



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

Комисия за енергийно
и водно регулиране



РЕШЕНИЕ

№ Ц – 5

от 07.01.2021 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 07.01.2021 г., 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 заявлението 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 издадения 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 обосноваваните 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 Таблици № 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
Общо:	хил. лв.	2587	2523

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
Общо:	хил. лв.	75	76

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	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	хил. лв.	1903	1891	3795	100%
„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 прогнозираны 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 м³ 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., прогнозирани 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., прогнозирани 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)*, прогнозирани 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*, прогнозирани 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*, прогнозирани 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*, планирани 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 подгриване 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 подгриване 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 компресирания 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/m³);

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;

Подгръване 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 подгръване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствена консумация. Стойността на природния газ, използван за подгръване 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 подгръване 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 Таблици № 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 β за страните-членки от Европейския съюз, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business¹ и на Българската народна банка (БНБ)². Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

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

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

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД е използван безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,74 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 Таблицы № 6 и № 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

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

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

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

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)
Стопански:		
<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
Битови	28,16	1,60

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 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 „Мизия“ и община Бяла Слатина са посочени в Таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

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

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.

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 „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:

Необходимими 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 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 0,23 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:

Необходимими 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;

5.2. За битови клиенти

67,35 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 подгряване 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.

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА