

**ДО**  
**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**  
**ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КОМИСИЯТА**  
**ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**ДОКЛАД**

**от**  
**дирекция „Природен газ”**  
**и дирекция „Правна”**

**Относно:** заявление с вх. № Е-15-33-14 от 17.12.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-33-5 от 11.05.2015 г. и коригирано заявление с вх. № Е-15-33-13 от 09.10.2015 г., подадено от „Камено-газ” ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и цени за продажба на природен газ на територията на община Камено за периода 2015-2019 г.

**УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,**

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 от „Камено-газ” ЕООД с вх. № Е-15-33-14 от 17.12.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-33-5 от 11.05.2015 г., коригирано заявление с вх. № Е-15-33-13 от 09.10.2015 г. за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и цени за продажба на природен газ на територията на община Камено за периода 2015-2019 г.

Със Заповед № 3-Е-14 от 13.01.2015 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проверка на преписката за установяване на основателността на искането за утвърждаване на цени на природния газ.

С писмо с изх. № Е-15-33-14 от 08.01.2015 г. на Комисията, от дружеството е изискана обосновка относно несъответствието на цените за присъединяване на клиенти, посочени в бизнес плана, и в електронния модел към заявлението за утвърждаване на цени. Изискана е и справка за предвидените разходи при образуване на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа.

С писмо с вх. № Е-15-33-14 от 20.01.2015 г., дружеството е предоставило изисканите данни и документи. В обосновката за наличието на несъответствие на цените за присъединяване в представения бизнес план и електронния модел за образуване на цените, дружеството отбелязва, че се касае за техническа грешка и представя коректната справка с цените за присъединяване на клиенти.

С писмо изх. № Е-15-33-14 от 23.04.2015 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да представи: актуализирани заявления за одобряване на бизнес план и за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”; актуализирани бизнес план и електронен модел на цените за периода 2015-2019 г., с отчетни данни за 2014 г.

С писмо с вх. № Е-15-33-5 от 11.05.2015 г., „Камено-газ” ЕООД е предоставило изисканите актуализирани документи, както и преработено заявление за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител”.

С писмо с вх. № Е-15-33-5 от 09.10.2015 г., „Камено-газ” ЕООД е предоставило коригирано заявление за утвърждаване на цени и електронен модел на цени за регулаторен период 2015-2019 г.

**От прегледа на представените данни относно предложените за утвърждаване цени беше установено следното:**

„Камено-газ” ЕООД е титуляр на лицензи № Л-143-08 от 11.10.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и № Л-143-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за територията на община Камено.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката (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.

С Решение № Ц-03 от 31.01.2011 г. на ДКЕВР, на „Камено-газ” ЕООД са утвърдени, считано от 01.02.2011 г., цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ на потребители при изградена връзка с преносната мрежа и цени за присъединяване на потребители към газоразпределителната мрежа на територията на община Камено, при продължителност на регулаторния период от 2010 г. до 2014 г. включително.

*Утвърдени цени*

*Таблица № 1*

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> )
Промислени потребители	25.45	8.81
Обществено-административни и търговски потребители	125.25	15.03
Битови потребители	132.76	39.53

*Утвърдени цени за присъединяване*

*Таблица № 2*

Групи потребители	Цени за присъединяване на потребители към газоразпределителната мрежа (лв./потребител)
Промислени потребители	2 000.00
Обществено-административни и търговски потребители	1 100.00
Битови потребители	444.00

*Забележка: Утвърдените цени са без ДДС*

Дружеството е представило доказателства за изпълнението на изискванията на разпоредбата на чл. 33 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране цените на природния газ (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. Приложен е брой 198 от 15 октомври 2014 г. на вестник „Черноморски фар”, в който на страница 18 са публикувани предложените за утвърждаване цени.

В зависимост от това, за какви цели ползват природния газ, клиентите на дружеството са разделени на три основни групи: промишлени, обществено-административни и търговски (ОАТ), и битови. През новия регулаторен период, „Камено-газ” ЕООД не предвижда промяна в тарифната структура на клиентите си.

Работната група счита, че предложената от „Камено-газ” ЕООД тарифна структура е съобразена с пазарните условия и 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 лицензианта регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години, от 2015 г. до 2019 г. включително. Работната група счита, че така предложеният регулаторен период 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 обосноваваните разходи и възвръщаемостта на капитала. Необходимите годишни приходи са изчислени по години, както следва: за дейността „разпределение на природен газ” в таблица № 3 и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” в таблица № 4. Според работната група, необходимите годишни приходи са прогнозирани съгласно нормативните изисквания.

Необходимите приходи са разпределени по основните клиентски групи: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови.

*Дейност „разпределение на природен газ”*

*Таблица № 3*

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени клиенти	хил.лв.	201	182	179	175	168
ОА и търговски клиенти	хил.лв.	30	27	27	26	25
Битови клиенти	хил.лв.	40	37	38	39	38
<b>Общо:</b>	<b>хил.лв.</b>	<b>271</b>	<b>247</b>	<b>243</b>	<b>240</b>	<b>232</b>

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

*Таблица № 4*

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018г.	2019 г.
Промислени клиенти	хил.лв.	33	33	33	33	33
ОА и търговски клиенти	хил.лв.	3	3	3	2	2
Битови клиенти	хил.лв.	14	15	15	16	16
<b>Общо:</b>	<b>хил.лв.</b>	<b>50</b>	<b>51</b>	<b>51</b>	<b>51</b>	<b>52</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 и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата.

В таблица № 5 е представено съотношението на разходите на отделните дейности към общия размер на разходите.

*Общи разходи по дейности (хил. лв.)*

*Таблица № 5*

Наименование	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018г.	2019 г.	Общо	%
Общо разходи в т.ч.	257	240	243	247	246	1 233	100%
Разходи за дейността „разпределение на природен газ”	227	209	212	216	214	1 079	87.5 %
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”	30	31	31	31	31	155	12.5%

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 потребителите; 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”

2.1.1.1. *Условно-постоянните разходи* (УПР) представляват 99.26% от общия обем разходи, предвидени за дейността „разпределение на природен газ”. Те са свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ. За регулаторния период УПР намаляват от 225 хил. лв. за 2015 г. до 213 хил. лв. за 2019 г.

Условно-постоянните разходи са разделени по икономически елементи:

*Разходите за материали* представляват 2% от общия обем на УПР и размера им от 4 хил. лв. годишно остава непроменен през регулаторния период. Те включват:

- разходи за горива за автотранспорт, които са прогнозирани на база среден разход на километър изградена газоразпределителна мрежа. Тези разходи са изчислени на база отчетни данни за 2014 г. и са в размер на 70 лв./км;
- разходите за работно облекло са необходими за закупуване на лятно и зимно облекло, и са прогнозирани в зависимост от броя персонал;
- разходите за канцеларски материали са прогнозирани в размер средно на 286 лв. на човек годишно на база брой персонал;
- разходите за материали за текущо поддържане са свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ. Прогнозирани са като 0.06% от стойността на изградените линейни участъци;
- *Разходите за външни услуги* представляват 10% от УПР за дейността „разпределение на природен газ” и са в размер на 21 хил. лв. за всяка година от регулаторния период, те включват:
  - разходи за застраховки, които са прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи, и включват имуществена застраховка „Индустириален пожар”, „Кражба чрез взлом”, Гражданска застраховка юридически лица;
  - разходите за данъци и такси са прогнозирани, съгласно данъчното законодателство и Тарифата за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по ЗЕ;
  - пощенски разходи, телефони и абонаменти;
  - разходи за абонаментно поддържане, които включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации, и разходите за поддържане на аварийна готовност. Тези разходи са прогнозирани в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход за километър в размер на 70 лв.;
  - разходи за реклама и рекламни материали;
  - разходите за проверка на уреди са определени в размер на 86 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански и обществено-административни клиенти и по 8 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация битово съоръжение при съответната периодичност на проверките;
  - разходите за вода, отопление и осветление са прогнозирани на база статистически

данни от предишни години.

*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 55% от УПР, като намаляват от 128 хил. лв. през 2015 г. на 116 хил. лв. през 2019 г., или прогнозираното от дружеството намаление е приблизително 10%.

*Разходите за заплати и възнаграждения* включват начислените работни заплати на целия персонал. В дружеството са ангажирани 7 души персонал, в т.ч. 1 управител и 6 служители. През новия регулаторен период не е предвидено увеличаване на заетите лица. Разходите за заплати и възнаграждения са 26% от УПР, като остават непроменени през регулаторния период в размер на 56 хил. лв. годишно.

*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 5% от УПР за дейността и са в размер на 10 хил. лв. годишно, като остават непроменени през целия регулаторен период.

*Другите разходи* включват разходите за командировки и обучение на персонала и са 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 са в размер на 6 хил. лв. за всяка година от регулаторния период.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 5, 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 0.74% 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 8 хил. лв. за целия регулаторен период и са прогнозирани при разходна норма от 25 mg/m<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 30 хил. лв. през 2015 г. до 31 хил. лв. през 2019 г., като са представени и по икономически елементи:

*Разходите за материали* са с относителен дял от 21% 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 32 хил. лв.

*Разходите за външни услуги* са с относителен дял от 23% в УПР и са разпределени по 7 хил. лв. за всяка година от регулаторния период.

*Разходите за амортизации* представляват 2% от УПР и нарастват от 0.30 хил. лв. през 2015 г. до 1.10 хил. лв. през 2019 г.

*Разходите за заплати и възнаграждения* са с относителен дял от 32% в общия обем УПР, като размерът им от 10 хил. лв. остава непроменен през целия регулаторен период.

Разходите за социални осигуровки представляват 6% в общия обем УПР за дейността и са в размер на 2 хил. лв., като остават непроменени през периода 2015-2019 г.

Другите разходи са с относителен дял 16% в общия обем на УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” и са в размер на 5 хил. лв. 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 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 по години за регулаторния период са обобщени съответно в таблици №№ 6 и 7:

Дейност „разпределение” (хил. лв.)

Таблица № 6

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	554	482	407	329	253
2.	Балансова стойност на ДНМА	0	0	0	0	0
3.	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	101	97	92	87	81
4.	Необходим оборотен капитал	12	12	12	12	12
5.	Регулаторна база на активите	465	398	328	255	183
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	9.44%	9.44%	9.44%	9.44%	9.44%
7.	Възвръщаемост	44	38	31	24	17
8.	Разходи в т.ч.	227	209	212	216	214
8.1	Разходи за експлоатация и поддръжка, на ГРМ (УПР)	225	208	211	214	213
8.2	Разходи, зависещи от количеството пренесен природен газ (Променливи разходи)	2	2	2	2	2

Дейност „снабдяване” (хил. лв.)

Таблица № 7

№	Позиция	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	2	2	3	3	3
2.	Балансова стойност на ДНМА	0	0	0	0	0
3.	Балансова стойност на ДМА придобити за сметка на финансираня	0	0	0	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	205	209	210	211	212
5.	Регулаторна база на активите	207	211	213	214	215
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	9.44%	9.44%	9.44%	9.44%	9.44%
7.	Възвръщаемост	20	20	20	20	20
8.	Разходи в т.ч. УПР	30	31	31	31	31

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Работната група предлага на Комисията да приеме така изчисления от енергийното предприятие оборотен капитал, който отговаря на нормативните изисквания и представлява 1/8 от годишните разходи, без да са включени разходите за амортизация и обезценка.

Планираните инвестиции за периода 2015-2019 г. за лицензионната територия са в размер на 195 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 145 хил. лв. За съоръжения, предназначени за битови клиенти, са предвидени 50 хил. лв.

### 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Камено-газ” ЕООД среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала за периода 2015-2019 г. е в размер 9.44%. Дружеството е предложило по-ниска от определената с решение по Протокол № 172 от 08.10.2012 г. на Комисията среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при използването само на собствен капитал с норма на възвръщаемост от 8.50%.

### 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 №№ 8 и 9:

*Прогнозна консумация*

*Таблица № 8*

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени клиенти	хил.м <sup>3</sup> /год.	3 550	3 555	3 560	3 565	3 570
ОА и търговски клиенти	хил.м <sup>3</sup> /год.	135	140	140	140	140
Битови клиенти	хил.м <sup>3</sup> /год.	198	261	275	289	302
<b>Общо:</b>	<b>хил.м<sup>3</sup>/год.</b>	<b>3 883</b>	<b>3 956</b>	<b>3 975</b>	<b>3 994</b>	<b>4 012</b>

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица № 9*

Групи клиенти	Мярка	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Промислени клиенти	бр.	9	9	10	10	11
ОА и търговски клиенти	бр.	27	27	27	27	27
Битови клиенти	бр.	145	155	165	175	185
<b>Общо:</b>	<b>бр.</b>	<b>181</b>	<b>191</b>	<b>202</b>	<b>212</b>	<b>223</b>

За целите на ценообразуването са изчислени коефициентите за разпределяне на дълготрайните активи (ДА) на дружеството по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на газоразпределителната мрежа на съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. По предложение на дружеството, стойността на активите, обслужващи трите 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.

Коефициентът е получен 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 часови 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 делът 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.

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 0.74 през 2015 г. до 0.73 през 2019 г. При коефициентите на обществено-административните и търговски клиенти се наблюдава задържане на нивата на коефициентите от 0.11 през целия регулаторния период. При битовите клиенти се наблюдава плавно увеличаване на размера на коефициентите, като от 0.15 през 2015 г. нараства до 0.17 в края на регулаторния период.

Възвръщаемостта 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. Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР е получен на базата на броя на потребителите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиенти. Това произтича от факта, че разходите за снабдяване зависят от двата фактора – брой и консумация на клиентите. При дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” се наблюдава леко изменение на стойността на коефициентите при промишлените клиенти като от 0.66 през 2015 г. намалява до 0.65 за 2019 г. Размерът на коефициентите за разпределение на УПР и възвръщаемостта при обществено-административните и търговски клиенти остава непроменен през целия период от 0.05. При битовите клиенти се наблюдава тенденция на леко увеличение, като от 0.29 за 2015 г. достига до 0.31 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 0.91 през 2015 г. до 0.90 през 2019 г. При обществено-административните и търговски клиенти коефициентите са в размер на 0.035 и остават непроменени през регулаторния период. При битовите клиенти се наблюдава увеличение на размера на коефициентите от 0.051 през 2015 г. до 0.075 през 2019 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.

##### **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 образуват въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи, съгласно чл. 9 към утвърденото прогнозно количество природен газ за продажба.

Предложените от „Камено-газ” ЕООД цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Камено са посочени в таблица № 10:

*Таблица № 10*

Групи клиенти	Цена за пренос на природен газ през ГРМ	Цена за снабдяване с природен газ от краен снабдител
	лева/1000 m <sup>3</sup>	лева/1000 m <sup>3</sup>
Промишлени клиенти	51.21	9.29
Обществено-административни и търговски клиенти	197.13	18.42



Битови клиенти	147.30	58.56
----------------	--------	-------

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

Работната група счита, че предложените от „Камено-газ“ ЕООД за утвърждаване цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложи в бизнес плана за периода 2015-2019 г.

В рамките на настоящото административно производство, дружеството не предлага промяна на цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Камено, утвърдени с Решение № Ц-03 от 31.01.2011 г. на Комисията.

**Предвид гореизложеното и на основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, във връзка с чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката, работната група предлага на Комисията да вземе следните**

#### **РЕШЕНИЯ:**

**1. Да приеме доклада на работната група относно подаденото от „Камено-газ“ ЕООД заявление с вх. № Е-15-33-14 от 17.12.2014 г., допълнено със заявление с вх. № Е-15-33-5 от 11.05.2015 г. и коригирано със заявление с вх. № Е-15-33-13 от 09.10.2015 г. за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и цени за продажба на природен газ на територията на община Камено за периода 2015-2019 г.;**

**2. Да насрочи открито заседание по реда на чл. 13, ал. 5 от ЗЕ за разглеждане на подаденото заявление;**

**3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи по търговска регистрация „Камено-газ“ ЕООД или други упълномощени от тях представители на дружеството;**

**4. Докладът, датата и часът на откритото заседание по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.**