



## ПРОТОКОЛ

№ 228

София, 30.11.2016 година

Днес, 30.11.2016 г. от 14:01 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), в състав „Енергетика“, ръководено от члена на Комисията Евгения Харитонова.

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

На заседанието присъстваха Ремзия Тахир - началник на отдел "Цени, лицензии и пазари – природен газ" и Грета Дечева - главен експерт в КЕВР.

Председателстващата Евгения Харитонова установи, че няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

### ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно: заявление с вх. № Е-15-37-11 от 06.10.2016 г., коригирано със заявление с вх. № Е-15-37-11#4 от 19.10.2016 г. от „Правецгаз 1“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството на територията на община Правец за периода 2016-2020 г.

Работна група: Елена Маринова; Ремзия Тахир; Грета Дечева;  
Михаела Андреева; Сирма Денчева; Емилия Тренева

2. Доклад с вх. № Е-Дк- 381 от 23.11.2016 г. и проект на решение относно: 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 разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството за територията на община Габрово за периода 2017-2021 г.

Работна група: Елена Маринова; Ремзия Тахир; Грета Дечева;  
Михаела Андреева; Сирма Денчева; Емилия Тренева

**По т.1.** Комисията, като разгледа подадените от „Правецгаз 1“ АД 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 Правец за регулаторен период от 2016 до 2020 г. включително, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-37-11 от 06.10.2016 г., коригирано със заявление с вх. № Е-15-37-11#4 от 19.10.2016 г. на „Правецгаз 1“ АД за утвърждаване на цени за дейността „разпределение на природен газ“, цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, както и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа (ГРМ) на дружеството за територията на община Правец за периода от 2016 до 2020 г. включително.

Със Заповед № З-Е-171 от 10.10.2016 г. е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложенията 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 с изх. № Е-15-37-11 от 11.10.2016 г., от „Правецгаз 1“ АД е изискано да представи: доказателство за оповестяване на предложението за цени в средствата за масово осведомяване. С писмо с вх. № Е-15-37-11#3 от 19.10.2016 г., дружеството е представило доказателство за оповестяване на предложението за цени в средствата за масово осведомяване. С писмо с изх. № Е-15-37-11 от 13.10.2016 г. дружеството е уведомено, че в справка № 1-В „Амортизационен план – снабдяване“, таблица ДМА (други) на ред „Придобити активи“ са заложили стойности на активи, които се отнасят за дейността „разпределение на природен газ“ и вече са отразени в амортизационния план за нея. Във връзка с изложеното, от „Правецгаз 1“ АД е изискано да представи: преработен електронен модел с отразени корекции в амортизационния план за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за периода 2016-2020 г.; преработени прогнозни годишни финансови отчети за периода 2016-2020 г.; преработено заявление за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството, в съответствие с преработения модел за цени. С писмо с вх. № Е-15-37-11#4 от 19.10.2016 г., дружеството е представило: преработени заявление и електронен модел на цените с отразени корекции на електронен и хартиен носител, съгласно разпоредбата на чл. 29 ал. 4 от НРЦПГ. В заявлението са включени за утвърждаване и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството за територията на община Правец за периода 2016-2020 г.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявленията данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-338 от 28.10.2016 г. Докладът, както и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от Комисията с решение по Протокол № 215 от 03.11.2016 г., по т. 1, и са публикувани на интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 09.11.2016 г. е проведено открито заседание за обсъждане на публикувания доклад, на което е присъствал изпълнителният директор на „Правецгаз 1“ АД, 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 е присъствал изпълнителният директор на „Правецгаз 1“ АД, който е заявил, че няма 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 „Правецгаз 1“ АД.

**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 преносни и/или разпределителни мрежи, подлежат на регулиране от Комисията.

„Правецгаз 1“ АД е титуляр на лицензии № Л-197-08 от 24.01.2006 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-197-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Правец, за срок до 24.01.2021 г.

Във връзка с разпоредбите на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ, дружеството е представило разпечатка от интернет страницата на „Правецгаз 1“ АД от 10.10.2016 г., от която е видно, че предложението за утвърждаване на цени е оповестено на сайта на дружеството, както и екземпляр от бр. 34 от 17.10.2016 г. на вестник „Правешки глас“, в който предложението за цени е публикувано на стр. 2.

С предложението си за формиране на цени за регулаторния период 2016-2020 г. „Правецгаз 1“ АД предвижда запазване на трите основни групи: промишлени, обществено-административни и търговски и битови клиенти, като не предлага разширяване на действащата към момента тарифна структура.

Предложената от дружеството тарифна структура отговаря на изискванията на чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, според който 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 „Правецгаз 1“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2016 до 2020 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 за регулаторния период. Необходимите приходи са разпределени по групи клиенти, както и по дейности представени в Таблицы № № 1 и 2:

*Дейност „разпределение на природен газ“*

*Таблица № 1*

Клиенти	Мярка	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Промислени	хил. лв.	24	32	35	37	39
Обществено-административни и търговски	хил. лв.	190	193	186	184	182
Битови	хил. лв.	60	74	85	92	98
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>274</b>	<b>300</b>	<b>306</b>	<b>313</b>	<b>318</b>

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

*Таблица № 2*

Клиенти	Мярка	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Промислени	хил. лв.	1	1	1	1	1
Обществено-административни и търговски	хил. лв.	7	6	6	6	6
Битови	хил. лв.	14	13	12	11	12
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>19</b>

#### 2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи,

пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количеството 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	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Общо:	%
<b>Общо разходи, в т.ч.:</b>	<b>228</b>	<b>251</b>	<b>254</b>	<b>262</b>	<b>267</b>	<b>1262</b>	<b>100%</b>
за дейността „разпределение на природен газ“	212	236	241	249	254	<b>1191</b>	<b>94%</b>
за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“	16	15	13	13	13	<b>71</b>	<b>6%</b>

Прогнозните разходи на „Правецгаз 1“ АД включват само тези разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. За нуждите на ценообразуването, разходите за дейностите са разделени, както следва: разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставените количества природен газ. В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

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

Тези разходи представляват 94% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 212 хил. лв. през 2016 г. на 254 хил. лв. през 2020 г.

*Условно-постоянни разходи* – представляват 100% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“, като нарастват от 212 хил. лв. през 2016 г. на 254 хил. лв. през 2020 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:

**Разходи за материали** – 11% от УПР за дейността и остават непроменени на ниво 27 хил. лв. годишно през целия регулаторен период. Те включват разходи за:

*Горива за автотранспорт*, прогнозирани на база отчетни данни за 2015 г. за 3 броя превозни средства;

*Работно облекло*, определени в зависимост от броя на персонала;

*Канцеларски материали*, прогнозирани в зависимост от броя на обслужваните клиенти, като разходите са предвидените за всеки новоприсъединен клиент;

*Материали за текущо поддръжане*, включващи резервните части за ремонт на линейната част и съоръженията по ГРМ, прогнозирани на база отчет за 2015 г.

**Разходи за външни услуги** – 12% от УПР и нарастват от 28 хил. лв. през 2016 г. на 29 хил. лв. през 2020 г. Тези разходи включват:

*Застраховки* – 1% от УПР и 7% от разходите за външни услуги и включват: разходи за застраховка на ГРМ, в това число Имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“, като са прогнозирани на база 2015 г. и съгласно подписан договор;

**Разходи за данъци и такси** – 2% от УПР и 18% от разходите за външни услуги, като са прогнозирани на база извършени през 2015 г. разходи, в т.ч. лицензионните такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Комисията за енергийно и водно регулиране по закона за енергетиката, в размер на 2000 лева, плюс 0.055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година;

*Пощенски разходи, телефони и абонаменти* – 1% от УПР и 11% от перото за външни услуги, прогнозирани на база данните от 2015 г., в зависимост от броя на обслужваните клиенти на дружеството;

*Абонаментно поддържане* – 3% от УПР и 21% от разходите за външни услуги, включващи разходи за абонаментно поддържане, аварийна готовност, технически надзор и текуща поддръжка на ГРМ и съоръжения. Прогнозирани са в зависимост от дължината на експлоатираната газоразпределителна мрежа;

*Разходи за наеми на сграда* – планирани на база годишен разход за 2015 г., съгласно сключен договор за наем и представляват 2% от УПР и 18% от разходите за външни услуги;

*Проверка на уреди* – 2% от УПР и 18% от разходите за външни услуги, включващи разходи за задължителни периодични проверки на измервателните средства, с които се извършва лицензионната дейност. Прогнозирани са съгласно действащото законодателство, а са формирани на база брой задължителни за проверка уреди и цената за проверка на съответно средство за търговско измерване;

*Експертни и одиторски разходи* – 1% от УПР и 7% от разходите за външни услуги, прогнозирани са в зависимост от отчетните разходи за 2015 година.

*Разходи за амортизации* – 26% от УПР и се увеличават от 38 хил. лв. през 2016 г. на 75 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.

*Разходи за труд (заплати и социални осигуровки)* – 45% от УПР. Разходите за заплати се увеличават от 89 хил. лв. през 2016 г. на 93 хил. лв. през 2020 г., а за социални осигуровки остават на ниво от 16 хил. лв. годишно през целия регулаторен период. Тези разходи включват начислените работни заплати на целия персонал, съобразени с нивата на възнагражденията от 2015 г., прогнозирани с лек ръст спрямо базовата година. Дружеството не планира промяна в броя на персонала, който е 6 души;

*Социални разходи*, представляват 3% от УПР, като размерът им от 8 хил. лв. годишно остава непроменен през регулаторния период;

*Други разходи* – 3% от УПР, остават непроменени на ниво 6 хил. лв. годишно през регулаторния период. Тези разходи включват разходи за охрана на труда, за реклама и маркетинг, командировки:

*Охрана на труда*, прогнозирани в зависимост от броя на персонала на дружеството;

*Командировки*, прогнозирани в зависимост от броя на персонала, зает в дейността;

В състава на УПР не са включени начислените разходи за загуби от обезценка, текущите разходи за начислени провизии и задължения, отписани вземания и текущите разходи за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси.

*Променливи разходи* не са планирани. В тях се включват: разходи за закупуване на одорант, загуби на газ и други. В обосновката си дружеството посочва, че разходи за одорант не се предвижда, тъй като разполага с достатъчно количества и не се налага закупуването на нови. Относно загубите на газ, които „Правецгаз 1“ АД не предвижда през новия регулаторен период, лицензиантът заявява, че загубите от мерене се компенсират през годината.

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

Тези разходи представляват 6% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие и намаляват от 16 хил. лв. през 2016 г. на 13 хил. лв. през 2020 г.

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

**Разходи за материали**, с относителен дял 7% от разходите за дейността, включват разходите за работно облекло и за гориво за транспорт, а размерът им остава непроменен на ниво от около 1 000 лв. годишно през целия регулаторен период;

**Разходи за външни услуги** – 7% от разходите за дейността и са на ниво от около 1 000 лв. годишно през регулаторния период. Към тях дружеството отнася пощенските разходи, разходи за интернет услуга, както и разходите за лицензионни такси, които се събират от Комисията по ЗЕ;

**Разходи за амортизации** – 8% от разходите, предвидени за дейността, като намаляват от 3 хил. лв. през 2016 г. на 0 лв. през 2020 г.;

**Разходи за заплати и възнаграждения** – с относителен дял от 63% от разходите за дейността, като размерът им остава непроменен през целия регулаторен период на ниво от около 9 хил. лв. годишно;

**Разходи за социални осигуровки** – 14% от разходите за дейността и не се променят през регулаторния период – около 2 хил. лв. годишно;

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

## 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 Таблицы № 4 и 5:

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

*Таблица № 4*

№	Позиция	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	798	843	871	891	913
2	Балансова стойност на ДНА	3	0,1	0	0	0
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	21	43	65	86	106
3.	Необходим оборотен капитал	22	22	22	22	22
4.	Регулаторна база на активите	802	822	828	827	830
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7.78%	7.78%	7.78%	7.78%	7.78%
6.	Възвръщаемост	62	64	64	64	64
7.	Разходи в т.ч.	212	236	241	249	254
7.1	Разходи за експлоатация и поддръжка, на ГРМ	212	236	241	249	254
7.2	Разходи, зависещи от количеството пренесен природен газ	0	0	0	0	0

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

*Таблица № 5*

№	Позиция	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	0	0	0	0	0
2.	Балансова стойност на ДНА	3	0.4	0	0	0
3.	Необходим оборотен капитал	68	70	72	73	75
4.	Регулаторна база на активите	71	71	72	73	75
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7.78%	7.78%	7.78%	7.78%	7.78%

6.	Възвръщаемост	6	6	6	6	6
7.	Разходи в т.ч.	16	15	13	13	13
7.1	Условно-постоянни разходи за дейността	16	15	13	13	13

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 2016-2020 г. включително, са в размер на 440 хил. лв., от които: за разпределителни газопроводи и отклонения – 326 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 114 хил. лв.

### 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Правецгаз 1“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2016-2020 г. включително, е в размер на 7.78%, която е изчислена при използването на 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 7% и при отчитане на данъчните задължения.

### 3. Прогнозна консумация за регулаторния период

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

*Прогнозна консумация*

*Таблица № 6*

Групи клиенти	Мярка	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Промислени	хил. м <sup>3</sup> /год.	320	340	360	380	400
Обществено-административни и търговски	хил. м <sup>3</sup> /год.	1080	1100	1115	1125	1135
Битови	хил. м <sup>3</sup> /год.	461	470	485	490	500
<b>Общо:</b>	<b>хил. м<sup>3</sup>/год.</b>	<b>1861</b>	<b>1910</b>	<b>1960</b>	<b>1995</b>	<b>2035</b>

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица № 7*

Групи клиенти	Мярка	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Промислени	бр.	6	7	8	9	10
Обществено-административни и търговски	бр.	126	132	138	144	150
Битови	бр.	469	489	511	532	554
<b>Общо:</b>	<b>бр.</b>	<b>601</b>	<b>628</b>	<b>657</b>	<b>685</b>	<b>714</b>

За целите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределение на дълготрайните активи 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 се увеличава от 0.09 през 2016 г. на 0.12 през 2020 г.; за обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0.69 през 2016 г. на 0.57 през 2020 г., за битовите клиенти се увеличава от 0.22 за 2016 г. на 0.31 за 2020 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 се увеличава от 0.05 за 2016 г. на 0.07 за 2020 г.; за обществено-административните и търговски клиенти се увеличава от 0.30 за 2016 г. на 0.32 за 2020 г., а за битовите клиенти намалява от 0.65 за 2016 г. на 0.61 за 2020 г.

Разпределението на променливите разходи, зависещи от количествата пренесен или доставен 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 се увеличава от 0.17 за 2016 г. на 0.20 за 2020 г.; при обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0.58 в началото на регулаторния период на 0.56 в края; при битовите клиенти остава непроменен на ниво 0.25 годишно през целия регулаторен период.

#### 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 м<sup>3</sup> 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 „Правецгаз 1“ АД пределни цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Правец 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	Пределни цени за разпределение (лв./1000 м <sup>3</sup> )	Пределни цени за снабдяване (лв./1000 м <sup>3</sup> )
Промислени	92.07	3.35
Обществено-административни и търговски	168.99	5.60
Битови	167.41	26.13

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

Предложените за утвърждаване цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството от бизнес плана за периода 2016-2020 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 заявления максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Предложените от „Правецгаз 1“ АД цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Правец за периода 2016-2020 г. запазват стойностите си спрямо утвърдените с Решение № Ц-37 от 07.11.2011 г. на Комисията и са посочени в Таблица № 9:



Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени (лв./клиент)
Промислени	2630
Обществено-административни и търговски	2150
Битови	400

Изказвания по т.1:

Докладва Р. Тахир, която отбеляза, че резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявленията данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-338 от 28.10.2016 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от Комисията с решение по Протокол № 215 от 03.11.2016 г. Съгласно разпоредбите на ЗЕ е проведено открито заседание, на което е присъствал изпълнителният директор на дружеството. Същият не е имал възражения по доклада. На същата дата е проведено обществено обсъждане. Не е имало възражения по проекта на решение. В определения 14-дневен срок по ЗЕ не са постъпили становища или възражения по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Правецгаз 1“ АД. Това окончателно решение отразява доклада и проекта на решение. Работната група предлага на Комисията да утвърди на „Правецгаз 1“ АД, считано от 01.12.2016 г., 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 на територията на община Правец за регулаторния период от 2016 до 2020 г. включително.

Е. Харитонова даде думата за допълнения, въпроси и изказвания. След като установи, че няма изказвания, Е. Харитонова подложи на гласуване предложенията от работната група проект на решение.

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

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### Р Е Ш И :

Утвърждава, считано от 01.12.2016 г., на „Правецгаз 1“ АД 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 на територията на община Правец за регулаторния период от 2016 до 2020 г. включително, както следва:

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

1. За промишлени клиенти - 92.07 лв./1000 нм<sup>3</sup> (9.90 лв./MWh);
2. За обществено-административни и търговски клиенти - 168.99 лв./1000 нм<sup>3</sup> (18.16 лв./MWh);
3. За битови клиенти - 167.41 лв./1000 нм<sup>3</sup> (17.99 лв./MWh).

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

**Необходими годишни приходи** – за 2016 г. – 274 хил. лв.; за 2017 г. – 300 хил. лв.; за 2018 г. – 306 хил. лв.; за 2019 г. – 313 хил. лв.; за 2020 г. – 318 хил. лв.;

**Количества природен газ** – за 2016 г. – 1861 хил. нм<sup>3</sup>/г.; за 2017 г. – 1910 хил. нм<sup>3</sup>/г.; за 2018 г. – 1960 хил. нм<sup>3</sup>/г.; за 2019 г. – 1995 хил. нм<sup>3</sup>/г.; за 2020 г. – 2035 хил. нм<sup>3</sup>/г.;

**Норма на възвръщаемост на капитала** – 7.78%.

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

**1. За промишлени клиенти** - 289.95 лв./1000 нм<sup>3</sup> (31.16 лв./MWh);

**2. За обществено-административни и търговски клиенти** - 292.20 лв./1000 нм<sup>3</sup> (31.41 лв./MWh);

**3. За битови клиенти** - 312.73 лв./1000 нм<sup>3</sup> (33.61 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 съответното тримесечие на годината)** - 286.60 лв./1000 нм<sup>3</sup> (30.80 лв./MWh);

**4.2. Цени за снабдяване с природен газ:**

**4.2.1. За промишлени клиенти** - 3.35 лв./1000 нм<sup>3</sup> (0.36 лв./MWh);

**4.2.2 За обществено-административни и търговски клиенти** - 5.60 лв./1000 нм<sup>3</sup> (0.60 лв./MWh);

**4.2.3. За битови клиенти** - 26.13 лв./1000 нм<sup>3</sup> (2.81 лв./MWh).

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

**Необходими годишни приходи** – за 2016 г. – 22 хил. лв.; за 2017 г. – 21 хил. лв.; за 2018 г. – 19 хил. лв.; за 2019 г. – 19 хил. лв.; за 2020 г. – 19 хил. лв.;

**Количества природен газ** – за 2016 г. – 1861 хил. нм<sup>3</sup>/г.; за 2017 г. – 1910 хил. нм<sup>3</sup>/г.; за 2018 г. – 1960 хил. нм<sup>3</sup>/г.; за 2019 г. – 1995 хил. нм<sup>3</sup>/г.; за 2020 г. – 2035 хил. нм<sup>3</sup>/г.;

**Норма на възвръщаемост на капитала** – 7.78%.

**III. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Правец, както следва:**

**1. За промишлени клиенти** 2630 лв./клиент;

**2. За обществено-административни и търговски клиенти** 2150 лв./клиент;

**3. За битови клиенти** 400 лв./клиент.

В заседанието по **точка първа** участват членовете на Комисията Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **четири гласа „за“**, от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.2.** Комисията разгледа доклад относно 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 разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството за територията на община Габрово за периода 2017-2021 г.

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.

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.

**След преглед на представените по преписката данни и документи се установи следното:**

„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.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, на регулиране от Комисията подлежат 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.

Прилаганите от „Ситигаз България“ ЕАД цени на територията на община Габрово, са посочени в Таблици № № 1 и 2:

Цени за пренос през ГРМ и снабдяване с природен газ

Таблица № 1

Групи и подгрупи потребители	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./1000 нм <sup>3</sup> )	Цени за снабдяване с природен газ (лв./1000 нм <sup>3</sup> )
<b>Промислени потребители</b>		
до 10 000 нм <sup>3</sup>	188.88	6.63
от 10 000 до 100 000 нм <sup>3</sup>	165.65	6.63
от 100 000 до 500 000 нм <sup>3</sup>	120.29	6.63
от 500 000 до 1 000 000 нм <sup>3</sup>	110.76	6.63
над 1 000 000 нм <sup>3</sup>	93.49	6.63
<b>Обществено-административни и търговски потребители</b>	<b>192.13</b>	<b>6.81</b>
<b>Битови потребители</b>	<b>236.40</b>	<b>15.48</b>

Цени за присъединяване

Таблица № 2

Групи и подгрупи потребители	Пределни цени (лв./потребител)
<b>Промислени потребители</b>	2900.00
<b>Обществено-административни и търговски потребители</b>	1200.00
<b>Битови потребители</b>	280.00

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.

По данни на „Ситигаз България“ ЕАД, предложената тарифна структура отразява разходите, извършени от дружеството за отделните клиентски групи и подгрупи. В зависимост от това, за какви цели ползват природния газ, клиентите са разделени на три основни 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 нм<sup>3</sup>;
- от 10 000 до 100 000 нм<sup>3</sup>;
- от 100 000 до 500 000 нм<sup>3</sup>;
- от 500 000 до 1 000 000 нм<sup>3</sup>;
- от 1 000 000 до 5 000 000 нм<sup>3</sup>.

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 Таблицы № № 3 и 4:

*Дейност „разпределение на природен газ“*

*Таблица № 3*

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
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>1778</b>	<b>1892</b>	<b>2011</b>	<b>2109</b>	<b>2241</b>

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

*Таблица № 4*

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
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>54</b>	<b>60</b>	<b>64</b>	<b>66</b>	<b>6</b>

### 2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. В Таблица № 5 са представени общите разходи, разпределени по дейности, за регулаторния период:

*Общи разходи по дейности (хил. лв.)*

*Таблица № 5*

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Общо	%
<b>Общо разходи, в т.ч.:</b>	960	1075	1205	1314	1457	6011	100%
За дейността „разпределение на	929	1045	1172	1282	1427	5856	97%

природен газ”							
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 газоразпределителната мрежа 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 прогнозиран с разходна норма от 25 mg/m<sup>3</sup> 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 Таблицы № 6 и 7:

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

*Таблица № 6*

№	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



№	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

Изчисленията 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 № № 8 и 9 по години и по групи клиенти:

Прогнозна консумация

Таблица № 8

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

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 9

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
<b>Общо:</b>	<b>бр.</b>	<b>669</b>	<b>1097</b>	<b>1523</b>	<b>1959</b>	<b>2401</b>

За целите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределение на дълготрайните активи 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 пренесен или доставен 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 м<sup>3</sup> 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 № 10:

*Цени за пренос през ГРМ и за снабдяване на природен газ от краен снабдител*

*Таблица № 10*

Групи и подгрупи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./1000 нм <sup>3</sup> )	Цени за снабдяване с природен газ (лв./1000 нм <sup>3</sup> )
<b>Промишлени клиенти</b>		
до 10 000 нм <sup>3</sup>	215.67	3.74
от 10 000 до 100 000 нм <sup>3</sup>	202.67	3.74

от 100 000 до 500 000 нм <sup>3</sup>	148.57	3.74
от 500 000 до 1 000 000 нм <sup>3</sup>	137.28	3.74
от 1 000 000 до 5 000 000 нм <sup>3</sup>	116.25	3.74
<b>ОА и търговски клиенти</b>	218.51	4.66
<b>Битови клиенти</b>	241.38	11.47

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

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.

Предложените от „Ситигаз България“ ЕАД цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Габрово за периода 2017-2021 г. запазват стойностите си спрямо изминалия период и са посочени в Таблица № 11:

*Цени за присъединяване*

*Таблица № 11*

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

Изказвания по т.2:

Докладва Г. Дечева. С решение на Комисията от 2012 г. на „Ситигаз България“ ЕАД са издадени лицензии за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Габрово. Административното производство е образувано по подадено заявление 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 за следващия регулаторен период, 2017-2021 г. За новия регулаторен период дружеството не предлага промяна в тарифната структура. Запазват се трите основни клиентски групи - промишлени, обществено-административни и търговски, и битови. Промислените клиенти са разделени на подгрупи. За последната подгрупа разликата с предишния регулаторен период е, че преди е била отворена - над 1 млн. нм<sup>3</sup>, докато сега дружеството предлага да бъде обособена - от 1 млн. до 5 млн. нм<sup>3</sup> годишна консумация, защото смятат, че няма да имат консуматор, който ще надхвърли тази годишна консумация. Тарифната структура е предложена въз основа на направено проучване от страна на дружеството. Взети са предвид разходите, които е извършило за всяка една от подгрупите на промишлените потребители, както и от тяхната консумация. Съгласно обосновката, представена от дружеството, при формирането на цените за подгрупите на промишлени клиенти е възприет регресивен механизъм. Механизмът се състои в това, че когато един промишлен клиент, който надвиши консумацията и попада в друга подгрупа, цената, която заплаща, е по-ниска. По този начин се стимулират промишлените потребители изцяло да преоборудват своето производство и да преминат изцяло на природен газ. По този начин самото дружество поддържа конкурентни цени спрямо другите енергоносители, които се използват на територията на община Габрово. Регулаторният период е съобразен с изискванията на чл.3, ал.2, т.2 от НРЦПГ и включва 2017-2021 г.

Р. Осман влезе в зала 4 в 14:08 ч.

Основните ценообразуващи елементи са описани подробно в доклада и са подплатени с обосновка от страна на дружеството. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ представляват 97% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. За дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е 3%. Освен по дейности, разходите са разпределени въз основа на тяхната обвързаност с пренесените количества природен газ: условно-постоянните разходи, които не се влияят от пренесените количества, и променливи, които се влияят от пренесените количества. Среднопретеглената норма на възвръщаемост за периода 2017-2021 г. е в размер на 6.67%, при норма на възвръщаемост от 6% само за собствения капитал, при отчитане на данъчните задължения и при структура на капитала 100% собствен капитал. Дружеството заявява, че ще използва единствено и само лични средства за своята инвестиционна програма. От прогнозната консумация за регулаторния период е видно, че усилията на „Ситигаз България“ ЕАД ще бъдат насочени преди всичко към присъединяване на повече битови клиенти, тъй като през първия регулаторен период основната инвестиция е била за изграждане на газоразпределителната мрежа и на преносния газопровод, който свързва Севлиево с Габрово.

При така предложените ценообразуващи елементи, които според работната група са напълно обосновани, цените, които предлага дружеството, изчислени заедно с цената на обществения доставчик, която към момента е 286,60 лв./1000 нм<sup>3</sup>, изменението за промишлените клиенти и всички подгрупи е 5,91%. На общественено-административни и търговски клиенти увеличението е 4,99%. На битовите клиенти увеличението е 0,18%. Средното увеличение на цените е 3,69%. За новия регулаторен период „Ситигаз България“ ЕАД не предлага промяна в цените за присъединяване. От размерите е видно, че тези цени дружеството прилага и за другите територии, за които има издадена лицензия.

Работната група предлага на Комисията да приеме доклада и проекта на решение, който е изготвен въз основа на параметрите, залегнали в доклада, и да се насрочат дата и час за провеждане на открито заседание и обществено обсъждане. Да бъдат поканени представители на заявителя и на заинтересованите лица.

Е. Харитонова каза, че предложената дата за открито заседание и обществено обсъждане е 07 декември. Харитонова попита помислено ли е кога ще бъде закритото заседание за приемане на окончателно решение.

Р. Тоткова отговори, че е предвидено закритото заседание да се проведе на 30 декември.

След като установи, че няма изказвания, Е. Харитонова прочете предложения от работната група проект на решение и го подложи на гласуване.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, предлагаме Комисията да вземе следните

### **РЕШИ:**

1. Приема доклад на работната група относно 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 разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към

газоразпределителната мрежа на дружеството за територията на община Габрово за периода 2017-2021 г.;

2. Насрочва открито заседание за обсъждане на доклада по т. 1 на 07.12.2016 г. от 10:00 ч.

3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Ситигаз България“ ЕАД, или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

4. Приема проект на решение относно утвърждаване на цени на „Ситигаз България“ ЕАД за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството за територията на община Габрово за периода 2017-2021 г.;

5. Насрочва обществено обсъждане по чл. 14 ЗЕ за разглеждане на проекта на решение по т.4 на 07.12.2016 г. от 10:10 ч., на което да бъдат поканени представители на заинтересованите лица.

6. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР.

7. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

В заседанието по **точка втора** участват членовете на Комисията Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **пет гласа „за“**, от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**А. Йорданов:** Може ли едно само по процедура предложение. Отнася се до гласуването на подзаконовни нормативни актове, каквито приехме преди малко. Моля да остане в протокола и да го имаме предвид. При първото гласуване на проекта за нормативен акт, който се подлага на обществено обсъждане, членовете на Комисията изразяваме мнения, становища, правим предложения. Моля, те да се третира в последващия доклад след общественото обсъждане и работната група да привежда аргументи в тяхна подкрепа или отхвърляне. Защото забелязвам, че обичайно коментарите и предложенията, направени от членовете на Комисията, не намират отражение в окончателния доклад.

## РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

**По т.1** както следва:

Утвърждава, считано от 01.12.2016 г., на „Правецгаз 1“ АД 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 на територията на община Правец за регулаторния период от 2016 до 2020 г. включително.

**По т.2** както следва:

1. Приема доклад на работната група относно 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 разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към

газоразпределителната мрежа на дружеството за територията на община Габрово за периода 2017-2021 г.;

2. Насрочва открито заседание за обсъждане на доклада по т. 1 на 07.12.2016 г. от 10:00 ч.

3. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Ситигаз България“ ЕАД, или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

4. Приема проект на решение относно утвърждаване на цени на „Ситигаз България“ ЕАД за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството за територията на община Габрово за периода 2017-2021 г.;

5. Насрочва обществено обсъждане по чл. 14 ЗЕ за разглеждане на проекта на решение по т.4 на 07.12.2016 г. от 10:10 ч., на което да бъдат поканени представители на заинтересованите лица.

6. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР.

7. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

#### **Приложения:**

1. Решение на КЕВР № Ц-40/30.11.2016 г. – утвърждаване на цени на „Правецгаз 1“ АД за разпределение на природен газ, за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството на територията на община Правец за периода 2016-2020 г.

2. Доклад с вх. № Е-Дк-381 от 23.11.2016 г. - 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 разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството за територията на община Габрово за периода 2017-2021 г.

#### **ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**

.....  
(Р. Осман)

.....  
(А. Йорданов)

.....  
(В. Владимиров)

.....  
(Г. Златев)

.....  
(Е. Харитонова)

#### **ПРЕДСЕДАТЕЛ: отсъства**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ**

#### **ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**Р. ТОТКОВА**