



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

Комисия за енергийно
и водно регулиране



РЕШЕНИЕ

№ Ц – 3

от 07.01.2021 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 07.01.2021 г., 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 обосноваването на 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 (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 |
| Общо | 1199 | 1395 | 1611 | 1780 | 1972 |

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 |
| Общо | 173 | 196 | 215 | 229 | 243 |

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 | % |
|------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Общо разходи по дейности, в т.ч.: | 1095 | 1270 | 1472 | 1622 | 1794 | 7253 | 100% |
| „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*, прогнозираны 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*, прогнозираны 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. м³, 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;

- *почтенски 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, прогнозирани 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, прогнозирани 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. | Регулаторна база на активите | 6409 | 7362 | 8029 | 8698 | 9342 |
| 6. | Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане | 4,17% | 4,17% | 4,22% | 4,28% | 4,33% |
| 7. | Възвръщаемост | 267 | 307 | 339 | 372 | 405 |
| 8. | Разходи, в т.ч.: | 932 | 1087 | 1271 | 1408 | 1568 |
| 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. | Регулаторна база на активите | 241 | 326 | 344 | 370 | 382 |
| 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 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 „Костинбродгаз“ ООД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Костинбродгаз“ ООД е използван безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните

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

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

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 Таблицы № 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 |
| Общо | MWh/год. | 74 364 | 101 141 | 109 297 | 119 966 | 125 228 |

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 |
| Общо | бр. | 1868 | 2214 | 2552 | 2897 | 3268 |

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) |
|------------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|---------------------------------------|
| Стопански: | | | |
| 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 | |
| Битови | 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 (лв./клиент) |
|------------------------------------------|----------------------|
| Стопански: | |
| до 1000 MWh/год. вкл. | 1830 |
| от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл. | 2755 |
| над 10 000 MWh/год. | 5290 |
| Битови | 575 |

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.

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:

Необходими 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 лв./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.

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА