



## ПРОТОКОЛ

№ 19

София, 29.01.2016 година

Днес, 29.01.2016 г. от 10:05 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

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

По т.2 от дневния ред на заседанието присъства и Димитър Кочков - член на Комисията от състав «ВиК».

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“ и експерти от КЕВР.

Установено бе, че няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

### ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно: заявление с вх. № Е-15-35-19 от 06.10.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-35-19 от 21.10.2015 г., на „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 към газоразпределителната мрежа за територията на общините: Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница, които са приложими и за община Ситово, в случай на присъединяване към лицензиите на дружеството.

Работна група: Елена Маринова; Ремзия Тахир; Грета Дечева; Боян Наумов; Диана Николкова; Сирма Денчева; Емилия Тренева и Ваня Василева.

2. Проект на решение относно: заявление с вх. № Е-15-49-12 от 01.10.2014 г., изменено със заявление вх. № Е-15-49-8 от 14.05.2015 г. и коригирано със заявление с вх. № Е-15-49-16 от 09.12.2015г. на „Неврокоп-газ“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Гоце Делчев.

Работна група: Елена Маринова; Ремзия Тахир; Грета Дечева; Боян Наумов; Сирма Денчева и Емилия Тренева.

**По т.1.** Комисията, като разгледа подадените от „Ситигаз България” ЕАД заявления за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на „Ситигаз България” ЕАД на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, както и събраните данни от проведените на 13.01.2016 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление от „Ситигаз България” ЕАД с вх. № Е-15-35-19 от 06.10.2015 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-35-19 от 21.10.2015 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините: Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница, които са приложими и за община Ситово, в случай на присъединяване към лицензиите на дружеството, за периода 2016-2020 г.

Със Заповед № 3-Е-204 от 12.10.2015 г. на председателя на КЕВР 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 цените на природния газ (НРЦПГ).

С писмо с изх. № Е-15-35-19 от 14.10.2015 г. на Комисията от дружеството е изискано да представи коригирано заявление за утвърждаване на цени с посочен териториален обхват, предвид факта, че „Ситигаз България” ЕАД е подало в КЕВР и заявление с искане за изменение и допълнение на издадените му лицензии за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово и Главиница, чрез присъединяване на територията на община Ситово. С оглед разпоредбата на чл. 30, ал. 1, т. 11 от ЗЕ, от дружеството е изискано и включване в заявлението на цени за присъединяване към газоразпределителната му мрежа.

С писмо с вх. № Е-15-35-19 от 21.10.2015 г. „Ситигаз България” ЕАД е подало коригирано заявление за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на общините: Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница, които са приложими и за община Ситово, в случай на присъединяване към лицензиите на дружеството.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявленията данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-358 от 21.12.2015 г. Докладът, както и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от Комисията с решение по Протокол № 3 от 07.01.2016 г., т. 1, 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 13.01.2016 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 възражение 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 община Дулово, 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 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.

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

В приложенията към заявлението си, дружеството е представило доказателства за изпълнението на изискванията на разпоредбата на чл. 33 от НРЦПГ, съгласно която в едномесечен срок преди подаване в Комисията на заявленията за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащи цени, крайният снабдител оповестява в средствата за масово осведомяване предложението си за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащите цени. Представени са справки, разпечатани от интернет страницата на дружеството, от които е видно, че предложените цени са публикувани на 01 септември 2015 г. С писмо с вх. № Е-15-35-19 от 07.12.2015 г. „Ситигаз България” ЕАД допълнително е представило копие на съобщението за размера на предложените за утвърждаване цени, публикувано в местен вестник „Бряг“ с притурка „Силистренски бряг“.

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 4 подгрупи според прогнозното годишно потребление на природен газ: 10 000 н.м<sup>3</sup>; 10 000 до 100 000 н.м<sup>3</sup>; от 100 000 до 500 000 н.м<sup>3</sup>; от 500 000 до 1 000 000 н.м<sup>3</sup>. Дружеството не предвижда промени в основните клиентски групи спрямо предходния регулаторен период. За подгрупата на промишлените клиенти не се предвиждат промишлени клиенти с годишно потребление от 1 000 000 до 5 000 000 н.м<sup>3</sup> и над 5 000 000 н.м<sup>3</sup>, 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 във финансовия модел цена за съответната подгрупа, в която попада клиентът.

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 „Ситигаз България” ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (2016-2020 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 прогнозираны по години за 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*

Клиенти	Мярка	2016г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Промислени клиенти	хил. лв.	68	101	111	117	132
ОА и търговски клиенти	хил. лв.	158	190	214	225	251
Битови клиенти	хил. лв.	51	75	89	100	119
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>277</b>	<b>367</b>	<b>415</b>	<b>442</b>	<b>502</b>

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

*Таблица № 2*

Клиенти	Мярка	2016г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Промислени клиенти	хил. лв.	12	11	10	14	14
ОА и търговски клиенти	хил. лв.	20	20	22	23	24
Битови клиенти	хил. лв.	11	13	15	16	17
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>42</b>	<b>44</b>	<b>47</b>	<b>52</b>	<b>54</b>

### 2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната правна 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:

*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>244</b>	<b>304</b>	<b>359</b>	<b>391</b>	<b>457</b>	<b>1 755</b>	<b>100%</b>
Разходи за дейността „разпределение на природен газ”	209	268	321	353	419	1 569	89%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”	35	36	38	38	38	186	11%

Прогнозните разходи включват само тези разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. Разходите по лицензионни дейности са изчислени за периода на бизнес плана въз основа на прогнозни единични стойности (към момента на изготвянето му) и/или прогнозни стойности за отделните видове разходи, както и с оглед бъдещото развитие на газоразпределителната мрежа (ГРМ) и промяната на параметрите на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: консумация на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи; стойност на газоразпределителната мрежа и съоръженията; цена на природния газ на обществения доставчик; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на газоразпределителната мрежа и обслужване на клиентите; брой офиси, складови площи и транспортни средства; дължина на ГРМ и брой на съоръженията, монтирани при клиентите.

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 89% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 209 хил. лв. през 2016 г. до 419 хил. лв. през 2020 г.

*2.1.1.1. Условно-постоянните разходи* представляват 99.7% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени по икономически елементи, както следва:

*Разходите за материали* представляват 4% от УПР за дейността и се увеличават през регулаторния период от 8 хил. лв. за 2016 г. на 14 хил. лв. за 2020 г. Те включват:

- разходи за горива за автотранспорт, прогнозирани като среден разход на километър въз основа на отчетните данни за 2014 г., в размер на 149 лв./км изградена ГРМ;

- разходи за работно облекло, предвидени за закупуване на лятно и зимно облекло, прогнозирани на база брой персонал;

- разходи за канцеларски материали – прогнозирани според броя на персонала;

- разходи за материали за текущо поддръжане, които са свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ. Прогнозирани са в размер приблизително 1% от стойността на изградените линейни участъци.

*Разходите за външни услуги* представляват 11% от УПР и се увеличават от 25 хил. лв. през 2016 г. на 43 хил. лв. през 2020 г. Тези разходи включват:

- разходи за застраховки за дейността „разпределение“, които са прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи и включват имуществена застраховка „Индустриален пожар“, застраховка „Кражба чрез взлом“, гражданска застраховка „Юридически лица“.

- разходи за данъци и такси, които са прогнозирани в съответствие с данъчното законодателство и прогнозираните лицензионни такси съгласно Тарифата за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката;

- разходи за пощенски услуги, телефони и абонаменти, които са прогнозирани в зависимост от броя на офисите и са в рамките на 83 лв. на месец за всеки офис;

- разходи за абонаментно поддръжане, които включват: разходи за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации, и разходи за поддръжане на аварийна готовност. Прогнозирани са в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход за километър в размер на 1 393 лв.;

- разходи за реклама и рекламни материали, които са прогнозирани в размер на 1 000 лв. годишно на офис;

- разходи за въоръжена и противопожарна охрана, прогнозирани съгласно договорите със СОТ и ППО;

- разходи за наеми, прогнозирани за наем на офиси на база площ и среден размер за наем в региона от 5 лв./кв. м на месец;

- разходи за проверка на уреди, които са определени в размер средно по 10 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански клиенти и битово съоръжение при съответната периодичност на проверките;

- експертни и одиторски разходи, прогнозирани като 0.10% от стойността на приходите;

- разходи за вода, отопление и осветление, прогнозирани на база площ на офисите и среден разход от 5 лв./кв. м. годишно.

*Разходите за амортизации* представляват 77% от УПР и се увеличават от 152 хил. лв. през 2016 г. до 330 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. Посочено е 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* представляват 6% от УПР и се увеличават от 16 хил. лв. до 21 хил. лв. през регулаторния период. Тези разходи включват начислените работни заплати на целия персонал, съобразени със средните заплати в региона.

*Разходите за социални осигуровки и надбавки* са 1.14% от УПР, като се увеличават от 3 хил. лв. за 2016 г. на 4 хил. лв. за 2020 г. Разходите за социални осигуровки и надбавки са съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия.

*Социалните разходи* представляват 0.32% от УПР и са в размер на 1 000 лева годишно, като остават непроменени през целия регулаторен период.

*Другите разходи* представляват 0.93% от УПР и са в размер 3 хил. лв. годишно, като остават непроменени през регулаторния период. Тези разходи включват допълнителните разходи във връзка с административната дейност на дружеството. Това са разходи за командировки и обучение на персонала, определени в зависимост от броя на персонала.

В състава на условно-постоянните разходи 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.

*2.1.1.2. Променливите разходи* представляват 0.3% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен и доставен природен газ и разходните норми на предприятието за одорант. Разходите за одорант са прогнозиран при разходна норма от 25 mg/m<sup>3</sup> и прогнозните количества природен газ за реализация.

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

Тези разходи представляват 11% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността нарастват от 35 хил. лв. през 2016 г. до 38 хил. лв. през 2020 г.

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

*Разходите за материали* са с относителен дял от 13% от разходите за дейността, като нарастват от 4 хил. лв. през 2016 г. на 5 хил.лв. през 2020 г.

*Разходите за външни услуги* представляват 16% от разходите за дейността и са в размер на 6 хил. лв. годишно през регулаторния период. Към тях се отнасят разходите за застраховки за наличните автомобили „Гражданска отговорност“ и „Каско“.

*Разходите за амортизации* представляват 32% от разходите, предвидени за дейността и са в размер на 12 хил. лв. годишно през регулаторния период.

Разходите за заплати и възнаграждения са с относителен дял от 30% от разходите за дейността, като размерът им се увеличава от 10 хил. лв. през 2016 г. на 12 хил. лв. през 2020 г.

Разходите за социални осигуровки представляват 6% от разходите за дейността и са в размер около 2 хил. лв. годишно през регулаторния период 2016-2020 г.

Други разходи са с относителен дял 3% в общия обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и са в размер на 1 000 лева за всяка година от регулаторния период.

2.1.2.2. Променливи разходи, пряко зависещи от количеството природен газ, дружеството не е предвидило за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период на цените 2016-2020 г.

## 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	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	864	1 432	1 427	1 429	1 694
2	Балансова стойност на ДНА	241	192	144	96	48
3.	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	83	152	172	196	507
4.	Необходим оборотен капитал	7	8	10	10	11
5.	Регулаторна база на активите	1 029	1 481	1 409	1 340	1 246
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	6.67%	6.67%	6.67%	6.67%	6.67%
7.	Възвръщаемост	69	99	94	89	83
8.	Разходи в т.ч.	209	268	321	353	419
8.1	Разходи за експлоатация и поддръжка, на ГРМ	208	268	320	351	417
8.2	Разходи, зависещи от количеството пренесен природен газ	0	1	1	1	2

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

Таблица № 5

№	Позиция	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1.	Балансова стойност на ДМА					
2.	Балансова стойност на ДНА	60	48	36	24	12
3.	Необходим оборотен капитал	48	72	99	188	227
4.	Регулаторна база на активите	108	120	135	212	239
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	6.67%	6.67%	6.67%	6.67%	6.67%
6.	Възвръщаемост	7	8	9	14	16
7.	Разходи в т.ч.	35	36	38	38	38
7.1	Условно-постоянни разходи за дейността	35	36	38	38	38

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

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2016-2020 г. са в размер на 1 441 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 685 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 756 хил. лв.

### 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Ситигаз България” ЕАД среднопотеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2016-2020 г. е в размер 6.67%. Среднопотеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при използването само на собствен капитал при норма на възвръщаемост от 6% 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 клиенти	хил.м <sup>3</sup> /год.	410	500	520	1 627	1 693
ОА и търговски клиенти	хил.м <sup>3</sup> /год.	340	612	961	1 394	1 845
Битови клиенти	хил.м <sup>3</sup> /год.	111	222	366	546	768
<b>Общо:</b>	<b>хил.м<sup>3</sup>/год.</b>	<b>861</b>	<b>1 334</b>	<b>1 847</b>	<b>3 567</b>	<b>4 306</b>

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица № 7*

Групи клиенти	Мярка	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Промислени клиенти	бр.	9	18	26	37	50
ОА и търговски клиенти	бр.	38	72	113	164	217
Битови клиенти	бр.	75	185	305	455	640
<b>Общо:</b>	<b>бр.</b>	<b>122</b>	<b>275</b>	<b>444</b>	<b>656</b>	<b>907</b>

За целите на ценообразуването са изчислени коефициентите за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. По предложение на дружеството, стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, е разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък (съоръжението, отклонението) в общия оразмерителен часови разход. Съгласно изискванията на Комисията, разпределението на възвръщаемостта и условно-постоянните разходи между отделните групи клиенти се определя на база избрана характеристика на потребление.

Разпределението на възвръщаемостта и условно-постоянните разходи на „Ситигаз България” ЕАД по групи клиенти за дейността „разпределение на природен газ” е въз основа на максималния часови разход, а за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” е на база консумацията на клиентите във всяка група.



Разпределението на променливите разходи между отделните групи и/или подгрупи, зависещи от количествата пренесен или доставен природен газ, се определят според дела на количествата природен газ за разпределение по групи клиенти.

Коефициентите за разпределение на възвръщаемостта и условно-постоянните разходи за дейността „разпределение на природен газ“ са получени на базата на проектния максимален часови разход на всяка група клиенти по следния начин: за всяка година от регулаторния период делът на инвестиционната стойност на линейната част на всяка отделна група клиенти в стойността на съответния участък или зона от газоразпределителната мрежа е умножен по дела на проектния часов разход на отделните групи клиенти, обслужвани от съответния елемент. Така полученото произведение за всеки участък е разделено на оразмерителния часов разход за този елемент и получените стойности за съответната година са сумирани. Делът на отделната група в общата стойност на линейната част за всяка година е равна на сумата от дяловете на всяка една група във всеки един участък или зона. Самият коефициент представлява дела на стойността на линейната част на всяка група в общата стойност на линейната част. Необходимо е да се отбележи, че инвестиционната стойност е с натрупване, т.е. в коефициентите участват инвестиционните стойности на участъците по групи клиенти, изградени от началото на дейността до края на съответната година.

Изменението на стойностите на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти и по години е следното: за промишлените клиенти се изменя от 0.24 за 2016 г. на 0.26 за 2020 г.; за обществено административни и търговски клиенти намалява от 0.57 за 2016 г. на 0.50 за 2020 г. и за битовите клиенти стойността на коефициента се увеличава от 0.18 на 2016 г. на 0.24 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. Това произтича от факта, че разходите за снабдяване зависят от двата фактора: брой и консумация на клиентите. Стойностите на коефициента са: за промишлените клиенти намалява от 0.27 за 2016 г. на 0.26 за 2020 г., за обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0.48 за 2016 г. на 0.43 за 2020 г.; за битовите клиенти, коефициентът се увеличава от 0.25 за 2016 г. на 0.31 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: коефициентите при промишлените клиенти намаляват през регулаторния период от 0.48 за 2016 г. на 0.39 за 2020 г. Коефициентите при обществено-административните и търговски клиенти нарастват от 0.40 за 2016 г. на 0.43 за 2020 г. При битовите клиенти се запазва тенденцията на увеличаване на коефициентите от 0.13 за 2016 г. на 0.18 за 2020 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 куб. м 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 (обн. ДВ. бр. 33 от 05.04.2013 г., посл. изм. и доп. ДВ. бр. 94 от 04.12.2015 г.), 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 цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за териториите на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово са посочени в таблица № 8:

*Цени за пренос през ГРМ и снабдяване на природен газ*

*Таблица № 8*

Групи и подгрупи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./1000 нм <sup>3</sup> )	Цени за снабдяване с природен газ на (лв./1000 нм <sup>3</sup> )
Промислени клиенти		
до 10 000 нм <sup>3</sup>	206.13	13.49
от 10 000 до 100 000 нм <sup>3</sup>	164.16	13.49
от 100 000 до 500 000 нм <sup>3</sup>	106.09	13.49
от 500 000 до 1 000 000 нм <sup>3</sup>	81.64	13.49
ОА и търговски клиенти	208.81	21.93
Битови клиенти	222.44	36.44

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

Предложените от „Ситигаз България” ЕАД за утвърждаване цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложен в 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.

„Ситигаз България” ЕАД не предлага промяна на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на лицензионната територия на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница, утвърдени за предходния регулаторен период, които ще са валидни и за община Ситово,

Изказвания по т.1:

Докладва Г. Дечева. Работната група предлага да бъдат приети представените цени за разглежданата територия на лицензианта „Ситигаз България” ЕАД.

И. Н. Иванов прочете проекта на решение и го подложи на гласуване.

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 01.02.2016 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 на територията на общините: Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово при регулаторен период от 2016 г. до 2020 г. включително, както следва:**

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

**1. За промишлени клиенти:**

- до 10 000 nm<sup>3</sup> - 206.13 лв./1000 nm<sup>3</sup> (22.15 лв./MWh);
- от 10 000 до 100 000 nm<sup>3</sup> - 164.16 лв./1000 nm<sup>3</sup> (17.64 лв./MWh);
- от 100 000 до 500 000 nm<sup>3</sup> - 106.09 лв./1000 nm<sup>3</sup> (11.40 лв./MWh);
- от 500 000 до 1 000 000 nm<sup>3</sup> - 81.64 лв./1000 nm<sup>3</sup> (8.77 лв./MWh);

**2. За обществено-административни и търговски клиенти - 208.81 лв./1000 nm<sup>3</sup> (22.44 лв./MWh);**

**3. За битови клиенти - 222.44 лв./1000 nm<sup>3</sup> (23.91 лв./MWh).**

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

- **Необходимите годишни приходи** - за 2016 г. - 277 хил. лв.; за 2017 г. - 367 хил. лв.; за 2018 г. - 415 хил. лв.; за 2019 г. - 442 хил. лв.; за 2020 г. - 502 хил. лв.

- **Количества природен газ** - за 2016 г. - 861 хил. nm<sup>3</sup>/г.; за 2017 г. - 1 334 хил. nm<sup>3</sup>/г.; за 2018 г. - 1 847 хил. nm<sup>3</sup>/г.; за 2019 г. - 3 567 хил. nm<sup>3</sup>/г.; за 2020 г. - 4 306 хил. nm<sup>3</sup>/г.

- **Норма на възвръщаемост на капитала** - 6.67%.

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

**1. За промишлени клиенти – 419.05 лв./1000 nm<sup>3</sup> (45.04 лв./MWh);**

**2. За обществено-административни и търговски клиенти – 427.49 лв./1000 nm<sup>3</sup> (45.95 лв./MWh);**

**3. За битови клиенти - 442.00 лв./1000 nm<sup>3</sup> (47.51 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) – 405.56 лв./1000 nm<sup>3</sup>;**

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

**4.2.1. За промишлени клиенти - 13.49 лв./1000 nm<sup>3</sup> (1.45 лв./MWh);**

**4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти - 21.93 лв./1000 nm<sup>3</sup> (2.36 лв./MWh);**

**4.2.3. За битови клиенти - 36.44 лв./1000 nm<sup>3</sup> (3.92 лв./MWh).**

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

**Необходимите годишни приходи** - за 2016 г. - 42 хил. лв.; за 2017 г. - 44 хил. лв.; за 2018 г. - 47 хил. лв.; за 2019 г. - 52 хил. лв.; за 2020 г. - 54 хил. лв.

**Количества природен газ** - за 2016 г. - 861 хил. nm<sup>3</sup>/г.; за 2017 г. - 1 334 хил. nm<sup>3</sup>/г.; за 2018 г. - 1 847 хил. nm<sup>3</sup>/г.; за 2019 г. - 3 567 хил. nm<sup>3</sup>/г.; за 2020 г. - 4 306 хил. nm<sup>3</sup>/г.

- **Норма на възвръщаемост на капитала** - 6.67%.

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

**1. Промислени клиенти - 2 900 лв./клиент;**

**2. Обществено-административни и търговски клиенти - 1 200 лв./клиент;**

**3. Битови клиенти - 280 лв./клиент.**

Решението е взето със **седем гласа „за“** (И. Н. Иванов, С. Тодорова, Р. Осман, А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов), от които **четири гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.2.** Комисията, след като разгледа заявление с вх. № Е-15-49-12 от 01.10.2014 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-49-8 от 14.05.2015 г. и коригирано със заявление с вх. № Е-15-49-16 от 09.12.2015 г., подадени от „**Неврокоп-газ**“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Гоце Делчев, както и събраните данни и доказателства при проведените на 13.01.2016 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, с ново наименование Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-49-12 от 01.10.2014 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-49-8 от 14.05.2015 г. и коригирано със заявление с вх. № Е-15-49-16 от 09.12.2015 г., подадени от „Неврокоп-газ“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ на клиенти при изградена връзка на газоразпределителната с преносната мрежа, цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Гоце Делчев за регулаторен период 2015-2019 г.

Със Заповед № 3-Е-269 от 10.10.2014 г. на председателя на Комисията 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 цените на природния газ (НРЦПГ).

С писмо с изх. № Е-15-49-11 от 10.10.2014 г. на Комисията, от дружеството са изискани следните допълнителни данни и документи: справка за числеността на персонала – отчет и прогноза по години за периода 2013-2019 г.; справка за разходите по икономически елементи за 2014 г.; справка за дълготрайните активи към 30.09.2014 г., включваща въведените в експлоатация активи, както и натрупаната амортизация, разпределени по дейности; доказателства, че в едномесечен срок преди подаване в Комисията на заявлението за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащи цени е оповестило в средствата за масова информация предложението си за утвърждаване на новите цени или за изменението на действащите цени. С писмо с вх. № Е-15-49-11 от 22.10.2014 г., дружеството е предоставило изисканите данни и документи.

С писмо с изх. № Е-15-49-11 от 23.04.2015 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да представи: актуализиран електронен модел на цените с отчетни данни за базова 2014 г.; актуализирано заявление с искане за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, като данните да съответстват на електронния модел на цените и бизнес плана; подробна обосновка на прогнозираните разходи при образуване на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа (ГРМ) на дружеството; обосновка за изменението на тарифната структура на клиентите на дружеството спрямо предходния период. С писмо с вх. № Е-15-49-11 от 14.05.2015 г. „Неврокоп-газ“ АД е предоставило изисканите актуализирани данни и документи.

С писмо с вх. № Е-15-49-8 от 14.05.2015 г., „Неврокоп-газ“ АД е представило актуализирано заявление за утвърждаване на цени и електронен модел на цени за регулаторен период 2015-2019 г.

Във връзка с горното, със Заповед № 3-Е-115 от 20.05.2015 г. на председателя на КЕВР е формирана работна група, която да извърши проверка на преписката за съответствие с

изискванията на ЗЕ и Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ).

„Неврокоп-газ” АД е представило коригирано заявление с вх. № Е-15-49-16 от 09.12.2015 г. за утвърждаване на цени и електронен модел на цени за регулаторен период 2015-2019 г. Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-363 от 23.12.2015 г. Комисията е приела доклада и проект на решение за утвърждаване на цени на закрито заседание с решение по Протокол № 3 от 07.01.2016 г., т. 2. Съгласно разпоредбите на чл. 34, ал. 1 и ал. 3 от НРЦПГ същите са публикувани на интернет страницата на Комисията, ведно с датата за провеждане на открито заседание за обсъждане на приетия доклад и за провеждане на обществено обсъждане по чл. 14 от ЗЕ на приетия проект на решение. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 3 от НРЦПГ, на 13.01.2016 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което са не са присъствали поканените представители на заявителя. На проведеното на същата дата обществено обсъждане са присъствали представители „Неврокоп-газ” АД, които са заявили, че нямат възражения по предложените цени в проекта на решение. На общественото обсъждане не са присъствали поканените заинтересовани лица по чл. 14, ал. 2 от ЗЕ. 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 „Неврокоп-газ” АД.

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

„Неврокоп-газ” АД е титуляр на лицензии № Л-289-08 от 22.12.2008 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и № Л-289-12 от 22.12.2008 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за територията на община Гоце Делчев.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8 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 и цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи.

Дружеството е представило доказателства за изпълнението на изискванията на разпоредбата на чл. 33 от НРЦПГ (обн. ДВ. бр. 33 от 05.04.2013 г., посл. изм. и доп. ДВ. бр. 94 от 04.12.2015 г.), съгласно която в едномесечен срок преди подаване в Комисията на заявленията за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащи цени, крайният снабдител оповестява в средствата за масово осведомяване предложението си за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащите цени. Предложените за утвърждаване цени за периода от 2015 г. до 2019 г. включително са оповестени на 22.08.2014 г., на информационното табло на община Гоце Делчев, като заявителят е приложил копие от обявлението. Дружеството е представило доказателства за оповестяване на предложените цени в средствата за масово осведомяване - регионален вестник „Градът“.

През новия регулаторен период, „Неврокоп-газ” АД предвижда промяна в тарифната структура на клиентите си. В зависимост от това за какви цели ползват природния газ, клиентите са разделени на три основни групи: промишлени, обществено-административни и търговски (ОАТ), и битови. Всяка от тези групи, с изключение на битовите клиенти, е разделена въз основа на извършените маркетингови проучвания и прогнози за очакваното годишно потребление на всеки от клиентите, в по четири подгрупи, съобразно консумацията им, съответно: за промишлените клиенти с потребление: до 100 хил. м<sup>3</sup> вкл., от 100 хил. м<sup>3</sup> до 200 хил. м<sup>3</sup> вкл., от 200 хил. м<sup>3</sup> до 400 хил. м<sup>3</sup> вкл. и над 400 хил. м<sup>3</sup>, а за клиенти от обществено-административния сектор: до 10 хил. м<sup>3</sup>, от 10 хил. м<sup>3</sup> до 20 хил. м<sup>3</sup> вкл., от 20 хил. м<sup>3</sup> до 50 хил. м<sup>3</sup> вкл. и над 50 хил. м<sup>3</sup>. Единствената разлика спрямо тарифната структура на клиентите на дружеството в предходния регулаторен период е обединяването на подгрупите промишлени клиенти с потребление над 400 хил. м<sup>3</sup>, поради липса, както в момента, така и съгласно прогнозните очаквания за новия регулаторен

период, на клиенти с консумация над 600 хил. м<sup>3</sup>, което прави подгрупата излишна. Предложената от „Неврокоп-газ” АД тарифна структура е в съответствие с 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 „Неврокоп-газ” АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (2015-2019 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, 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	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени клиенти	хил. лв.	80	117	142	170	177
ОА и търговски клиенти	хил. лв.	61	84	95	107	113
Битови клиенти	хил. лв.	14	27	35	46	59
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>155</b>	<b>228</b>	<b>272</b>	<b>323</b>	<b>349</b>

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

*Таблица № 2*

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени клиенти	хил. лв.	4	7	7	7	8
ОА и търговски клиенти	хил. лв.	5	4	4	5	5
Битови клиенти	хил. лв.	1	4	5	6	7
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>10</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>20</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 и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. В таблица № 3 е представено съотношението на разходите на отделните дейности към общия размер на разходите.

*Общи разходи по дейности (хил. лв.)*

*Таблица № 3*

Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Общо:	%
Общо разходи в т.ч.	102	125	158	194	216	796	100%
Разходи за дейността „разпределение на природен газ”	95	118	150	186	208	756	95%
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”	7	8	8	8	8	39	5%

Прогнозните разходи включват само тези разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. Според „Неврокоп-Газ” АД, разходите по лицензионни дейности са изчислени въз основа на прогнозни стойности за отделните видове разходи и с оглед бъдещото развитие на ГРМ, както и консумацията на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи; стойност на ГРМ и съоръженията; цена на природния газ на обществения доставчик; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на газоразпределителната мрежа и обслужване на потребителите; брой офиси, складови площи и транспортни средства; дължина на ГРМ и брой на съоръженията.

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”**

*2.1.1.1. Условно-постоянните разходи (УПР)* представляват 97% от общия обем разходи, предвидени за дейността „разпределение на природен газ”. Те са свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ. За регулаторния период УПР се увеличават от 93 хил. лв. за 2015 г. до 201 хил. лв. за 2019 г. Условно-постоянните разходи са разделени по икономически елементи, както следва:

*Разходите за материали* представляват 3% от общия обем на УПР, като размерът им се увеличава от 3 хил. лв. на 6 хил. лв. през регулаторния период. Те включват:

- разходи за резервни части за ремонт на линейната част, планирани на база дължината на мрежата и резервните части за ремонт на съоръженията, прогнозиран на база брой монтирани съоръжения;
- разходи за работно облекло, планирани в зависимост от броя персонал, по 300 лева/човек;
- разходи за канцеларски материали, планирани съгласно достигнатите през 2014 г. разходи, средно по 30 лв./служител/месец;

*Разходите за външни услуги* представляват 15% от УПР за дейността „разпределение на природен газ”, като се увеличават от 16 хил. лв. за 2015 г. до 25 хил. лв. за 2019 г. Те включват:

- разходи за застраховки на ГРМ, вкл. имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност”, на база отчетната стойност на линейната част и съоръженията, и застраховката на персонал за съответната дейност;
- разходи за данъци и такси, които са прогнозиран на база извършени разходи за 2014 г., в т.ч. лицензионни такси, планирани в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, в размер на 2 000 лв. плюс 0.055% от приходите за съответната дейност през предходната година;
- пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти, средно по 40 лева на месец, планирани на база извършени към момента разходи; разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност, които са определени съгласно Наредба за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ. „Неврокоп-Газ” АД заявява, че през втория регулаторен период комплексното сервизно обслужване и аварийната готовност на газопроводите и съоръженията ще се извършва от външна фирма, с цел спазване законовите изисквания за превантивни мерки, както и за бърза и адекватна реакция при необходимост, тъй като дружеството не разполага с квалифициран и необходим по численост персонал. Планираните разходи за тази дейност са средно по 400 лева/месечно.
- разходи за технически надзор и текуща поддръжка на ГРМ и съоръжения;

- разходи за наеми на сграда, планирани на база годишен разход за 2014 г. и сключен договор за наем;

- разходи за проверка на уреди, прогнозираны са съгласно Глава Трета „Ред за извършване на контрол на средствата за измерване” и Глава Четвърта „Знаци за удостоверяване на резултатите от контрола на средствата за измерване” от Наредба за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол (НСИПМК), както и съгласно Тарифа № 11 за таксите, които се събират в системата на Държавната агенция за метрологичен и технически надзор по Закона за държавните такси;

- разходи за вода, отопление и осветление, планирани са в зависимост от средния годишен разход за 2014 г., средно по 100 лева месец;

*Разходите за амортизации* на дълготрайните материални активи са изчислени по линеен метод, въз основа на ставките, определени за регулаторни цели за периода на използване на активите за извършване на лицензионната дейност. За целите на ценообразуването, полезният живот на амортизируемите активи, утвърден от Комисията е: разпределителни газопроводи и отклонения - 25 години; съоръжения - 15 години; съоръжения битови - 5 години; други дълготрайни материални активи - 5 години; нематериални активи - 7 години. Дружеството е представило обобщение на амортизационните планове на видовете активи, като са показани абсолютните стойности за отчетната стойност на активите, годишната амортизационна квота, начислената до съответния период амортизация и балансовите стойности.

Разходите за амортизации представляват 46% от УПР, като се увеличават от 45 хил. лв. през 2015 г. на 93 хил. лв. през 2019 г.

*Разходите за заплати и възнаграждения* включват начислените работни заплати на целия персонал. През новия регулаторен период е предвидено увеличаване на заетите лица от 2 броя през 2015 г. на 4 човека през 2019 г. Разходите за заплати и възнаграждения са 25% от УПР, като се увеличават през регулаторния период от 21 хил. лв. за 2015 г. до 53 хил. лв. за 2019 г.

*Разходите за социални осигуровки* представляват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, 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. Тези разходи представляват 8% от УПР за дейността и се увеличават от 7 хил. лв. за 2015 г. до 17 хил. лв. за 2019 г.

*Социалните разходи* представляват 0.4% от УПР. За 2015 г. и 2016 г. такива разходи не са предвидени, а за останалата част от регулаторния период са в размер на хиляда лева за всяка година.

*Други разходи* включват разходите за командировки и обучение на персонала, определени в зависимост от броя на персонала, както и разходи, произтичащи от задължения по нормативни актове извън посочените по-горе разходи. Тези разходи представляват 3% от УПР и се увеличават от хиляда лева за 2015 г. до 6 хил. лв. за 2019 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 4, т. 6 от НРЦПГ, в състава на условно-постоянните разходи 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.

#### *2.1.1.2. Променливи разходи*

Променливите разходи са 3% от общите разходи за дейността „разпределение на природен газ”. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен природен газ и разходните норми на дружеството за одорант. Разходите за одорант са в размер на 0.72 лв./1000 м<sup>3</sup> природен газ при разходна норма от 20 mg/1000 м<sup>3</sup>.

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

*2.1.2.1. Условно-постоянните разходи* представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”. Тези разходи се увеличават от 7 хил. лв. през 2015 г. до 8 хил. лв. през 2019 г., като са представени и по икономически елементи:



Разходите за материали са с относителен дял от 1% от УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”. Тези разходи са разпределени равномерно през регулаторния период и са общо в размер на сто лева.

Разходите за външни услуги са с относителен дял от 47% в УПР и се увеличават от 3 хил. лв. през 2015 г. до 4 хил. лв. през 2019 г.

Разходите за амортизации представляват 27% от УПР, като размерът им от 2 хил. лв. остава непроменен през целия регулаторен период.

Разходите за заплати и възнаграждения са с относителен дял от 12% в общия обем УПР, като размерът им от хиляда лева остава непроменен за периода 2015-2019 г.

Разходите за социални осигуровки представляват 4% в общия обем УПР за дейността и се увеличават от 280 лева до 350 лева през периода 2015-2019 г.

Други разходи са с относителен дял 8% в общия обем на УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”, като за 2015 г. такива не са предвидени, а за всяка останала година от регулаторния период дружеството е заложило хиляда лева.

2.1.2.2. *Променливи разходи*, пряко зависещи от количеството природен газ, дружеството не е предвидило за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за регулаторния период на цените 2015-2019 г.

## 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 по 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	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	1 015	1 160	1 371	1 605	1 665
2.	Балансова стойност на ДНМА	11	9	7	4	2
3.	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	31	70	99	126	141
4.	Необходим оборотен капитал	6	8	11	13	14
5.	Регулаторна база на активите	1 001	1 106	1 289	1 497	1 541
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,9%	9,9%	9,4%	9,2%	9,2%
7.	Възвръщаемост	59	110	122	137	142
8.	Разходи в т.ч.	95	118	150	186	208
8.1	Разходи за експлоатация и поддръжка, на ГРМ (УПР)	93	114	145	180	201
8.2	Разходи, зависещи от количеството пренесен природен газ (ПР)	2	4	5	6	7

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

*Таблица № 5*

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	0	0	0	0	0
2.	Балансова стойност на ДНМА	10	8	6	3	1
3.	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	0	0	0	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	35	63	82	109	122
5.	Регулаторна база на активите	45	71	88	113	124
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,9%	9,9%	9,4%	9,2%	9,2%
7.	Възвръщаемост	3	7	8	10	11
8.	Разходи в т.ч. УПР	7	8	8	8	8

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Комисията приема така изчисления от енергийното предприятие оборотен капитал, който отговаря на нормативните изисквания и се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

Планираните инвестиции за периода 2015-2019 г. за лицензионната територия са в размер на 1 063 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 828 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са предвидени 235 хил. лв.

### 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Неврокоп-газ” АД среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала за периода 2015-2019 г. е в размер 8.93%. при структура на капитала 57.26% собствен и 42.74% привлечен капитал. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 10% и на привлечения капитал в размер на 6%.

### 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	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промишлени клиенти	хил.м <sup>3</sup> /год.	548	900	1 049	1 295	1 465
ОА и търговски клиенти	хил.м <sup>3</sup> /год.	113	245	413	628	658
Битови клиенти	хил.м <sup>3</sup> /год.	5	58	112	166	220
<b>Общо:</b>	<b>хил.м<sup>3</sup>/год.</b>	<b>665</b>	<b>1 203</b>	<b>1 573</b>	<b>2 088</b>	<b>2 342</b>

#### Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промишлени клиенти	бр.	3	9	13	16	18
ОА и търговски клиенти	бр.	11	18	24	31	34
Битови клиенти	бр.	3	28	53	78	103
<b>Общо:</b>	<b>бр.</b>	<b>17</b>	<b>55</b>	<b>90</b>	<b>125</b>	<b>155</b>

За целите на ценообразуването са изчислени коефициентите за разпределяне на дълготрайните активи на дружеството по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. Стойността на активите, обслужващи трите клиентски групи, е разпределена чрез дела на максималния часови разход на отделните клиентски групи в общия максимален часови разход.

От представените от дружеството данни е видно, че коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и условно-постоянните разходи по основните групи клиенти се изменят, както следва: за дейността „разпределение на природен газ”: за промишлените клиенти плавно намаляват през регулаторния период от 0.515 за 2015 г. на 0.505 за 2019 г. Коефициентите на общественно-административните и търговски клиенти намаляват от 0.395 за 2015 г. на 0.323 за 2019 г. При битовите клиенти коефициентите от 0.090 за 2015 г. нарастват на 0.171 в края на регулаторния период.

Коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и условно-постоянните разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” е разделена по групи клиенти

на база дела на годишната им консумация в общата годишна консумация. Коефициентите за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са получени на базата на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиенти. За дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” стойността на коефициентите при промишлените клиенти намаляват от 0.176 за 2015 г. на 0.116 за 2019 г. Размерът на коефициентите за разпределение на УПР и възвръщаемостта при общественно-административните и търговски клиенти намалява от 0.647 за 2015 г. на 0.219 за 2019 г. При битовите клиенти също се наблюдава увеличение, като от 0.176 за 2015 г. достига до 0.665 за 2019 г.

Коефициентите за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Коефициентът за разпределение на променливите разходи е получен на базата на годишната консумация и представлява делът на годишната консумация на природен газ на всяка една от групите клиенти спрямо общата годишна консумация. Коефициентите при промишлените клиенти намаляват през регулаторния период от 0.823 за 2015 г. на 0.625 за 2019 г. При общественно-административните и търговски клиенти коефициентите нарастват от 0.170 за 2015 г. на 0.281 за 2019 г. При битовите клиенти се наблюдава увеличение на размера на коефициентите от 0.007 за 2015 г. на 0.094 за 2019 г.

#### 4. Определяне на цени

##### 4.1. Цени 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 куб. м и/или в левове за MWh по групи клиенти.

##### 4.2. Цени за продажба на природен газ от краен снабдител:

Съгласно чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ (обн. ДВ. бр. 33 от 05.04.2013 г., посл. изм. и доп. ДВ. бр. 94 от 04.12.2015 г.), 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 „Неврокоп-газ” АД цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Гоце Делчев са посочени в таблица № 8:

Таблица № 8

Групи потребители	Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (лв./1000 m <sup>3</sup> )	Цени за снабдяване с природен газ на потребители при изградена връзка с преносната мрежа (лв./1000 m <sup>3</sup> )
<b>Промислени потребители</b>		
до 100 000 nm <sup>3</sup> /год. вкл.	152.15	6.18
до 200 000 nm <sup>3</sup> /год. вкл.	141.61	6.18
до 400 000 nm <sup>3</sup> /год. вкл.	131.13	6.18
над 400 000 nm <sup>3</sup> /год. вкл.	120.54	6.18
<b>Обществено-административни и търговски потребители</b>		
до 10 000 nm <sup>3</sup> /год.вкл.	290.06	12.10
до 20 000 nm <sup>3</sup> /год.вкл.	258.24	12.10
до 50 000 nm <sup>3</sup> /год.вкл.	214.60	12.10
над 50 000 nm <sup>3</sup> /год.	194.83	12.10
<b>Битови потребители</b>	333.36	43.40

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

Предложените за утвърждаване цени от „Неврокоп-газ” АД са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложи в бизнес плана за периода 2015-2019 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.

*Цени за присъединяване*

*Таблица № 9*

Групи клиенти	Пределни цени (лв./клиент)
Промислени клиенти	3 034.00
ОА и Т клиенти	1 978.40
Битови клиенти	351.20

Изказвания по т.2:

Докладва Р. Тахир.

От страна на членовете на комисията нямаше въпроси към работната група.

И. Н. Иванов прочете проекта на решение и го подложи на гласуване.

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 01.02.2016 г. на „Неврокоп-газ” 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 към газоразпределителната мрежа на територията на община Гоце Делчев при регулаторен период от 2015 г. до 2019 г. включително, както следва:

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

**1. За промишлени клиенти:**

- до 100 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. - 152.15 лв./1000 nm<sup>3</sup> (16.35 лв./MWh);
- до 200 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. - 141.61 лв./1000 nm<sup>3</sup> (15.22 лв./MWh);
- до 400 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. - 131.13 лв./1000 nm<sup>3</sup> (14.09 лв./MWh);
- над 400 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. - 120.54 лв./1000 nm<sup>3</sup> (12.96 лв./MWh);

**2. За обществено-административни и търговски клиенти:**

- до 10 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. - 290.06 лв./1000 nm<sup>3</sup> (31.18 лв./MWh);
- до 20 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. - 258.24 лв./1000 nm<sup>3</sup> (27.75 лв./MWh);
- до 50 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. - 214.60 лв./1000 nm<sup>3</sup> (23.07 лв./MWh);
- над 50 000 nm<sup>3</sup>/год. вкл. - 194.83 лв./1000 nm<sup>3</sup> (20.94 лв./MWh);

- 3. За битови клиенти** - 333.36 лв./1000 nm<sup>3</sup> (35.83 лв./MWh).

#### **4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:**

**Необходимите годишни приходи** - за 2015 г. – 155 хил. лв.; за 2016 г. – 228 хил. лв.; за 2017 г. – 272 хил. лв.; за 2018 г. – 323 хил. лв.; за 2019 г. – 349 хил. лв.

**Количества природен газ** - за 2015 г. – 665 хил.  $\text{nm}^3/\text{г.}$ ; за 2016 г. – 1 203 хил.  $\text{nm}^3/\text{г.}$ ; за 2017 г. – 1 573 хил.  $\text{nm}^3/\text{г.}$ ; за 2018 г. – 2 088 хил.  $\text{nm}^3/\text{г.}$ ; за 2019 г. – 2 342 хил.  $\text{nm}^3/\text{г.}$

**Норма на възвръщаемост на капитала** – 8.93%.

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

**1. За промишлени клиенти** – 411.74 лв./1000  $\text{nm}^3$  (44.25 лв./MWh);

**2. За обществено-административни и търговски клиенти** – 417.66 лв./1000  $\text{nm}^3$  (44.89 лв./MWh);

**3. За битови клиенти** – 448.96 лв./1000  $\text{nm}^3$  (48.25 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)** – 405.56 лв./1000  $\text{nm}^3$ ;

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

**4.2.1. За промишлени клиенти** – 6.18 лв./1000  $\text{nm}^3$  (0.66 лв./MWh);

**4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти** – 12.10 лв./1000  $\text{nm}^3$  (1.30 лв./MWh);

**4.2.3. За битови клиенти** – 43.40 лв./1000  $\text{nm}^3$  (4.66 лв./MWh).

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

**Необходимите годишни приходи** - за 2015 г. – 10 хил. лв.; за 2016 г. – 15 хил. лв.; за 2017 г. – 16 хил. лв.; за 2018 г. – 18 хил. лв.; за 2019 г. – 20 хил. лв.

**Количества природен газ** - за 2015 г. - 665 хил.  $\text{nm}^3/\text{г.}$ ; за 2016 г. – 1 203 хил.  $\text{nm}^3/\text{г.}$ ; за 2017 г. – 1 573 хил.  $\text{nm}^3/\text{г.}$ ; за 2018 г. – 2 088 хил.  $\text{nm}^3/\text{г.}$ ; за 2019 г. – 2 342 хил.  $\text{nm}^3/\text{г.}$

**Норма на възвръщаемост на капитала** – 8.93%.

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

**1. Промишлени клиенти** – 3 034.00 лв./клиент;

**2. Обществено-административни и търговски клиенти** – 1 978.40 лв./клиент;

**3. Битови клиенти** – 351.20 лв./клиент.

Решението е взето със **седем гласа „за“** (И. Н. Иванов, С. Тодорова, Р. Осман, А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Хаританова), от които **четири гласа** (А. Йорданов, В. Владимиров, Г. Златев, Е. Хаританова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

## РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1 както следва:

Утвърждава, считано от 01.02.2016 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 на територията на общините: Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово при регулаторен период от 2016 г. до 2020 г. включително.

По т.2 както следва:

Утвърждава, считано от 01.02.2016 г. на „Неврокоп-газ” 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 към газоразпределителната мрежа на територията на община Гоце Делчев при регулаторен период от 2015 г. до 2019 г. включително.

### Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-2/29.01.2016 г. относно утвърждаване на цени на „Ситигаз България” ЕАД;
2. Решение на КЕВР № Ц-3/29.01.2016 г. относно утвърждаване на цени на „Неврокоп-газ” АД.

### ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

1. ....  
(С. Тодорова)

2. ....  
(Р. Осман)

3. ....  
(А. Йорданов)

4. ....  
(Г. Златев)

5. ....  
(В. Владимиров)

6. ....  
(Е. Харитонова)

### ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

### ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА