



РЕШЕНИЕ

№ Ц – 43

от 30.12.2016 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 30.12.2016 г., като разгледа подадените от „Ситигаз България“ ЕАД заявления за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Габрово за регулаторен период от 2017 до 2021 г. включително, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-35-17 от 03.10.2016 г., коригирано със заявление с вх. № Е-15-35-17 от 18.10.2016 г. от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за дейността „разпределение на природен газ“, цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа (ГРМ) на дружеството за територията на община Габрово за периода 2017-2021 г. включително.

Със Заповед № 3-Е-167 от 06.10.2016 г. е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ).

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 изх. № Е-15-35-17 от 10.10.2016 г., от „Ситигаз България“ ЕАД е изискано да представи: преработено заявление за утвърждаване на цени с посочени цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството, както и доказателство за спазване на изискванията на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ, относно оповестяване на предложението за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване (копие от централен/местен ежедневник). Със същото писмо от дружеството е изискано при прогнозиране на разходите за покупка на природен газ да включи актуалната цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на 2016 г., както и да отрази в ценовия модел коректни балансови стойности на дълготрайните активи.

С писмо вх. № Е-15-35-17 от 18.10.2016 г. „Ситигаз България“ ЕАД е подало преработено заявление за утвърждаване на цени за дейността „разпределение на природен газ“, цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството за територията на община Габрово, ведно с изисканите документи и информация.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявленията данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-581 от 23.11.2016 г. Докладът, както и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от Комисията с решение по Протокол № 228 от 30.11.2016 г., по т. 2, и са публикувани на интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 07.12.2016 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия

доклад, на което е присъствал представител на „Ситигаз България“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с доклада и няма възражения по него. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което са присъствали представители на „Ситигаз България“ ЕАД и на секция към Конфедерация на труда „Подкрепа“ които са заявили, че нямат възражения по предложените цени в проекта на решение. В определения 14-дневен срок по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ за предоставяне на становища от заинтересованите лица в КЕВР не са постъпили такива по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Ситигаз България“ ЕАД.

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

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ и чл. 2, т. 2 и т. 3 от НРЦПГ, 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 преносни и/или разпределителни мрежи подлежат на регулиране от Комисията

„Ситигаз България“ ЕАД е титуляр на лицензии № Л-376-08 от 26.01.2012 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-376-12 от 26.01.2012 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Габрово, за срок от 35 години.

Във връзка с разпоредбите на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ, дружеството е представило разпечатка от интернет страницата на „Ситигаз България“ ЕАД, от която е видно, че предложението за утвърждаване на цени е оповестено на сайта на дружеството. С писмо с вх. № Е-15-35-17 от 18.10.2016 г. заявителят е представил и копие на страница от вестник „24 часа“ от 18.10.2016 г., в което предложението за коригирани цени е публикувано.

С предложението си за формиране на цени за регулаторния период 2017-2021 г. „Ситигаз България“ ЕАД предвижда запазване на трите основни клиентски групи: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови. От своя страна, промишлените клиенти са разделени на 5 подгрупи според прогнозното годишно потребление на природен газ: до 10 000 нм³; от 10 000 до 100 000 нм³; от 100 000 до 500 000 нм³; от 500 000 до 1 000 000 нм³; от 1 000 000 до 5 000 000 нм³. За подгрупата на промишлените клиенти не се предвиждат такива с годишно потребление над 5 000 000 нм³, поради липса на клиенти с такава консумация.

Съгласно обосновката, представена от дружеството, при формирането на цените за подгрупите на промишлени клиенти е възприет регресивен механизъм. Той се изразява в намаляването на цената на всеки промишлен клиент, когато консумираното от него количество природен газ надхвърли границата в определена подгрупа и премине в следваща. Според лицензианта, с използването на този механизъм се постигат следните положителни ефекти: повишаване на достоверността на прогнозиране на количествата необходим природен газ от промишлените клиенти; поощряване на промишлените клиенти за бързо преоборудване на мощности за работа с природен газ; предлагане на атрактивни цени за нови големи инвеститори, а оттам и възможност за развитие на газифицирането в региона; стимулиране на промишлените клиенти към по-висока консумация. Механизмът на регресивните тарифи ще позволи на дружеството да управлява индустриалния риск, свързан с евентуално бъдещо намаление на потреблението на промишлените клиенти. В резултат от прилагането на регресивния механизъм, средната цена за всички промишлени клиенти е по-ниска от определената в електронния модел цена за съответната подгрупа, в която попада клиентът. С предложената тарифна структура се цели и поддържане на конкурентни нива на цените на природния газ спрямо цените на алтернативните енергоносители, което би довело до

увеличаване на търсенето на природен газ. От друга страна, тарифната структура с прецизно разделяне на клиентите в подгрупи отразява по-справедливо разпределението на разходите и възвръщаемостта за лицензионните дейности към обслужваните клиенти.

Предложената от дружеството тарифна структура отговаря на изискванията на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, според която енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от Комисията 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.

1. Регулаторен период

Предложеният от „СитиГаз България“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2017 г. до 2021 г. включително), 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.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосновани 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 от регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по групи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблици № № 1 и 2:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 1

Групи клиенти	Мярка	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Промислени	хил. лв.	1192	1220	1250	1264	1299
Обществено-административни и търговски	хил. лв.	274	296	318	337	362
Битови	хил. лв.	312	376	443	508	580
Общо:	хил. лв.	1778	1892	2011	2109	2241

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 2

Клиенти	Мярка	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Промислени	хил. лв.	35	36	35	33	30
Обществено-административни и търговски	хил. лв.	7	6	7	7	7
Битови	хил. лв.	13	18	23	26	26
Общо:	хил. лв.	54	60	64	66	64

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 (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. В Таблица № 3 са представени общите разходи, разпределени по дейности, за регулаторния период:

Общи разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 3

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Общо	%
Общо разходи, в т.ч.:	960	1075	1205	1314	1457	6011	100%
За дейността „разпределение на природен газ“	929	1045	1172	1282	1427	5856	97%
За дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“	30	30	33	33	30	156	3%

Във видовете разходи, които участват при образуването на цените, не са включени финансовите и извънредните разходи, разходите за данъци върху печалбата и разходите за бъдещи периоди. Разходите за дейностите са формирани за петгодишен период при цени към момента на изготвяне на бизнес плана въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: продажби на природен газ по групи потребители; брой потребители по групи потребители; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на потребителите.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 97% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 929 хил. лв. през 2017 г. на 1427 хил. лв. през 2021 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“, като нарастват от 922 хил. лв. през 2017 г. на 1416 хил. лв. през 2021 г. Прогнозните разходи са образувани при отчитане на необходимостта от разширяване дейността на дружеството във връзка с увеличението на дължината на ГРМ, броя на обслужваните клиенти и доставяните количества природен газ. Тези разходи са разделени по икономически елементи, както следва:

Разходите за материали представляват 1% от УПР за дейността и нарастват от 15 хил. лв. през 2017 г. на 18 хил. лв. през 2021 г. Те включват разходи за:

Горива за автотранспорт, прогнозиран са на база среден разход на километър изградена ГРМ и отчетните данни за 2015 г. – 149 лв./км.

Работно облекло, определени в зависимост от броя на персонала, за покупка на лятно и зимно облекло.

Канцеларски материали, прогнозиран в зависимост от броя на персонала.

Материали за текущо поддържане представляват разходи свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ. Прогнозиран са като процент от стойността на изградените линейни участъци (приблизително 0.05% от стойността на изградените участъци).

Разходите за външни услуги представляват 22% от УПР и нарастват от 225 хил. лв. през 2017 г. на 282 хил. лв. през 2021 г. В тях са включени разходи за:

Застраховки – разходите за застраховки за дейността „разпределение на природен газ“ са прогнозиран като процент от стойността на дълготрайните материални активи, като включват имуществена застраховка Индустирален пожар, Кражба чрез взлом, Гражданска застраховка юридически лица. Разходите за застраховки за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са тези за наличните автомобили – Гражданска отговорност и Каско.

Данъци и такси – прогнозиран са лицензионните такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката.

Пощенски разходи, телефони и абонаменти – прогнозиран са в зависимост от броя на офисите и са в рамките на 83 лв. на месец за всеки офис.

Абонаментно поддържане – включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращата инсталация и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозиран са в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход за километър в размер на 2612 лв.

Реклама и рекламни материали – прогнозиран са в размер на 2000 лв. годишно на офис.

Въоръжена и противопожарна охрана – включват разходи по договор със СОТ и ППО.

Наеми – включват наем на офиси. Прогнозиран са база площ на офисите и среден размер за наем в региона от 5 лв./кв. м на месец.

Проверка на уреди – определени са в размер на средно по 9 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански потребители и битово съоръжение при съответната периодичност на проверките.

Експертни и одиторски разходи – прогнозиран са като 0.10% от стойността на приходите.

Вода, отопление и осветление – прогнозиран на база площ на офисите и среден разход от 5 лв./кв. м. годишно.

Разходите за амортизации представляват 71% от УПР и се увеличават от 630 хил. лв. през 2016 г. на 1047 хил. лв. през 2020 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи (ДА) са изчислени по линеен метод, съгласно разпоредбите на НРЦПГ, при спазване на амортизационния срок на активите, определен от Комисията. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и по години. В представените справки е посочено как са формирани амортизационните суми за всеки период, общата начислена амортизация за всяка година и балансовата стойност на активите към края на годината. Направено е и обобщение от амортизационните планове на видовете активи и са показани абсолютните стойности за отчетната стойност на активите, годишната амортизационна квота, начислената до съответния период амортизация и балансовите стойности.

Разходите за заплати и възнаграждения са 4% от УПР и се увеличават от 40 хил. лв. през 2017 г. на 53 хил. лв. през 2021 г. Тези разходи включват начислените работни заплати на целия персонал, ангажиран с дейността на дружеството на лицензираната територия съобразени със средните заплати в региона.

Разходите за социални осигуровки, представляват 1% от УПР за дейността и се увеличават от 7 на 10 хил. лв. в края на регулаторния период., като начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия, като представляват 18.5% от разходите предвидени за заплати и възнаграждения.

Социални разходи, представляват 0.17% от УПР, като са в размер на 2 хил. лв. годишно и остават непроменени през регулаторния период. В тази група се включват разходи за ваучери за храна на служителите.

Другите разходи представляват 0.27% от УПР, като остават почти непроменени в размер на около 3 хил. лв. годишно и през регулаторния период. Другите разходи са прогнозиран във връзка с административната дейност на дружеството, като включват: разходи за командировки и обучение на персонала и са определени в зависимост от броя на персонала.

Променливите разходи са 1% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават от 8 хил. лв. през 2017 г. до 11 хил. лв. през 2021 г. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните

количества пренесен и доставен природен газ и разходните норми на предприятието, в тях дружеството е включило:

Разходи за одорант, който се използва във връзка с дейността на дружеството и пряко зависи от количествата природен газ. Разходите за одорант са прогнозирани с разходна норма от 25 mg/m³ и прогнозните количества за реализация.

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

Тези разходи представляват 3% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Размерът на разходите, предвидени от дружеството за тази дейност, остава почти непроменен, като през регулаторния период е около 30 хил. лв. годишно.

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

Разходите за материали са с относителен дял 13% от разходите за дейността, като размерът им от 4 хил. лв. годишно е непроменен през регулаторния период.

Разходите за външни услуги са 23% от разходите за дейността и са на ниво от около 7 хил. лв. годишно през регулаторния период. Към тях се отнасят разходите за наеми на офиси, за експертни и одиторски услуги, разходи за вода, отопление и осветление.

Разходите за амортизации са 16% от разходите, предвидени за дейността, като намаляват от 5 хил. лв. през 2017 г. на 3 хил. лв. през 2021 г.

Разходите за заплати и възнаграждения са 36% от разходите за дейността, като размерът им от 10 хил. лв. за 2017 г. се увеличава на 12 хил. лв. за 2021 г.

Разходите за социални осигуровки са 7% от разходите за дейността и остават в рамките на 2 хил. лв. през периода. Заложените от дружеството разходи за социални осигуровки са в размер на 18.5% от предвидените разходи за заплати и възнаграждения.

Другите разходи са с относителен дял 6% в общия обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и са в размер на 2 хил. лв. за всяка година от регулаторния период, като включват разходи за реклама и маркетинг, разходи за охрана на труда и разходи за командировки.

Дружеството не е предвидило *променливи разходи*, пряко зависещи от количеството природен газ, за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период 2017-2021 г. включително.

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 обобщени съответно в Таблици № № 4 и 5:

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

Таблица № 4

№	Позиция	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	12 304	12 409	12 388	12 293	12 633
2	Балансова стойност на ДНА	522	479	435	392	348
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	135	229	285	317	825
3.	Необходим оборотен капитал	37	40	44	46	47
4.	Регулаторна база на активите	12 729	12 698	12 582	12 413	12 203

5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	6.67%	6.67%	6.67%	6.67%	6.67%
6.	Възвръщаемост	849	847	839	828	814
7.	Разходи, в т.ч.:	929	1045	1172	1282	1427
7.1	Разходи за експлоатация и поддръжка, на ГРМ	922	1036	1162	1271	1416
7.2	Разходи, зависещи от количеството пренесен природен газ	8	9	10	11	11

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

Таблица № 5

№	Позиция	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	19	13	8	3	0
3.	Необходим оборотен капитал	344	428	463	498	512
4.	Регулаторна база на активите	363	441	471	501	512
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	6.67%	6.67%	6.67%	6.67%	6.67%
6.	Възвръщаемост	24	29	31	33	34
7.	Разходи, в т.ч.:	30	30	33	33	30
7.1	Условно-постоянни разходи за дейността	30	30	33	33	30

Изчисленият от дружеството размер на оборотния капитал е в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ и представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

Планираните инвестиции за периода 2017-2021 г. включително, са в размер на 3273 хил. лв., от които: за разпределителни газопроводи и отклонения – 1805 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 1468 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Ситигаз България“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2017-2021 г. включително е в размер на 6.67%, която е изчислена при използването на 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 6% и при отчитане на данъчните задължения.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Очакваната от дружеството, консумация е определена на база на маркетингови проучвания, в които е отразен потенциалният пазар на природен газ за територията на лицензията. За групата на стопанските потребители, с цел определяне на прогнозното потребление на природен газ, е направен анализ на алтернативни енергоизточници, както и на съответните производствени мощности за всеки един клиент поотделно. Консумацията на битовия сектор е определена въз основа на предпазлива концепция за присъединяване към газоразпределителната мрежа, която предполага плавно нарастваща активност на потребителите.

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството са представени в Таблицы № 6 и 7 по години и по групи клиенти:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Групи клиенти	Мярка	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Промислени	хил. м ³ /год.	7875	9429	9515	9576	9007
Обществено-административни и търговски	хил. м ³ /год.	990	1192	1426	1694	2070
Битови	хил. м ³ /год.	662	1227	1877	2531	3114
Общо:	хил. м³/год.	9526	11 849	12 817	13 801	14 190

Групи клиенти	Мярка	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Промислени	бр.	26	29	30	31	36
Обществено-административни и търговски	бр.	42	46	50	54	60
Битови	бр.	601	1022	1443	1874	2305
Общо:	бр.	669	1097	1523	1959	2401

За целите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределение на дълготрайните активи (ДА) по групи клиенти. Коефициентите за разпределение отчитат дела на дълготрайните материални активи на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на ДА. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, е разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък (съоръжение, отклонение) в общия оразмерителен часови разход. Разпределението на възвръщаемостта и УПР между отделните групи клиенти се определя на база сходна характеристика на потребление.

Изменението на стойностите на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти и по години е: за промишлените клиенти намалява от 0.67 през 2017 г. на 0.58 през 2021 г.; за обществено-административните и търговски клиенти се увеличава от 0.15 през 2017 г. на 0.16 през 2021 г., за битовите клиенти се увеличава от 0.18 за 2017 г. на 0.26 за 2021 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на базата на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойностите на коефициента са: за промишлените клиенти намалява от 0.64 за 2017 г. на 0.48 за 2021 г.; за обществено-административните и търговски клиенти се наблюдава намаление от 0.12 през 2017 г. на 0.11 през 2020 г., за да достигне отново ниво 0.12 през 2021 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0.24 за 2017 г. на 0.41 за 2021 г.

Разпределението на променливите разходи, зависещи от количествата пренесени или доставени природен газ за дейността „разпределение на природен газ“, между отделните групи и/или подгрупи клиенти се определя според дела на количествата природен газ за разпределение по групи клиенти. Тези коефициенти отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. При тях изменението е, както следва: коефициентът при промишлените клиенти намалява от 0.83 за 2017 г. на 0.64 за 2021 г.; при обществено-административните и търговски клиенти се увеличава от 0.10 в началото на регулаторния период на 0.15 в края; при битовите клиенти увеличението е от 0.07 за 2017 г. на 0.22 за 2021 г.

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 към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за 1000 м³ и/или 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.

Предложените от „Ситигаз България“ ЕАД пределни цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Габрово са посочени в Таблица № 8:

Цени за пренос през ГРМ и за снабдяване на природен газ от краен снабдител *Таблица № 8*

Групи и подгрупи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./1000 нм ³)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./1000 нм ³)
Промислени клиенти		
до 10 000 нм ³	215.67	3.74
от 10 000 до 100 000 нм ³	202.67	3.74
от 100 000 до 500 000 нм ³	148.57	3.74
от 500 000 до 1 000 000 нм ³	137.28	3.74
от 1 000 000 до 5 000 000 нм ³	116.25	3.74
ОА и търговски клиенти	218.51	4.66
Битови клиенти	241.38	11.47

Забележка: в предложените за утвърждаване цени не са включени ДДС и аквиз.

Предложените за утвърждаване цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма от бизнес плана на дружеството за периода 2017-2021 г.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа:

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи 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.

Цените на „Ситигаз България“ ЕАД за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Габрово за периода 2017-2021 г. са посочени в Таблица № 9:

Цени за присъединяване *Таблица № 9*

Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени (лв./клиент)
Промислени клиенти	2900
Обществено-административни и търговски клиенти	1200
Битови клиенти	280

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 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 01.01.2017 г. на „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Габрово с продължителност на регулаторния период от 2017 г. до 2021 г. включително, както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти:

- до 10 000 нм ³	215.67 лв./1000 нм ³ (23.18 лв./MWh);
- от 10 000 до 100 000 нм ³	202.67 лв./1000 нм ³ (21.78 лв./MWh);
- от 100 000 до 500 000 нм ³	148.57 лв./1000 нм ³ (15.97 лв./MWh);
- от 500 000 до 1 000 000 нм ³	137.28 лв./1000 нм ³ (14.75 лв./MWh);
- от 1 000 000 до 5 000 000 нм ³	116.25 лв./1000 нм ³ (12.49 лв./MWh);

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти:

218.51 лв./1000 нм³ (23.49 лв./MWh);

1.3. За битови клиенти – 241.38 лв./1000 нм³ (25.94 лв./MWh).

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

Необходими годишни приходи – за 2017 г. – 1778 хил. лв.; за 2018 г. – 1892 хил. лв.; за 2019 г. – 2011 хил. лв.; за 2020 г. – 2109 хил. лв.; за 2021 г. – 2241 хил. лв.

Количества природен газ – за 2017 г. – 9526 хил. нм³/г.; за 2018 г. – 11 849 хил. нм³/г.; за 2019 г. – 12 817 хил. нм³/г.; за 2020 г. – 13 801 хил. нм³/г.; за 2021 г. – 14 190 хил. нм³/г.

Норма на възвръщаемост на капитала – 6.67%.

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

3.1. За промишлени клиенти – 283.95 лв./1000 нм³ (30.52 лв./MWh);

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти – 284.87 лв./1000 нм³ (30.62 лв./MWh);

3.3. За битови клиенти – 291.68 лв./1000 нм³ (31.35 лв./MWh).

4. Ценови компоненти на цените за продажба на природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на годината) – 280.21 лв./1000 нм³ (30.12 лв./MWh);

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти – 3.74 лв./1000 нм³ (0.40 лв./MWh);

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти – 4.66 лв./1000 нм³ (0.50 лв./MWh);

4.2.3. За битови клиенти – 11.47 лв./1000 нм³ (1.23 лв./MWh).

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

Необходими годишни приходи – за 2017 г. – 54 хил. лв.; за 2018 г. – 60 хил. лв.; за 2019 г. – 64 хил. лв.; за 2020 г. – 66 хил. лв.; за 2021 г. – 64 хил. лв.

Количества природен газ – за 2017 г. – 9526 хил. нм³/г.; за 2018 г. – 11 849 хил. нм³/г.; за 2019 г. – 12 817 хил. нм³/г.; за 2020 г. – 13 801 хил. нм³/г.; за 2021 г. – 14 190 хил. нм³/г.

Норма на възвръщаемост на капитала – 6.67%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Габрово, както следва:

5.1. За промишлени клиенти – 2900 лв./клиент;

5.2. За обществено-административни и търговски клиенти – 1200 лв./клиент;

5.3. За битови клиенти – 280 лв./клиент.

II. До определяне на цени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, клиентите заплащат на „Ситигаз България“ ЕАД цена за пренос през газопреносната мрежа в размер на 19.73 лв./1000 m³. „Ситигаз България“ ЕАД превежда събраните суми на „Булгаргаз“ ЕАД, което от своя страна ги превежда 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**