 244 от 28.09.2020 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на договор № 155-214 от 02.07.2020 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от 07:00 часа на 01.01.2021 г. до 07:00 часа на 01.01.2022 г., като срокът на действие може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от двете страни. Заявителят е представил и договор за покупко-продажба на природен газ, сключен на 24.10.2019 г. между „Черноморска газова компания“ ЕООД и „Аресгаз“ ЕАД със срок на действие до 31.12.2021 г.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. 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).

През новия регулаторен период „Аресгаз“ ЕАД предлага тарифна структура, която се състои от две групи клиенти: стопански и битови, като стопанските клиенти са обособени в две подгрупи, съобразно потреблението им – равномерно и неравномерно.

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

### **1. Регулаторен период**

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 2 години (от 2021 г. до 2022 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 двегодишен регулаторен период, дружеството счита, че в условията на пандемична обстановка, в която е изготвено предложението за утвърждаване на цени, средносрочните и дългосрочни прогнози са невъзможни и логически неаргументирани. Според „Аресгаз“ ЕАД е 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. Това налага коригиране до минимум на хоризонтите за планиране, изготвяне на коригиращи оценки за въздействие и оценка на рисковете. Очакванията на дружеството са, че регулаторен период от две години ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри, като по този начин ще се постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи реализацията на мащабни проекти, каквито са проектите за газификация, което ще бъде от полза най-вече за крайните клиенти, на които ще бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник на справедлива и конкурентна цена. Според дружеството, двегодишен регулаторен период кореспондира с променящия се и динамичен сектор, в който „Аресгаз“ ЕАД 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 лицензионните територии, 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 емпирична 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, да изпълнява одобрения бизнес план, 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.

Предложеният регулаторен период с продължителност от 2 години ще даде възможност на „Аресгаз“ ЕАД да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в представения за одобрение бизнес план за периода 2021 – 2022 г.

Предвид горното, предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените от 2 години (от 2021 г. до 2022 г.) е в съответствие с разпоредбите на НРЦПГ.

## 2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани по години за регулаторния период. Необходимите приходи по години, разпределени по групи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблицы № 1 и 2:

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

*Таблица № 1*

| Клиенти     | 2021 г.     | 2022 г.     |
|-------------|-------------|-------------|
| Стопански   | 4830        | 4758        |
| Битови      | 2902        | 3058        |
| <b>Общо</b> | <b>7732</b> | <b>7816</b> |

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

*Таблица № 2*

| Клиенти     | 2021 г.    | 2022 г.    |
|-------------|------------|------------|
| Стопански   | 75         | 77         |
| Битови      | 152        | 157        |
| <b>Общо</b> | <b>227</b> | <b>234</b> |

### 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 № 3:

*Общо разходи по дейности (хил. лв.)*

*Таблица № 3*

| Наименование                                   | 2021 г.     | 2022 г.     | Общо          | %           |
|------------------------------------------------|-------------|-------------|---------------|-------------|
| <b>Общо разходи по дейности, в т.ч.:</b>       | <b>6073</b> | <b>6311</b> | <b>12 384</b> | <b>100%</b> |
| „разпределение на природен газ“                | 5937        | 6172        | 12 109        | 98%         |
| „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ | 136         | 139         | 275           | 2%          |

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 отчетни и прогнозни стойности на годишна база.

Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозировал разходите си за периода 2021 г. – 2022 г. въз основа на стойностите им от базовата година (отчетно-прогнозни стойности). Влияние върху стойностите на разходите оказват: консумацията на природен газ; броят на клиентите по групи; цената на природния газ, доставян от общественния 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; дължина на ГРМ и брой на съоръженията, монтирани при клиентите, както и броят на потенциалните клиенти.

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

#### **2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“**

Тези разходи представляват 98% от общия обем разходи и се увеличават от 5937 хил. лв. през 2021 г. на 6172 хил. лв. през 2022 г.

**Условно-постоянните разходи** представляват 99,6% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени, както следва:

*Разходите за материали* представляват 0,34% от УПР за дейността, увеличават се през регулаторния период от 20 хил. лв. на 21 хил. лв. и включват:

- *разходи за гориво за транспорт*, прогнозировани в съответствие със стойността им за базовата година – 0,78 хил. лв. за 2021 г. и 0,85 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за канцеларски материали*, нарастват от 19 хил. лв. през 2021 г. на 21 хил. лв. през 2022 г., прогнозировани в съответствие със стойността им за базовата година.

*Разходите за външни услуги* представляват 15% от УПР и нарастват от 904 хил. лв. през 2021 г. на 938 хил. лв. през 2022 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозировани в размер на 0,03% от стойността на нетекущите активи, като нарастват от 18,8 хил. лв. през 2021 г. на 19,1 хил. лв. през 2022 г.;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозировани на база нормативна уредба, в т.ч. лицензионни такси, планирани в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, в размер на 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година. Нарастват от 6,4 хил. лв. през 2021 г. на 6,5 хил. лв. през 2022 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в размер на 88 хил. лв. за 2021 г. и 91 хил. лв. за 2022 г., прогнозировани в съответствие със стойността им за базовата година;

- *разходи за абонаментно поддържане*, в размер на 572 хил. лв. за 2021 г. и 582 хил. лв. за 2022 г., прогнозировани в съответствие със стойността им за базовата година;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана*, включват разходи за охрана и се променят от 9 хил. лв. през 2021 г. на 10 хил. лв. през 2022 г.;

- *разходи за наеми*, нарастват от 83 хил. лв. на 91 хил. лв. в края на регулаторния период, планирани съгласно подписани от дружеството договори за наем и в съответствие със стойността им за базовата година. Дружеството е представило следните копия на договори:

- договор за наем на недвижим имот, сключен на 30.06.2017 г. между „Аресгаз“ АД и „Сити Гардън“ ЕООД, с предмет отдаване под наем за временно и възмездно ползване на обект в Търговски комплекс „Пазарище“, находящ се в гр. Аксаково, обл. Варна. Заявителят е представил анекс към цитирания договор, според който срокът на договора е две години, считано от 30.12.2018 г., датата на подписване на анекса;

- договор № 121 за наем на недвижим имот от 05.11.2019 г., сключен между „Бел Ком Инвест“ ЕООД и „Аресгаз“ ЕАД, с предмет отдаване под наем за временно и възмездно ползване на имот – офис помещение, находящ се в гр. Белослав. Договорът

влиза в сила от 01.01.2020 г. и е със срок една година. Представено и Приложение № 1 към договор № 121 от 05.11.2019 г. за осигуряване на месечна поддръжка на имота за сметка увеличаване на наема;

- договор за отдаване под наем на помещение общинска собственост, сключен на 01.07.2020 г. между Община Провадия и „Аресгаз“ ЕАД, с предмет отдаване под наем за временно и възмездно ползване на помещение – офис, разположено в сграда частна общинска собственост, находящо се в гр. Провадия. Договорът е сключен за срок от 5 години;

- договор за наем № 101 от 09.11.2016 г., сключен между частни лица и „Аресгаз“ ЕАД с предмет отдаване под наем за временно и възмездно ползване на недвижим имот за офис. Договорът е сключен за срок от пет години;

- договор за наем от 07.07.2016 г., сключен между Териториална организация на научно-техническите съюзи – Варна и „Аресгаз“ ЕАД, с предмет отдаване под наем на обект, състоящ се от 12 бр. стаи, сервизно помещение и коридор, помещение на партерния етаж и складово помещение. Към договора за наем е сключено допълнително споразумение от 01.04.2020 г., съгласно което срокът на договора се удължава до 30.03.2021 г.

- *разходи за проверка на уреди*, планирани в размер на 57 хил. лв. през 2021 г. и 63 хил. лв. през 2022 г., в съответствие със стойността им за базовата година;

- *съдебни разходи*, планирани в размер на около 1000 лв. годишно през регулаторния период, в съответствие със стойността им за базовата година;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозираны в размер на 42 хил. лв. през 2021 г. и 46 хил. лв. през 2022 г., в съответствие със стойността им за базовата година;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, в размер на 28 хил. лв. през 2021 г. и 29 хил. лв. през 2022 г., прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година.

*Разходите за амортизации* представляват 73% от УПР, като се увеличават от 4325 хил. лв. през 2021 г. на 4474 хил. лв. през 2022 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

*Разходите за заплати и възнаграждения* представляват 8,6% от УПР и нарастват от 508 хил. лв. през 2021 г. на 533 хил. лв. през 2022 г. Включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление. Прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година. Според предоставената от дружеството обосновка, прогнозният брой на персонала за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за периода 2021 – 2022 г. е функция от два параметъра: брой на персонала, зает в разкрити офиси от населените места в обхвата на територията и брой на персонала от централния офис на дружеството в гр. Варна, в т.ч. управленски персонал. Обвързването на персонала във функционална зависимост се обуславя от естеството на дейностите, които дружеството осъществява и необходимостта от персонал, пряко и непряко зает с извършване на дейности в обособената територия. Служителите, назначени в разкритите офиси от обособена територия „Добруджа“ директно се разпределят към броя на персонала за обособената територия. Част от служителите от централния офис условно се разпределят към персонала от обособената територия. За условно разпределение е използвана комплексна оценка на спецификата на територията на база величината на специфичните параметри за територията – обхват, брой на клиентите, изградена мрежа, консумация на природен газ, потенциал и др. Отчитайки спецификата, около 2/3 от броя на персонала, зает в централния офис може условно да бъде отнесен към персонала на обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг. По този начин, имайки предвид и пряко назначения персонал от 13 служители, очакваният брой на персонала към края на 2021 г. и 2022 г. е 28 служители. Този прогнозен брой се отнася за служителите, назначени на трудов договор, съгласно щатното разписание на дружеството към 31.08.2020 г., като не се предвижда промяна на щатното разписание чрез разкриване

на нови щатни длъжности, а само възможни персонални промени по отношение на заемащите щатните длъжности. Освен персонала, назначен на трудов договор, дружеството има взаимоотношения с персонал, нает по граждански 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. Като за персонала, нает по граждански договори дружеството извършва 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.

*Разходите за социални осигуровки* представляват 1,3% от УПР, като нарастват от 78 хил. лв. през 2021 г. на 81 хил. лв. през 2022 г.

*Социални разходи* – в размер на 0,1% от общия размер на прогнозираните разходи за дейността и в размер на 1% от стойността на разходите за заплати и възнаграждения, като са в размер на около 5 хил. лв. годишно през регулаторния период.

*Други разходи* представляват 1,4% от УПР, нарастват от 74 хил. лв. през 2021 г. на 94 хил. лв. през 2022 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година, като включват:

- *разходи за охрана на труд*, планирани в размер на 20 хил. лв. за 2021 г. и 22 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за маркетинг и реклама*, планирани в размер на 28 хил. лв. за 2021 г. и 37 хил. лв. през 2022 г.;

- *разходи за командировки*, нарастват от 25 хил. лв. през 2021 г. на 34 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за публикации*, прогнозирани в размер на около 1000 лв. на година за периода.

***Променливите разходи***, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, представляват около 0,4% от общите разходи за тази дейност, включват:

- *разходи за одорант*, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ”, в зависимост от планираните продажни количества природен газ, прогнозирани с норма 0,37 лв./1000 м<sup>3</sup>, като през 2021 г. възлизат на 14,7 хил. лв., а през 2022 г. – 15,4 хил. лв.;

- *разходи, свързани със загуби на природен газ*, планирани като 0,1% от прогнозната консумация на природен газ.

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

Тези разходи представляват 2% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността са в размер от 136 хил. лв. за 2021 г. и се увеличават на 139 хил. лв. за 2022 г.

***Условно-постоянните разходи*** представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. УПР за дейността са разпределени по икономически елементи, както следва:

*Разходи за материали*, с относителен дял 2% от разходите за дейността, като размерът им от около 2 хил. лв. годишно остава непроменен през регулаторния период.

*Разходите за външни услуги* са 22% от разходите за дейността, планирани в размер от 29 хил. лв. през 2021 г., като се увеличават на 31 хил. лв. през 2022 г. Те включват *разходи за наеми, за данъци и такси „снабдяване”, пощенски разходи, телефони и абонаменти, за експертни и одиторски услуги, както и разходи за вода, отопление и осветление.*

*Разходите за амортизации* представляват 21% от разходите, предвидени за дейността и намаляват от 31 хил. лв. през 2021 г. на 27 хил. лв. през 2022 г.

*Разходи за заплати и възнаграждения*, с относителен дял 42% от разходите за дейността, като размерът им от 56 хил. лв. през 2021 г. нараства на 59 хил. лв. през 2022 г.

*Разходи за социални осигуровки*, прогнозиран в размер на 6% от разходите за заплати и възнаграждения, като размерът им е около 9 хил. лв. годишно през периода.

*Социални разходи*, с относителен дял 0,4% от разходите за дейността, като се увеличават от 0,56 хил. лв. през 2021 г. на 0,59 хил. лв. през 2022 г., прогнозиран в размер на 1% от разходите за заплати и възнаграждения.

*Други разходи*, с относителен дял 6,7% от разходите за дейността, като се увеличават от 8 хил. лв. през 2021 г. на 10 хил. лв. през 2022 г.

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

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

- в съотношение 90% към 10% между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са разпределени разходите за: горива; работно облекло; 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; маркетинг и реклама; публикации, както и експертни и одиторски разходи;

- на 100% 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, както и загуби на газ по мрежата;

- на 100% към дейността „снабдяване с природен газ“ са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

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

„Аресгаз“ ЕАД снабдява със сгъстен природен газ (СПГ) по метода „виртуален газопровод“ клиенти от община Тервел, поради липса на връзка с газопрееносната система. В тази връзка дружеството е представило обосновка, съгласно която разходите от извършваните дейности са, както следва:

**Компресиране на природен газ.** До месец септември 2020 г. дружеството е закупувало компресиран природен газ от фирма „Атанасов груп“ ЕООД, гр. Добрич (съгласно Договор № 91 от 01.11.2012 г. и допълнителни споразумения – 6 бр., съгласно последното допълнително споразумение, срокът на договора за доставка на компресиран природен газ се удължава до 01.09.2020 г.), като заплаща, освен цената на природния газ, доставян от обществения доставчик и търговска надбавка за компресиране на газа в размер на 7,76 лв./MWh (82 лв./1000 м<sup>3</sup>, при използван коефициент за преобразуване в енергийни единици 10,562 kWh/м<sup>3</sup>), както и цена за пренос и достъп до газопрееносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД. С оглед на невъзможност за продължаване на договора с „Атанасов груп“ ЕООД, както и с цел осигуряване на непрекъснатост на доставките на природен газ към своите клиенти, в края на месец септември 2020 г. заявителят е сключил нов договор за закупуване на компресиран природен газ с фирма „Проучване и добив на нефт и газ“ АД (съгласно Договор за покупко-продажба на компресиран природен газ от 28.09.2020 г.), гр. София, при цена за компресиране 7,57 лв./MWh (80 лв./1000 м<sup>3</sup>), от която ползва отстъпка от 3% или 7,35 лв./MWh.

**Транспорт на компресиран (сгъстен) природен газ.** Услугата се извършва от „Черноморска газова компания“ ЕООД (съгласно Договор № 135 от 16.12.2019 г. за предоставяне на транспортни услуги на компресиран природен газ), а договорната цена е в размер на 29,35 лв./MWh (310 лв./1000 м<sup>3</sup>).

**Декомпресиране на природен газ.** Извършва се на площадка за декомпресиране, изградена в гр. Тервел, собственост на „Аресгаз“ ЕАД, на която се разтоварва транспортирания компресиран природен газ.

**Подгряване на природния газ.** Извършва се на площадката за декомпресиране в гр. Тервел и представлява изразходване на количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на газа, който ще бъде подаден в ГРМ. Измерването на природния газ за подгряване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствена консумация. Стойността на природния газ, използван за подгряване е сравнително малка и не оказва значително влияние върху равнището на компонентата по чл. 19а от НРЦПГ.

При така договорените цени до края на месец септември 2020 г., стойността на компонентата за снабдяване със СПГ е 37,11 лв./MWh (392 лв./1000 м<sup>3</sup>), като съответства на предложената ценова компонента за тази дейност в първоначално депозираното от дружеството заявление за цени. Във връзка с настъпилата промяна на договора за закупуване на компресиран природен газ, с депозираното второ заявление за утвърждаване на цени, дружеството е променило стойността на предложената компонента по чл. 19а от НРЦПГ за клиенти, снабдявани със СПГ на територията на община Тервел на 36,70 лв./MWh (387,60 лв./1000 м<sup>3</sup>).

Предвид горното, дружеството предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за лицензионната територия на община Тервел, обслужвана от „Аресгаз“ ЕАД да бъде в размер на **36,70 лв./MWh** без ДДС.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и по 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 се направи извода, 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 Таблицы № 4 и 5:

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

**Таблица № 4**

| №    | Позиция                                                       | 2021 г. | 2022 г. |
|------|---------------------------------------------------------------|---------|---------|
| 1.   | Балансова стойност на ДМА                                     | 33 504  | 31 025  |
| 2.   | Балансова стойност на ДНА                                     | 1060    | 939     |
| 3.   | Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня | 4501    | 4461    |
| 4.   | Необходим оборотен капитал                                    | 201     | 212     |
| 5.   | Регулаторна база на активите                                  | 30 265  | 27 716  |
| 6.   | Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане                | 5,93%   | 5,93%   |
| 7.   | Възвръщаемост                                                 | 1795    | 1644    |
| 8.   | Разходи, в т.ч.:                                              | 5937    | 6172    |
| 8.1. | УПР                                                           | 5913    | 6147    |
| 8.2. | Променливи разходи                                            | 24      | 25      |

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

**Таблица № 5**

| №    | Позиция                                                       | 2021 г. | 2022 г. |
|------|---------------------------------------------------------------|---------|---------|
| 1.   | Балансова стойност на ДМА                                     | 19      | 26      |
| 2.   | Балансова стойност на ДНА                                     | 107     | 93      |
| 3.   | Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня | 0       | 0       |
| 4.   | Необходим оборотен капитал                                    | 1413    | 1487    |
| 5.   | Регулаторна база на активите                                  | 1539    | 1606    |
| 6.   | Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане                | 5,93%   | 5,93%   |
| 7.   | Възвръщаемост                                                 | 91      | 95      |
| 8.   | Разходи, в т.ч.:                                              | 136     | 139     |
| 8.1. | УПР                                                           | 136     | 139     |
| 8.2. | Променливи разходи                                            | 0       | 0       |

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

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

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2021 – 2022 г. са в размер на 3811 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 2377 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 1434 хил. лв.

### **2.3. Норма на възвръщаемост на капитала**

Като източник на финансиране дружеството предвижда използването на собствени средства – паричните потоци, възникнали от обичайната дейност на дружеството, част от които ще бъдат използвани за финансиране на инвестиционните програми.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 г. – 2022 г. е 5,93%, изчислена при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,34%, 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  $\beta$  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<sup>5</sup> и на Българската народна банка (БНБ)<sup>6</sup>. 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  $\beta$ , 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  $\beta$  (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,74 за 2020 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на „Аресгаз“ ЕАД, безлостовият коефициент остава непроменен. Общата пазарна рискова премия за Република България е 8,03%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,23%) и премията за специфичния за държавата риск (2,80%) по актуализирани данни от месец юли 2020 г. от горепосочения източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван

<sup>5</sup><http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

<sup>6</sup><http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Република България. Премията е в размер на 0,2706%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период септември 2019 г. – август 2020 г.

При прилагане на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала се получава в размер на 6,94%, при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост 6,25%, с отчитане на данъчните задължения, като получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството.

Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2022 г. в размер на 5,93%, която е изчислена при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,34% 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 № 6 и 7:

*Прогнозна консумация*

*Таблица № 6*

| Клиенти                           | Мярка           | 2021 г.        | 2022 г.        |
|-----------------------------------|-----------------|----------------|----------------|
| <b>Стопански:</b>                 | <b>MWh/год.</b> | <b>305 126</b> | <b>319 715</b> |
| <i>С равномерно потребление</i>   | MWh/год.        | 210 818        | 220 752        |
| <i>С неравномерно потребление</i> | MWh/год.        | 94 309         | 98 964         |
| <b>Битови</b>                     | <b>MWh/год.</b> | <b>113 307</b> | <b>119 880</b> |
| <b>Общо</b>                       | <b>MWh/год.</b> | <b>418 433</b> | <b>439 595</b> |

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица № 7*

| Клиенти                           | Мярка      | 2021 г.       | 2022 г.       |
|-----------------------------------|------------|---------------|---------------|
| <b>Стопански:</b>                 | <b>бр.</b> | <b>853</b>    | <b>855</b>    |
| <i>С равномерно потребление</i>   | бр.        | 92            | 92            |
| <i>С неравномерно потребление</i> | бр.        | 761           | 763           |
| <b>Битови</b>                     | <b>бр.</b> | <b>12 957</b> | <b>13 614</b> |
| <b>Общо</b>                       | <b>бр.</b> | <b>13 810</b> | <b>14 469</b> |

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 стопанските клиенти коефициентът намалява от 0,624 през 2021 г. на 0,608 през 2022 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,376 през 2021 г. на 0,392 през 2022 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 се променя през периода, както следва: за стопанските клиенти намалява от 0,062 през 2021 г. на 0,059 през 2022 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,938 през 2021 г. на 0,941 през 2022 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 двете основни 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 стопанските клиенти намалява от 0,729 през 2021 г. на 0,727 през 2022 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,271 през 2021 г. на 0,273 през 2022 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.

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

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

*Таблица № 8*

| Клиентски групи и подгрупи        | Цени за пренос през ГРМ (лв./MWh) | Цени за снабдяване (лв./MWh) |
|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|
| <b>Стопански:</b>                 |                                   |                              |
| <i>С равномерно потребление</i>   |                                   |                              |
| до 106 MWh/год.                   | 19,61                             | 0,22                         |
| до 211 MWh/год.                   | 18,76                             | 0,22                         |
| до 528 MWh/год.                   | 17,24                             | 0,22                         |
| до 1056 MWh/год.                  | 15,83                             | 0,22                         |
| до 2112 MWh/год.                  | 15,24                             | 0,22                         |
| до 5281 MWh/год.                  | 14,44                             | 0,22                         |
| до 10 562 MWh/год.                | 13,85                             | 0,22                         |
| над 10 562 MWh/год.               | 9,75                              | 0,22                         |
| <i>С неравномерно потребление</i> |                                   |                              |
| до 106 MWh/год.                   | 24,73                             | 0,29                         |
| до 211 MWh/год.                   | 23,28                             | 0,29                         |
| до 528 MWh/год.                   | 21,92                             | 0,29                         |
| до 1056 MWh/год.                  | 21,34                             | 0,29                         |
| до 2112 MWh/год.                  | 20,56                             | 0,29                         |
| до 5281 MWh/год.                  | 19,98                             | 0,29                         |
| до 10 562 MWh/год.                | 19,30                             | 0,29                         |
| над 10 562 MWh/год.               | 17,36                             | 0,29                         |
| <b>Битови</b>                     | 25,56                             | 1,33                         |

*Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС.*

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ е в размер на **36,70 лв./MWh** за всички групи клиенти на територията на община Тервел.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените от „Аресгаз“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените за утвърждаване от „Аресгаз“ ЕАД цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2021 – 2022 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 ексекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Предложените цени за присъединяване на клиенти към ГРМ за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище са посочени в Таблица № 9:

**Цени за присъединяване**

**Таблица № 9**

| Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход | Цени<br>(лв./присъединяване) |
|----------------------------------------------------|------------------------------|
| <b>Стопански :</b>                                 |                              |
| до 0,264 MWh                                       | 1355                         |
| до 0,739 MWh                                       | 1560                         |
| до 4,225 MWh                                       | 2025                         |
| до 21,124 MWh                                      | 3200                         |
| над 21,124 MWh                                     | 3840                         |
| <b>Битови</b>                                      | <b>485</b>                   |

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

Изказвания по т.3.:

Докладва Х. Йорданова. На 15.12.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки и възражения по доклада. На същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия проект на решение, на което е присъствал представителят на заявителя, който е посочил, че няма забележки по проекта. В законоустановения срок в КЕВР не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД.

Х. Йорданова прочете:

*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 за регулиране на цените на природния газ*

**КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**Р Е Ш И:**

*1. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и*

Търговище, за регулаторен период от 2021 г. до 2022 г.:

1. Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа са посочени за групите стопански клиенти с равномерно потребление и с неравномерно потребление със съответните подгрупи, и за битови клиенти;

2. Ценообразуващи елементи за пренос на природен газ;

3. Цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа (посочени по групи и подгрупи потребители за стопански и за битови клиенти);

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

5. Цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, снабдявани със сгъстен природен газ за територията на община Тервел (посочени по групи и подгрупи потребители за стопански и за битови клиенти);

6. Ценови компоненти на цените, по които продава сгъстен природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Тервел;

7. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа” и общините (посочени за групите стопански клиенти с максимален часов разход със съответните подгрупи и за битови клиенти).

*II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз” ЕАД.*

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

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

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период от 2021 г. до 2022 г., както следва:

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

1.1. За стопански клиенти:

*С равномерно потребление*

|                     |                |
|---------------------|----------------|
| до 106 MWh/год.     | 19,61 лв./MWh; |
| до 211 MWh/год.     | 18,76 лв./MWh; |
| до 528 MWh/год.     | 17,24 лв./MWh; |
| до 1056 MWh/год.    | 15,83 лв./MWh; |
| до 2112 MWh/год.    | 15,24 лв./MWh; |
| до 5281 MWh/год.    | 14,44 лв./MWh; |
| до 10 562 MWh/год.  | 13,85 лв./MWh; |
| над 10 562 MWh/год. | 9,75 лв./MWh.  |

*С неравномерно потребление*

|                       |                |
|-----------------------|----------------|
| до 106 MWh/год.       | 24,73 лв./MWh; |
| до 211 MWh/год.       | 23,28 лв./MWh; |
| до 528 MWh/год.       | 21,92 лв./MWh; |
| до 1056 MWh/год.      | 21,34 лв./MWh; |
| до 2112 MWh/год.      | 20,56 лв./MWh; |
| до 5281 MWh/год.      | 19,98 лв./MWh; |
| до 10 562 MWh/год.    | 19,30 лв./MWh; |
| над 10 562 MWh/год.   | 17,36 лв./MWh; |
| 1.2.За битови клиенти | 25,56 лв./MWh. |

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

Необходими годишни приходи: за 2021 г. – 7732 хил. лв.; за 2022 г. – 7816 хил. лв.

Количества природен газ: за 2021 г. – 418 433 MWh/год.; за 2022 г. – 439 595 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,93%.

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

3.1. За стопански клиенти:

*С равномерно потребление* 27,15 лв./MWh;

*С неравномерно потребление* 27,22 лв./MWh;

3.2. За битови клиенти 28,26 лв./MWh.

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

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответния месец на годината): 26,93 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За стопански клиенти:

*С равномерно потребление* 0,22 лв./MWh;

*С неравномерно потребление* 0,29 лв./MWh;

4.2.2. За битови клиенти 1,33 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2021 г. – 227 хил. лв.; за 2022 г. – 234 хил. лв.

Количества природен газ: за 2021 г. – 418 433 MWh/год.; за 2022 г. – 439 595 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,93%.

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

5.1. За стопански клиенти:

*С равномерно потребление* 63,85 лв./MWh;

*С неравномерно потребление* 63,92 лв./MWh;

5.2. За битови клиенти 64,96 лв./MWh.

6. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Тервел, включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за територията на община Тервел: 36,70 лв./MWh.

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

|                                                      |                  |
|------------------------------------------------------|------------------|
| 7.1. За стопански клиенти с максимален часов разход: |                  |
| до 0,264 MWh                                         | 1355 лв./клиент; |
| до 0,739 MWh                                         | 1560 лв./клиент; |
| до 4,225 MWh                                         | 2025 лв./клиент; |
| до 21,124 MWh                                        | 3200 лв./клиент; |
| над 21,124 MWh                                       | 3840 лв./клиент; |
| 7.2. За битови клиенти                               | 485 лв./клиент.  |

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В заседанието по **точка трета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров – за, Георги Златев – за и Евгения Харитоновна – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.4.** Комисията, като разгледа подаденото от „Аресгаз“ ЕАД **заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина**, доклад с вх. № Е-ДК-985 от 04.12.2020 г., събраните данни от проведените на 15.12.2020 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-60-39 от 30.09.2020 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 „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2021 г. – 2022 г.

Със Заповед № 3-Е-182 от 06.10.2020 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 разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ, като при разглеждане на същото да отчете данните и параметрите 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. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-39 от 23.10.2020 г. е изискано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните данни и документи: заявление за утвърждаване на цени със съответните приложения и справки, с обособени подгрупи клиенти в енергийни единици; електронен модел на цените, в който обособените подгрупи на стопански клиенти са в енергийни единици; обосновка за продължителността на предложения регулаторен период 2021 г. – 2022 г.; 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 на дружеството; обосновка на разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, образуващи ценова компонента съгласно чл. 19а, ал. 1 от НРЦПГ, както и копия на договорите,

съгласно които дружеството извършва цитираните разходи; данни относно частта от съответната лицензионна територия, на която се намират клиентите, снабдявани със съгъстен природен газ, предвид разпоредбата на чл. 19а, ал. 2 от НРЦПГ; подробна обосновка за начина на планиране на разходите по дейности с посочени натурални показатели (бр. персонал, л.м газоразпределителна мрежа, разход за гориво и др.); обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал” от електронния модел на цените и копие на публикацията на предложените за утвърждаване цени, от които да е виден броят на издания вестник. С писмо с вх. № Е-15-60-39 от 30.10.2020 г. „Аресгаз” ЕАД е представило заявление с вх. № Е-15-60-39 от 30.10.2020 г., ведно с изисканите данни и документи. Със същото писмо заявителят е направил искане приложените документи да бъдат разглеждани в условията на търговска тайна. В тази връзка дружеството е представило неуповителен вариант на заявлението, заедно с приложенията към него.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-985 от 04.12.2020 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 8 от Протокол № 265 от 09.12.2020 г.и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 15.12.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки и възражения по доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е посочил, че няма забележки по проекта. В срока по чл. 14, ал. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ), в КЕВР не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД.

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

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

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-35 от 22.12.2017 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 и цени за присъединяване към ГРМ за обособена територия „Мизия” и община Бяла Слатина за регулаторен период от 2018 г. до 2020 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“, бр. 244 от 28.09.2020 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на договор № 155-214 от 02.07.2020 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от 07:00 часа на 01 януари 2021 г. до 07:00 часа на 01 януари 2022 г., като срокът на действие може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от двете страни.

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).

През новия регулаторен период „Аресгаз“ ЕАД предлага тарифната структура да се състои от две основни групи клиенти: стопански и битови. Стопанските клиенти са обособени в две подгрупи, съобразно режима им на потребление (равномерността на месечното потребление в годишен аспект), а именно: с равномерно и с неравномерно потребление.

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

### **1. Регулаторен период**

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените за обособената територия „Мизия“ и община Бяла Слатина е с продължителност от 2 години (от 2021 г. до 2022 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 предложеният двегодишен регулаторен период, дружеството счита, че в условията на пандемична обстановка, в която е изготвено предложението за утвърждаване на цени, средносрочните и дългосрочни прогнози са невъзможни и логически неаргументирани. Според „Аресгаз“ ЕАД е 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. Това налага коригиране до минимум на хоризонтите за планиране, изготвяне на коригиращи оценки за въздействие и оценка на рисковете. Очакванията на дружеството са, че регулаторен период от две години ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри, като по този начин ще се постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи реализацията на мащабни проекти, каквито са проектите за газификация, което ще бъде от полза най-вече за крайните клиенти, на които ще бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник на справедлива и конкурентна цена. Според дружеството, двегодишен регулаторен период кореспондира с променящия се и динамичен сектор, в който „Аресгаз“ ЕАД 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 лицензионните територии, 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 емпирична 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, да изпълнява одобрения бизнес план, 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.

Предложеният регулаторен период с продължителност от 2 години ще даде възможност на дружеството да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в предложени за одобрение бизнес план за периода 2021 – 2022 г.

Предвид горното, предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените от 2 години (от 2021 г. до 2022 г.) е в съответствие с нормативните разпоредби на НРЦПГ.

### **2. Необходими приходи**

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

*Дейност „разпределение на природен газ“*

*Таблица № 1*

| Клиенти      | Мярка           | 2021 г.     | 2022 г.     |
|--------------|-----------------|-------------|-------------|
| Стопански    | хил. лв.        | 1830        | 1757        |
| Битови       | хил. лв.        | 758         | 766         |
| <b>Общо:</b> | <b>хил. лв.</b> | <b>2587</b> | <b>2523</b> |

*Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“*

*Таблица № 2*

| Клиенти      | Мярка           | 2021 г.   | 2022 г.   |
|--------------|-----------------|-----------|-----------|
| Стопански    | хил. лв.        | 31        | 33        |
| Битови       | хил. лв.        | 44        | 43        |
| <b>Общо:</b> | <b>хил. лв.</b> | <b>75</b> | <b>76</b> |

## 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 № 3:

*Общо разходи по дейности*

*Таблица № 3*

| Наименование                                   | Мярка           | 2021 г.     | 2022 г.     | Общо        | %           |
|------------------------------------------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <b>Общо разходи по дейности, в т.ч.:</b>       | <b>хил. лв.</b> | <b>1903</b> | <b>1891</b> | <b>3795</b> | <b>100%</b> |
| „разпределение на природен газ“                | хил. лв.        | 1863        | 1852        | 3715        | 98%         |
| „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ | хил. лв.        | 41          | 40          | 80          | 2%          |

В обосновката дружеството посочва, че нивото на разходите за 2021 г. и 2022 г. е в съответствие с отчетните стойности, като влияние върху техните нива оказват следните параметри: брой клиенти – по отношение на стойността на разходите за канцеларски материали, разходите за пощенски разходи, телефони и абонаменти, съдебни разходи, 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 на 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; консумация на природен газ – по отношение на разходите за одорант, разходите за загуби на газ, както и лицензионни задължения – по отношение на разходите за публикации. Прогнозните стойности на определящите параметри са следните: брой клиенти с натрупване – 2988 за 2021 г. и 3122 – за 2022 г.; нетни приходи – 2717 хил. лв. за 2021 г. и 2890 хил. лв. за 2022 г.; изградена ГРМ с натрупване – 128 786 м. за 2021 г., 130 664 м. – за 2022 г.; нетекущи активи (ГРМ и съоръжения) с натрупване – 23 674 хил. лв. за 2021 г. и 24 074 хил. лв. за 2022 г.; брой на офисите – еднакъв за двете години от регулаторния период – 3 бр., включително централен офис Варна; брой на персонала – еднакъв за двете години от регулаторния период – 13 бр., включително условно



разпределен персонал от централен офис Варна (9 бр.); брой на съоръженията с натрупване, определени с използване на приемането „един клиент – едно съоръжение“ – 3247 за 2021 г., 3380 – за 2022 г.; консумация на природен газ, общо за групите клиенти – 152 329 MWh за 2021 г. и 163 155 MWh за 2022 г.

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 отчетни и прогнозни стойности на годишна база.

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

#### **2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“**

Тези разходи представляват 98% от общия обем разходи и се увеличават от 1863 хил. лв. през 2021 г. на 1852 хил. лв. през 2022 г.

**Условно-постоянните разходи** представляват 99,5% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“ и са, както следва:

*Разходи за материали*, които представляват 0,31% от УПР за дейността, нарастват от 5 хил. лв. през 2021 г. на 6 хил. лв. през 2022 г. и включват *разходи за горива за автотранспорт и канцеларски материали*.

*Разходите за външни услуги* представляват 15% от УПР и нарастват от 277 хил. лв. през 2021 г. на 285 хил. лв. през 2022 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани в размер 0,03% от стойността на нетекущите активи;

- *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, в размер на 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година. Нарастват от 3,4 хил. лв. през 2021 г. на 3,5 хил. лв. през 2022 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, прогнозирани спрямо стойността им за базовата година;

- *разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност*, прогнозирани спрямо стойността им за базовата година;

- *въоръжена и противопожарна охрана*, прогнозирани спрямо стойността им за базовата година;

- *разходи за наеми на сгради*, в размер на около 17 хил. лв. годишно през разглеждания период, прогнозирани спрямо стойността им за базовата година и сключени от заявителя договори за наем. Дружеството е приложило копия на договори за наем на офиси във гр. Варна и гр. Луковит;

- *разходи за проверка на уреди*, планирани в размер на 13 хил. лв. през 2021 г. и 15 хил. лв. през 2022 г., в съответствие със стойността им за базовата година;

- *съдебни разходи*, прогнозирани спрямо стойността им за базовата година, като стойността им нараства от 0,99 хил. лв. за 2021 г. до 1,09 хил. лв. за 2022 г.;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от 11 хил. лв. за 2021 г. на 13 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани спрямо базовата година, като стойността им е около 12 хил. лв. през разглеждания период.

*Разходите за амортизации* представляват 74% от УПР, като намаляват от 1393 хил. лв. през 2021 г. на 1353 хил. лв. през 2022 г. и са в съответствие с планираните

инвестиции. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

*Разходите за заплати и възнаграждения* представляват 7,8% от УПР и нарастват от 138 хил. лв. през 2021 г. на 152 хил. лв. през 2022 г., прогнозирани в съответствие със стойността им от базовата година.

*Разходите за социални осигуровки* представляват 1,2% от УПР, като нарастват от 21 хил. лв. през 2021 г. на 23 хил. лв. през 2022 г., прогнозирани спрямо стойността им от базовата година и прогнозните стойности на разходите за възнаграждения.

*Социални разходи*, представляват 0,1% от УПР, като нарастват от 1,4 хил. лв. през 2021 г. на 1,5 хил. лв. през 2022 г. и са прогнозирани в размер на 1% от стойността на разходите за заплати и възнаграждения.

*Други разходи*, представляват 1,1% от УПР, нарастват през регулаторния период от 18 хил. лв. през 2021 г. на 23 хил. лв. през 2022 г., като включват:

- *разходи за охрана на труда (трудова медицина)*, прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от 5,1 хил. лв. за 2021 г. на 5,6 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за реклама и маркетинг*, прогнозирани спрямо базовата година, стойността им нараства от 5,5 хил. лв. за 2021 г. на 6,9 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за командировки и обучение на персонала*, прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от 6,6 хил. лв. за 2021 г. на 9,3 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за публикации*, прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от 0,99 хил. лв. за 2021 г. на 1,1 хил. лв. за 2022 г.

***Променливите разходи*** представляват 0,49% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“ и нарастват от 8,8 хил. лв. за 2021 г. на 9,4 хил. лв. за 2022 г. Тези разходи пряко зависят от пренесените и доставени количества природен газ и включват:

- *разходи за одорант*, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“, в зависимост от планираните продажни количества природен газ, прогнозирани с норма 0,37 лв./1000 м<sup>3</sup> природен газ, съответно 5,3 хил. лв. през 2021 г., нарастващи на 5,7 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи, свързани със загуби на природен газ*, прогнозирани като 0,1% от прогнозната консумация на природен газ и нарастват от 3,4 хил. лв. през 2021 г. на 3,7 хил. лв. през 2022 г.

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

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ представляват 2% от общия обем разходи и включват само УПР, тъй като дружеството не е планирало променливи разходи. Разходите за дейността намаляват от 41 хил. лв. през 2021 г. на 40 хил. лв. през 2022 г. УПР представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността. Те са разпределени по икономически елементи, както следва:

*Разходи за материали*, с относителен дял от 1,6% от УПР за дейността и нарастват от 0,6 хил. лв. през 2021 г. на 0,7 хил. лв. през 2022 г. Тези разходи включват *разходи за горива за автотранспорт и канцеларски материали*.

*Разходите за външни услуги* представляват 22% от разходите за дейността, като се увеличават от 8,7 хил. лв. през 2021 г. на 9 хил. лв. през 2022 г. Те включват:

- *разходи за данъци и такси*, включващи лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисията за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, в размер на 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година, размерът им от 2 хил. лв. годишно остава непроменен през регулаторния период;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, прогнозирани спрямо стойността им за базовата година, средно в размер на 2 хил. лв./годишно;

- *разходи за наеми на сграда*, планирани на база годишен разход за базовата година и съгласно договорите за наеми на офиси, в размер на около 2 хил. лв./годишно.

*Разходите за амортизации* представляват 24% от разходите, предвидени за дейността, в размер на 11 хил. лв. през 2021 г. и 8 хил. лв. през 2022 г., в зависимост от планираните инвестиции.

*Разходи за заплати и възнаграждения* с относителен дял 40% от разходите за дейността, като размерът им нараства от 15 хил. лв. през 2021 г. на 17 хил. лв. през 2022 г. Според дружеството тези разходи са планирани при нива на възнагражденията от 2019 г. и 2020 г.

*Разходите за социални осигуровки* представляват 6% от разходите за дейността, като размерът им нараства от 2 хил. лв. през 2021 г. на 3 хил. лв. през 2022 г., прогнозираните спрямо стойността им от базовата година и прогнозните стойности на разходите за възнаграждения.

*Социалните разходи* представляват 0,4% от УПР, като нарастват от 0,15 хил. лв. през 2021 г. на 0,17 хил. лв. през 2022 г., прогнозираните в размер на 1% от стойността на разходите за заплати и възнаграждения.

*Други разходи*, с относителен дял 5,7% от общия обем на разходите за дейността, като размерът им нараства от 2 хил. лв. през 2021 г. на 2,5 хил. лв. през 2022 г. и включват:

- *разходи за охрана на труда (трудова медицина)*, прогнозираните спрямо базовата година, като стойността им нараства от 0,57 хил. лв. за 2021 г. на 0,63 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за реклама и маркетинг*, прогнозираните спрямо базовата година, като стойността им нараства от 0,6 хил. лв. за 2021 г. на 0,8 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за командировки и обучение на персонала*, прогнозираните спрямо базовата година, като стойността им нараства от 0,7 хил. лв. за 2021 г. на 1 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за публикации*, планираните спрямо базовата година, като стойността им от 0,1 хил. лв. за 2021 г. се запазва и през 2022 г.

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

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

- в съотношение 90% към 10% между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са разпределени разходите за: горива, работно облекло, 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 100% 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 100% към дейността „снабдяване с природен газ“ са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

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

Дружеството посочва, че към 30.09.2020 г. е осигурено снабдяване с компресиран природен газ по метода „виртуален газопровод“ на гр. Червен бряг – административен център на община Червен бряг, която е част от териториалния обхват на обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина.

В цената за продажба на природен газ на клиентите от община Червен бряг ще бъде включена компонента за снабдяване със сгъстен природен газ (СПГ), която е формирана от допълнителните разходи за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на

природен газ. В тази връзка дружеството е представило обосновка, съгласно която разходите от извършваните дейности са, както следва:

**Компресиране на природен газ** – дружеството закупува компресиран природен газ от фирма „Таси“ ООД, гр. Долни Дъбник (съгласно Договор № 93 от 01.11.2012 г. за покупка на компресиран природен газ и 6 бр. допълнителни споразумения към него), като заплаща, освен цената на природния газ, доставян от обществения доставчик, и търговска надбавка за компресиране на газа в размер на 8,52 лв./MWh (90 лв./1000 куб. м, при използван коефициент за преобразуване в енергийни единици 10,562 kWh/m<sup>3</sup>);

**Транспорт на компресиран (сгъстен) природен газ** – услугата се извършва от „Черноморска газова компания“ ЕООД (съгласно Договор № 134 от 16.12.2019 г. за предоставяне на транспортни услуги), а договорената цена е в размер на 30,30 лв./MWh (320 лв./1000 куб. м);

**Декомпресиране на природен газ** – извършва се на площадка за декомпресиране, изградена в гр. Червен бряг, собственост на „Аресгаз“ ЕАД, на която се извършва разтоварване на транспортирания компресиран природен газ;

**Подгряване на природния газ** – извършва се на площадката за декомпресиране в гр. Червен бряг и представлява изразходване на количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на газа, който ще бъде подаден в газоразпределителната мрежа. Измерването на природния газ за подгряване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствена консумация. Стойността на природния газ, използван за подгряване е сравнително малка и не оказва значително влияние върху равнището на компонентата „снабдяване със СПГ“.

Предвид горното, дружеството предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за лицензионната територия на Червен бряг да бъде в размер на **38,82 лв./MWh, без ДДС**.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и по 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 се направи извода, 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 Таблицы № 4 и 5:

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

**Таблица № 4**

| №    | Позиция                                                       | 2021 г. | 2022 г. |
|------|---------------------------------------------------------------|---------|---------|
| 1.   | Балансова стойност на ДМА                                     | 12 679  | 11 817  |
| 2.   | Балансова стойност на ДНА                                     | 575     | 507     |
| 2.1. | Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня | 1095    | 1080    |
| 3.   | Необходим оборотен капитал                                    | 59      | 62      |
| 4.   | Регулаторна база на активите                                  | 12 218  | 11 307  |
| 5.   | Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане                | 5,9%    | 5,9%    |
| 6.   | Възвръщаемост                                                 | 725     | 671     |
| 7.   | Разходи, в т.ч.:                                              | 1863    | 1852    |
| 8.   | УПР                                                           | 1854    | 1843    |
| 9.   | Променливи разходи                                            | 9       | 9       |

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

**Таблица № 5**

| №  | Позиция                    | 2021 г. | 2022 г. |
|----|----------------------------|---------|---------|
| 1. | Балансова стойност на ДМА  | 0       | 2       |
| 2. | Балансова стойност на ДНА  | 64      | 56      |
| 3. | Необходим оборотен капитал | 514     | 551     |

|      |                              |      |      |
|------|------------------------------|------|------|
| 4.   | Регулаторна база на активите | 578  | 610  |
| 5.   | Норма на възвръщаемост       | 5,9% | 5,9% |
| 6.   | Възвръщаемост                | 34   | 36   |
| 7.   | Разходи, в т.ч.:             | 41   | 40   |
| 7.1. | УПР                          | 41   | 40   |

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.

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2021г. – 2022 г. са в размер на 1030 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 759 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 271 хил. лв.

### 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Като източник на финансиране дружеството предвижда използването на собствени парични средства, акумулирани от дейността му. Реинвестираните парични средства за всяка година са представени като сума от получената нетна печалба от текущия период и амортизационните отчисления за същия период. При съвкупното наличие на фактори и обстоятелства, които биха позволили на дружеството да изпълни прогнозната си инвестиционна програма за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, осигурените средства за финансирането ѝ ще бъдат изцяло от паричните средства от бъдещата дейност.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 г. – 2022 г. е в размер на 5,93%, която е изчислена при 100% дял на собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,34% 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  $\beta$  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<sup>7</sup> и на Българската народна банка (БНБ)<sup>8</sup>. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост

<sup>7</sup><http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

<sup>8</sup><http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент  $\beta$ , 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  $\beta$  (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,74 за 2020 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на „Аресгаз“ ЕАД, безлостовият коефициент остава в размер 0,74. Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,03%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,23%) и премията за специфичния за държавата риск (2,80%) по актуализирани данни от месец юли 2020 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 0,2706%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период септември 2019 г. – август 2020 г. Дружеството не планира да ползва привлечен капитал.

При прилагането на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала се получава в размер на 6,94%, при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост 6,25%, с отчитане на данъчните задължения, като получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството.

Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 5,93%, при 100% собствен капитал и 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 № 6 и № 7:

*Прогнозна консумация*

*Таблица № 6*

| Клиенти                           | Мярка           | 2021 г.        | 2022 г.        |
|-----------------------------------|-----------------|----------------|----------------|
| <b>Стопански:</b>                 | <b>MWh/год.</b> | <b>125 970</b> | <b>135 372</b> |
| <i>С равномерно потребление</i>   | MWh/год.        | 99 524         | 106 891        |
| <i>С неравномерно потребление</i> | MWh/год.        | 26 445         | 28 480         |
| <b>Битови</b>                     | <b>MWh/год.</b> | <b>26 359</b>  | <b>27 783</b>  |
| <b>Общо</b>                       | <b>MWh/год.</b> | <b>152 329</b> | <b>163 155</b> |

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица № 7*

| Клиенти                           | Мярка      | 2021 г.     | 2022 г.     |
|-----------------------------------|------------|-------------|-------------|
| <b>Стопански:</b>                 | <b>бр.</b> | <b>219</b>  | <b>221</b>  |
| <i>С равномерно потребление</i>   | бр.        | 39          | 40          |
| <i>С неравномерно потребление</i> | бр.        | 180         | 181         |
| <b>Битови</b>                     | <b>бр.</b> | <b>2746</b> | <b>2878</b> |
| <b>Общо</b>                       | <b>бр.</b> | <b>2965</b> | <b>3099</b> |

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 стопанските клиенти коефициентът намалява от 0,707 през 2021 г. на

0,696 през 2022 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,293 през 2021 г. на 0,304 през 2022 г.

Коефициентът за разпределение на УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента се променя през периода, както следва: за стопанските клиенти намалява от 0,074 през 2021 г. на 0,071 през 2022 г, а за битовите клиенти се увеличава от 0,926 през 2021 г. на 0,929 през 2022 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 стопанските клиенти се увеличава от 0,827 през 2021 г. на 0,830 през 2022 г., а за битовите клиенти намалява от 0,173 през 2021 г. на 0,170 през 2022 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 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.

Предложените от „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, са посочени в Таблица № 8:

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

**Таблица № 8**

| Групи клиенти                     | Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh) | Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh) |
|-----------------------------------|---------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| <b>Стопански:</b>                 |                                                   |                                             |
| <i>С равномерно потребление</i>   |                                                   |                                             |
| до 106 MWh                        | 19,88                                             | 0,23                                        |
| до 211 MWh                        | 18,76                                             | 0,23                                        |
| до 528 MWh                        | 17,83                                             | 0,23                                        |
| до 1056 MWh                       | 17,08                                             | 0,23                                        |
| до 2112 MWh                       | 16,06                                             | 0,23                                        |
| до 5281 MWh                       | 15,13                                             | 0,23                                        |
| до 10 562 MWh                     | 13,83                                             | 0,23                                        |
| до 52 810 MWh                     | 10,63                                             | 0,23                                        |
| над 52 810 MWh                    | 7,96                                              | 0,23                                        |
| <i>С неравномерно потребление</i> |                                                   |                                             |
| до 106 MWh                        | 28,03                                             | 0,31                                        |
| до 211 MWh                        | 26,39                                             | 0,31                                        |
| до 528 MWh                        | 25,42                                             | 0,31                                        |
| до 1056 MWh                       | 23,00                                             | 0,31                                        |

|                |              |             |
|----------------|--------------|-------------|
| до 2112 MWh    | 20,67        | 0,31        |
| до 5281 MWh    | 19,42        | 0,31        |
| до 10 562 MWh  | 18,25        | 0,31        |
| над 10 562 MWh | 14,47        | 0,31        |
| <b>Битови</b>  | <b>28,16</b> | <b>1,60</b> |

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

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ за всички групи клиенти на територията на община Черевен бряг е в размер на **38,82 лв./MWh без ДДС**.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените от „Аресгаз“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените от „Аресгаз“ ЕАД АД за утвърждаване цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2021 – 2022 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 заявления максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към 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 часов разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Предложените цени за присъединяване от „Аресгаз“ ЕАД на клиенти към ГРМ за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина са посочени в Таблица № 9:

*Цени за присъединяване*

*Таблица № 9*

| Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход | Цени<br>(лв./клиент) |
|----------------------------------------------------|----------------------|
| <b>Стопански</b>                                   |                      |
| до 0,264 MWh                                       | 1355                 |
| до 0,739 MWh                                       | 1560                 |
| до 4,225 MWh                                       | 2025                 |
| до 21,124 MWh                                      | 3200                 |
| над 21,124 MWh                                     | 3840                 |
| <b>Битови</b>                                      | <b>485</b>           |

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

Изказвания по т.4.:

Докладва Х. Йорданова. На 15.12.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки и възражения по доклада. На същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на заявителя също е посочил, че няма забележки по проекта. В законоустановения срок в КЕВР не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на



„Аресгаз“ ЕАД.

Х. Йорданова прочете:

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

**КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**Р Е Ш И:**

*І. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период от 2021 г. до 2022 г.*

1. Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа са посочени за групите стопански клиенти със съответните подгрупи и битови клиенти;

2. Ценообразуващи елементи на цени за пренос на природен газ;

3. Цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа (посочени за групите стопански клиенти и битови клиенти);

4. Споменати са ценообразуващите елементи на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа;

5. Цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, снабдявани със сгъстен природен газ за територията на община Червен бряг (посочени по групи стопански и битови клиенти);

6. Ценовите компоненти на цените, по които продава сгъстен природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Червен бряг;

7. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина (посочени за групите стопански клиенти с максимален часов разход със съответните подгрупи и за битови клиенти).

*ІІ. Цените по т. І не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.*

ІІ. Н. Иванов установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

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

**КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**Р Е Ш И:**

*І. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период от 2021 г. до 2022 г., както следва:*

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

1.1. За стопански клиенти:

*С равномерно потребление*

до 106 MWh/год.

19,88 лв./MWh;

|                     |                |
|---------------------|----------------|
| до 211 MWh/год.     | 18,76 лв./MWh; |
| до 528 MWh/год.     | 17,83 лв./MWh; |
| до 1056 MWh/год.    | 17,08 лв./MWh; |
| до 2112 MWh/год.    | 16,06 лв./MWh; |
| до 5281 MWh/год.    | 15,13 лв./MWh; |
| до 10 562 MWh/год.  | 13,83 лв./MWh; |
| до 52 810 MWh/год.  | 10,63 лв./MWh; |
| над 52 810 MWh/год. | 7,96 лв./MWh.  |

*С неравномерно потребление*

|                       |                |
|-----------------------|----------------|
| до 106 MWh/год.       | 28,03 лв./MWh; |
| до 211 MWh/год.       | 26,39 лв./MWh; |
| до 528 MWh/год.       | 25,42 лв./MWh; |
| до 1056 MWh/год.      | 23,00 лв./MWh; |
| до 2112 MWh/год.      | 20,67 лв./MWh; |
| до 5281 MWh/год.      | 19,42 лв./MWh; |
| до 10 562 MWh/год.    | 18,25 лв./MWh; |
| над 10 562 MWh/год.   | 14,47 лв./MWh; |
| 1.2.За битови клиенти | 28,16 лв./MWh. |

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

Необходимите годишни приходи: за 2021 г. – 2587 хил. лв.; за 2022 г. – 2523 хил. лв.

Количества природен газ: за 2021 г. – 152 329 MWh/год.; за 2022 г. – 163 155 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,93%.

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

3.1. За стопански клиенти:

*С равномерно потребление* 27,16 лв./MWh;

*С неравномерно потребление* 27,24 лв./MWh;

3.2.За битови клиенти 28,53 лв./MWh.

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

4.1. Цена на природния газ (цена на обществеността за доставчик за съответния месец на годината): 26,93 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За стопански клиенти:

*С равномерно потребление* 0,23 лв./MWh;

*С неравномерно потребление* 0,31 лв./MWh;

4.2.2. За битови клиенти 1,60 лв./MWh.

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

Необходимите годишни приходи: за 2021 г. – 75 хил. лв.; за 2022 г. – 76 хил. лв.

Количества природен газ: за 2021 г. – 152 329 MWh/год.; за 2022 г. – 163 155 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,93%.

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

5.1. За стопански клиенти:

*С равномерно потребление* 65,98 лв./MWh;

*С неравномерно потребление* 66,06 лв./MWh;

6. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Червен бряг включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ за територията на община Червен бряг: 38,82 лв./MWh.

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

7.1. За стопански клиенти с максимален часов разход:

|                        |                  |
|------------------------|------------------|
| до 0,264 MWh           | 1355 лв./клиент; |
| до 0,739 MWh           | 1560 лв./клиент; |
| до 4,225 MWh           | 2025 лв./клиент; |
| до 21,124 MWh          | 3200 лв./клиент; |
| над 21,124 MWh         | 3840 лв./клиент; |
| 7.2. За битови клиенти | 485 лв./клиент.  |

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров – за, Георги Златев – за и Евгения Харитоновна – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.5.** Комисията, като разгледа подаденото от „Аресгаз“ ЕАД **заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на обособена територия „Запад“**, доклад с вх. № Е-ДК-987 от 04.12.2020 г., събраните данни от проведените на 15.12.2020 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-60-35 от 30.09.2020 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 2021 г. – 2022 г.

Със Заповед № 3-Е-180 от 06.10.2020 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 пренос на природен газ през ГРМ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към ГРМ, 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. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-35 от 23.10.2020 г. е изискано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните данни и документи: обосновка за продължителността на предложения регулаторен период 2021 – 2022 г.; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; копия на договор/и за наем на офиси за обособена територия „Запад“; подробна обосновка за начина на планиране на разходите по дейности с посочени натурални показатели (бр. персонал, л. м ГРМ, разход на гориво и др.); 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 копие на публикацията на предложените за утвърждаване цени във в. „24 часа“, от която да е виден броя на издадения вестник. С писмо с вх. № Е-15-60-35 от 30.10.2020 г., заявителят е представил изисканите данни и документи. С писмо с вх. № Е-15-60-47 от 23.11.2020 г., заявителят е представил заявление с вх. № Е-15-60-47 от 23.11.2020 г. за утвърждаване на цени, в което подгрупите на промишлените и обществено-административни и търговски клиенти на цените за присъединяване са посочени в енергийни единици.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-987 от 04.12.2020 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 10 от Протокол № 265 от 09.12.2020 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 15.12.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки и възражения по доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е посочил, че няма забележки по проекта. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в КЕВР не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД.

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

„Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-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“ за обособена територия „Запад“ за 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-34 от 18.08.2016 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 към ГРМ за обособена територия „Запад“, за регулаторния период от 2016 г. до 2020 г. включително.

„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“, бр. 244 от 28.09.2020 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на договор № 155-214 от 02.07.2020 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от 07:00 часа на 01.01.2021 г. до 07:00 часа на 01.01.2022

г., като срокът на действие може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от двете страни.

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). През новия регулаторен период „Аресгаз“ ЕАД предлага тарифна структура за обособена територия „Запад“, която се състои от три групи клиенти: промишлени, обществено-административни и търговски клиенти (ОАТ), и битови.

### **1. Регулаторен период**

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 2 години (от 2021 г. до 2022 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 предложеният двегодишен регулаторен период дружеството счита, че в условията на пандемична обстановка, в която е изготвено предложението за утвърждаване на цени, средносрочните и дългосрочни прогнози са невъзможни и логически неаргументирани. Според „Аресгаз“ ЕАД е 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. Това налага коригиране до минимум на хоризонтите за планиране, изготвяне на коригиращи оценки за въздействие и оценка на рисковете. Очакванията на дружеството са, че регулаторен период от две години ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри, като по този начин ще се постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи реализацията на мащабни проекти, каквито са проектите за газификация, което ще бъде от полза най-вече за крайните клиенти, на които ще бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник на справедлива и конкурентна цена. Според дружеството, двегодишен регулаторен период кореспондира с променящия се и динамичен сектор, в който „Аресгаз“ ЕАД 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 лицензионните територии, 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 емпирична 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, да изпълнява одобрения бизнес план, 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.

Предложеният регулаторен период с продължителност от 2 години ще даде възможност на „Аресгаз“ ЕАД да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в представения за одобрение бизнес план за периода 2021 – 2022 г.

Предвид горното, предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените от 2 години (от 2021 г. до 2022 г.) е в съответствие с нормативните разпоредби на НРЦПГ.

### **2. Необходими приходи**

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани по години за регулаторния период. Необходимите приходи по години, разпределени по групи клиенти, за дейността „разпределение на природен газ“ са представени в Таблица № 1:

| <i>Дейност „разпределение на природен газ“</i> |                 | <i>Таблица № 1</i> |             |
|------------------------------------------------|-----------------|--------------------|-------------|
| Клиенти                                        | Мярка           | 2021 г.            | 2022 г.     |
| Промислени                                     | хил. лв.        | 2665               | 2636        |
| ОАТ                                            | хил. лв.        | 2123               | 2099        |
| Битови                                         | хил. лв.        | 5249               | 5238        |
| <b>Общо</b>                                    | <b>хил. лв.</b> | <b>10 038</b>      | <b>9973</b> |

Според заявителя, получените в резултат от прилагането на модела цени за дейността „разпределение на природен газ“ са на равнище, което принуждава дружеството да предложи по-ниски от резултативните, социално поносими и несъздаващи предпоставки за социално напрежение пределни цени, в подкрепа на баланса между интересите на клиентите и интересите на дружеството, съблюдавайки принципите за ефективност, оптимизиране на дейността и недопускане влошаване на финансово-икономическото си състояние. За тази цел са използвани коригиращи коефициенти на резултативните необходими годишни приходи, които ги намаляват до размер, база за предложените по-ниски цени. Използваните коригиращи коефициенти отразяват желанието на дружеството да продължи да изпълнява максимално ефективно лицензионните дейности, предлагайки цени, приемливи за крайния клиент и създаващи условия за възходящи темпове на развитие на процеса на газификация. Коригиращите коефициенти са следните: за промишлени клиенти – 60,84%; за ОА и търговски клиенти – 56,39%; за битови клиенти – 57,36%.

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

| <i>Дейност „разпределение на природен газ“</i> |                 | <i>Таблица № 2</i> |             |
|------------------------------------------------|-----------------|--------------------|-------------|
| Клиенти                                        | Мярка           | 2021 г.            | 2022 г.     |
| Промислени                                     | хил. лв.        | 1044               | 1032        |
| ОАТ                                            | хил. лв.        | 926                | 916         |
| Битови                                         | хил. лв.        | 2238               | 2234        |
| <b>Общо</b>                                    | <b>хил. лв.</b> | <b>4208</b>        | <b>4181</b> |

Дружеството може да приложи цени за разпределение и снабдяване с природен газ, по-ниски от определените пределни за обособена територия „Запад“ във всички случаи, в които ръководството прецени, че това е икономически оправдано и целесъобразно и би допринесло за оптимизиране на дейността на дружеството.

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

| <i>Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“</i> |                 | <i>Таблица № 3</i> |           |
|---------------------------------------------------------------|-----------------|--------------------|-----------|
| Клиенти                                                       | Мярка           | 2021 г.            | 2022 г.   |
| Промислени                                                    | хил. лв.        | 6                  | 6         |
| ОАТ                                                           | хил. лв.        | 6                  | 6         |
| Битови                                                        | хил. лв.        | 42                 | 44        |
| <b>Общо</b>                                                   | <b>хил. лв.</b> | <b>54</b>          | <b>56</b> |

## 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           | 2021 г.     | 2022 г.     | Общо          | %           |
|------------------------------------------------|-----------------|-------------|-------------|---------------|-------------|
| <b>Общо разходи по дейности, в т.ч.:</b>       | <b>хил. лв.</b> | <b>7309</b> | <b>7405</b> | <b>14 715</b> | <b>100%</b> |
| „разпределение на природен газ“                | хил. лв.        | 7274        | 7369        | 14 643        | 99,51%      |
| „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ | хил. лв.        | 35          | 36          | 72            | 0,49%       |

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството съгласно НРЦПГ и 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“. Разходите са разделени на две групи: условно-постоянните разходи (УПР), които не зависят от количествата природен газ, са прогнозирани по години без отчитане на инфлация за периода. 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 и прогнозни стойности на годишна база.

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

#### **2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“**

Тези разходи представляват 99,51% от общия обем разходи и се увеличават от 7274 хил. лв. през 2021 г. на 7369 хил. лв. през 2022 г.

**Условно-постоянните разходи** представляват 99,9% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“, като се променят от 7265 хил. лв. през 2021 г. на 7363 хил. лв. през 2022 г. Те са разделени, както следва:

*Разходи за материали*, представляват 0,09% от УПР за дейността и нарастват от 6 хил. лв. през 2021 г. на 7 хил. лв. през 2022 г. Те включват само разходи за канцеларски материали, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година.

*Разходите за външни услуги* представляват 15% от УПР и нарастват от 1101 хил. лв. през 2021 г. на 1113 хил. лв. през 2022 г., като включват:

- *застраховки*, прогнозирани в размер на 0,03% от стойността на нетекущите активи;

- *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 остават с непроменен размер от 9 хил. лв. през регулаторния период на цените;

- *абонаментно поддържане*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 940 хил. лв. за 2021 г. и 946 хил. лв. за 2022 г.;

- *въоръжена и противопожарна охрана*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 7 хил. лв. за 2021 г. и 8 хил. лв. за 2022 г.;

- *наеми*, прогнозирани в съответствие със стойността им базовата година в размер на 40 хил. лв. за 2021 г. и 42 хил. лв. за 2022 г. и сключени от заявителя договори за наем.

Дружеството е представило копия на договори за наем на: офис в гр. Сандански, като е приложен и анекс № 4 от 25.03.2020 г., видно от който срокът на договора за наем се удължава от 01.04.2020 г. до 31.12.2021 г.; офис в гр. Перник с приложен анекс № 5 от 28.02.2020 г., видно от който срокът на договора за наем се удължава от 01.03.2020 г. до 31.12.2020 г., както

офис в гр. София и приложен анекс № 8 от 17.02.2020 г., видно от който срокът на договора за наем се удължава от 01.04.2020 г. до 01.04.2021 г.;

- *проверка на уреди*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 38 хил. лв. за 2021 г. и 40 хил. лв. за 2022 г.;

- *съдебни разходи*, прогнозирани в размер около шестотин лева и през двете години на регулаторния период;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 3 хил. лв. за 2021 г. и 2022 г.;

- *вода, отопление и осветление*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 18 хил. лв. за 2021 г. и 19 хил. лв. за 2022 г.

*Разходите за амортизации* представляват 82% от УПР и са определени по линеен метод съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

*Разходите за заплати и възнаграждения* представляват 2% от УПР и нарастват от 153 хил. лв. през 2021 г. на 161 хил. лв. през 2022 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 базовата година.

*Разходите за социални осигуровки* представляват 0,33% от УПР, като нарастват от 23 хил. лв. през 2021 г. на 25 хил. лв. през 2022 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 1% от стойността на разходите за заплати и възнаграждения. Размерът на тези разходи е около 2 хил. лв. и остава непроменен през двете години на регулаторния период на цените.

*Други разходи*, представляват 0,12% от УПР, в размер на 9 хил. лв., като остават непроменени през регулаторния период и включват разходи за:

- *охрана на труда*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 5 хил. лв. за 2021 г. и за 2022 г.;

- *командировки и обучение на персонала*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 1,7 хил. лв. за 2021 г. и 1,8 хил. лв. за 2022 г.;

- *маркетинг и реклама*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 1,4 хил. лв. за 2021 г. и 1,5 хил. лв. за 2022 г.;

- *публикации*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на около 1 хил. лв. за 2021 г. и за 2022 г.

*Променливите разходи* представляват 0,1% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, и намаляват от 9 хил. лв. през 2021 г. на 6 хил. лв. през 2022 г. Тези разходи са пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ и включват:

- *разходи за одорант*, прогнозирани в размер на 0,37 лв./1000 м<sup>3</sup> природен газ;

- *загуби на газ*, планирани като 0,04% от прогнозната консумация на природен газ.

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

- в съотношение 90% към 10% между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са разходите за: горива, работно облекло, 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 100% 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 100% към дейността „снабдяване с природен газ” са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

Нивото на разходите за 2021 г. и 2022 г. е в съответствие с отчетните стойности, като влияние върху техните нива оказват и следните параметри: брой клиенти – по отношение на стойността на разходите за канцеларски материали, разходите за пощенски разходи, телефони и абонаменти, съдебни разходи, 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 на 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; консумация на природен газ – по отношение на разходите за одорант, разходите за загуби на газ; лицензионни задължения – по отношение на разходите за публикации.

Прогнозните стойности на определящите параметри са: брой клиенти с натрупване – 6963 за 2021 г. и 7383 за 2022 г.; нетни приходи – 4255 хил. лв. за 2021 г. и 4506 хил. лв. за 2022 г.; изградена ГРМ с натрупване – 399 963 м за 2021 г. и 402 626 м за 2022 г.; нетекущи активи (ГРМ и съоръжения) с натрупване – 125 408 хил. лв. за 2021 г. и 126 004 хил. лв. за 2022 г.; брой на офисите – еднакъв за двете години от регулаторния период – 6 бр., включително офис София; брой на персонала – еднакъв за двете години от регулаторния период – 9 бр., включително персонала от офис София; брой на съоръженията с натрупване, определени с използване на приемането „един клиент – едно съоръжение“ – 6963 за 2021 г. и 7383 за 2022 г.; консумация на природен газ, общо за групите клиенти – 158 686 MWh за 2021 г. и 168 188 MWh за 2022 г.

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

Тези разходи представляват 0,49% от общия обем разходи и включват само УПР, тъй като дружеството не е планирало променливи разходи. Разходите за дейността нарастват от 35 хил. лв. през 2021 г. на 36 хил. лв. през 2022 г. УПР представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността и са разпределени по икономически елементи, както следва:

*Разходи за материали*, с относителен дял 2%, в размер на хиляда лева годишно, който остава непроменен през регулаторния период и включват разходи за канцеларски материали, планирани съгласно достигнатите през 2019 г. разходи, средно по 60 лв./месец.

*Разходите за външни услуги* представляват 28% от разходите за дейността, остават непроменени в размер от около 10 хил. лв. през двете години от разглеждания период, 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 хиляда лева годишно;

- *разходи за наеми на сграда*, планирани на база годишен разход за предходната 2020 г., в размер на 4 хил. лв. през 2021 г. и се увеличават на 5 хил. лв. през 2022 г.;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани на база годишен разход за предходната 2020 г., в размер на около 2 хил. лв. през 2021 г. и 2022 г.;

*Разходите за амортизации* представляват 11% от разходите, предвидени за дейността, като остават непроменени в размер 4 хил. лв. през регулаторния период и са в зависимост от планираните инвестиции;

*Разходите за заплати и възнаграждения*, с относителен дял 49% от разходите за дейността, като размерът им нараства от 17 хил. лв. през 2021 г. на 18 хил. лв. през 2022 г.

*Разходите за социални осигуровки* представляват 7,5% от разходите за дейността, като размерът им от около 3 хил. лева 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 3% от общия обем на разходите за дейността и са в размер на хиляда лева през целия регулаторен период, като включват разходи, свързани с охрана на труда.

През регулаторния период 2021 – 2022 г. дружеството не планира променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ”, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и по 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 се направи извода, 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 Таблицы № 5 и 6:

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

*Таблица № 5*

| №    | Позиция                                                       | 2021 г. | 2022 г. |
|------|---------------------------------------------------------------|---------|---------|
| 1.   | Балансова стойност на ДМА                                     | 86 062  | 80 628  |
| 2.   | Балансова стойност на ДНА                                     | 113     | 97      |
| 2.1. | Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня | 2366    | 2361    |
| 3.   | Необходим оборотен капитал                                    | 163     | 165     |
| 4.   | Регулаторна база на активите                                  | 83 972  | 78 529  |
| 5.   | Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане                | 3,3%    | 3,3%    |
| 6.   | Възвръщаемост                                                 | 2764    | 2605    |
| 7.   | Разходи, в т.ч.:                                              | 7274    | 7369    |
| 8.   | УПР                                                           | 7265    | 7363    |
| 9.   | Променливи разходи                                            | 9       | 6       |

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

*Таблица № 6*

| №  | Позиция                                        | 2021 г. | 2022 г. |
|----|------------------------------------------------|---------|---------|
| 1. | Балансова стойност на ДМА                      | 25      | 24      |
| 2. | Балансова стойност на ДНА                      | 13      | 11      |
| 3. | Необходим оборотен капитал                     | 536     | 569     |
| 4. | Регулаторна база на активите                   | 574     | 603     |
| 5. | Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане | 3,3%    | 3,3%    |
| 6. | Възвръщаемост                                  | 19      | 20      |
| 7. | Разходи, в т.ч.:                               | 35      | 36      |
| 8. | УПР                                            | 35      | 36      |

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.

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2021 – 2022 г. са в размер на 2052 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 1575 хил. лв., за съоръжения за битови клиенти са планирани 477 хил. лв., а за небитови клиенти не са предвидени средства за този регулаторен период.

### **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 2021 г. – 2022 г. е в размер на 3,30%, която е изчислена при 100% дял на привлечения капитал с норма на възвръщаемост от 3,30% 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  $\beta$  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 3,30%, изчислена при 100% дял на привлечения капитал с норма на възвръщаемост от 3,30% 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 Таблицы № 7 и 8:

| Прогнозна консумация |       | Таблица № 7 |         |
|----------------------|-------|-------------|---------|
| Клиенти              | Мярка | 2021 г.     | 2022 г. |

|              |                 |                |                |
|--------------|-----------------|----------------|----------------|
| Промислени   | MWh/год.        | 49 884         | 52 510         |
| ОАТ          | MWh/год.        | 34 968         | 36 808         |
| Битови       | MWh/год.        | 73 834         | 78 870         |
| <b>Общо:</b> | <b>MWh/год.</b> | <b>158 686</b> | <b>168 188</b> |

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица № 8*

| Клиенти      | Мярка      | 2021 г.     | 2022 г.     |
|--------------|------------|-------------|-------------|
| Промислени   | бр.        | 30          | 30          |
| ОАТ          | бр.        | 284         | 284         |
| Битови       | бр.        | 6649        | 7069        |
| <b>Общо:</b> | <b>бр.</b> | <b>6963</b> | <b>7383</b> |

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 0,265 през 2021 г. на 0,264 през 2022 г., за обществено-административните и търговски клиенти също намалява от 0,212 през 2021 г. на 0,210 през 2022 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,523 през 2021 г. на 0,525 през 2022 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 за промишлените клиенти е 0,113, за обществено-административните и търговски клиенти е 0,103 и за битовите клиенти е 0,784. Стойностите на коефициентите за трите групи клиенти не се променят през периода 2021 – 2022 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 трите основни 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 0,314 през 2021 г. на 0,312 през 2022 г., за обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0,220 през 2021 г. на 0,219 през 2022 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,465 през 2021 г. на 0,469 през 2022 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.

Предложените 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    | 51,80                                             | 0,12                                        |
| ОАТ           | 58,86                                             | 0,16                                        |
| Битови        | 68,72                                             | 0,57                                        |

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

Цените, след прилагане на коригиращи коефициенти за регулаторен период 2021 – 2022 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    | 20,28                                             | 0,12                                        |
| ОАТ           | 25,67                                             | 0,16                                        |
| Битови        | 29,30                                             | 0,57                                        |

С оглед гореизложеното, от анализа на представените от „Аресгаз“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2021 г. – 2022 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) |
|----------------------------------------------------|-------------------|
| <b>Промислени:</b>                                 |                   |
| до 4,224 MWh                                       | 2860              |

|                |            |
|----------------|------------|
| до 21,124 MWh  | 3780       |
| над 21,124 MWh | 4120       |
| <b>ОАТ:</b>    |            |
| до 0,739 MWh   | 1350       |
| до 4,224 MWh   | 1600       |
| над 4,224 MWh  | 1650       |
| <b>Битови</b>  | <b>485</b> |

*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.

Изказвания по т.5.:

Докладва Г. Дечева. На 15.12.2020 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Аресгаз“ ЕАД е заявил, че няма забележки и възражения по доклада. Съгласно нормативните изисквания на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на заявителя също е посочил, че няма забележки по проекта. В законоустановения срок в КЕВР не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД.

Г. Дечева прочете:

*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 за регулиране на цените на природния газ*

**КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**Р Е Ш И:**

*I. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“, за регулаторен период от 2021 г. до 2022 г., както следва:*

1. Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа по съответните групи клиенти промишлени клиенти, обществено-административни и битови клиенти;

2. Ценообразуващи елементи;

3. Цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за промишлени клиенти, обществено-административни и битови клиенти;

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа (описани - промишлени клиенти, обществено-административни и битови клиенти, както и ценообразуващите елементи);

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

5.1. За промишлени клиенти с максимален часови разход по подгрупи;

5.2. За обществено-административни и търговски клиенти с максимален часови разход по подгрупи;

5.3. За битови клиенти.

*II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.*

Г. Дечева уточни, че във всичките пет решения, които се разглеждат на днешното заседание, е актуалната цена на обществения доставчик от 01.01.2021 г. в размер на 26,93 лв./MWh, която е утвърдена от Комисията.

И. Н. Иванов каза, че в първоначалните проекти е била заложена декемврийската цена.

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

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

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“, за регулаторен период от 2021 г. до 2022 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:
  - 1.1. За промишлени клиенти 20,28 лв./MWh;
  - 1.2. За обществено-административни и търговски клиенти 25,67 лв./MWh;
  - 1.3. За битови клиенти 29,30 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2021 г. – 4208 хил. лв.; за 2022 г. – 4181 хил. лв.

Количества природен газ: за 2021 г. – 158 686 MWh/год.; за 2022 г. – 168 188 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 3,30%.

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

- 3.1. За промишлени клиенти 27,05 лв./MWh;
- 3.2. За обществено-административни и търговски клиенти 27,09 лв./MWh;
- 3.3. За битови клиенти 27,50 лв./MWh.

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

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответния месец на годината): 26,93 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

- 4.2.1. За промишлени клиенти 0,12 лв./MWh;
- 4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти 0,16 лв./MWh;
- 4.2.3. За битови клиенти 0,57 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2021 г. – 54 хил. лв.; за 2022 г. – 56 хил. лв.

Количества природен газ: за 2021 г. – 158 686 MWh/год.; за 2022 г. – 168 188 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 3,30%.

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

- 5.1. За промишлени клиенти с максимален часови разход:

|                |           |
|----------------|-----------|
| до 4,224 MWh   | 2860 лв.; |
| до 21,124 MWh  | 3780 лв.; |
| над 21,124 MWh | 4120 лв.  |

|                                                                                     |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 5.2. За общественно-административни и търговски клиенти с максимален часови разход: |           |
| до 0,739 MWh                                                                        | 1350 лв.; |
| до 4,224 MWh                                                                        | 1600 лв.; |
| над 4,224 MWh                                                                       | 1650 лв.; |
| 5.3. За битови клиенти                                                              | 485 лв.   |

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В заседанието по **точка пета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров – за, Георги Златев – за и Евгения Харитоновна – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

#### РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

##### По т.1. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Ситигаз България“ 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 територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период от 2021 г. до 2025 г.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

##### По т.2. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Костинбродгаз“ ООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период от 2021 г. до 2025 г.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

##### По т.3. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период от 2021 г. до 2022 г.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

##### По т.4. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени



за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период от 2021 г. до 2022 г.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

**По т.5. както следва:**

I. Утвърждава, считано от 01.02.2021 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“, за регулаторен период от 2021 г. до 2022 г.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

**Приложения:**

1. Решение на КЕВР № Ц-2 от 07.01.2021 г. - заявление от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2021 – 2025 г.;

2. Решение на КЕВР № Ц-3 от 07.01.2021 г. - заявление от „Костинбродгаз“ ООД за утвърждаване на цени на територията на общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период 2021 – 2025 г.;

3. Решение на КЕВР № Ц-4 от 07.01.2021 г. - заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2021 – 2022 г.;

4. Решение на КЕВР № Ц-5 от 07.01.2021 г. - заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2021 – 2022 г.;

5. Решение на КЕВР № Ц-6 от 07.01.2021 г. - заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за обособена територия „Запад“, за регулаторен период 2021 – 2022 г.

**ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

.....  
(Г. Добрев)

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

.....  
(А. Йорданов)

.....  
(В. Владимиров)

.....  
(Г. Златев)

.....  
(Е. Харитонова)

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**Р. ТОТКОВА**

Протоколирал:

(А. Фикова - главен експерт)