



## **РЕШЕНИЕ**

**№ Ц – 36**

**от 22.12.2017 г.**

### **КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**на закрито заседание, проведено на 22.12.2017 г., като разгледа подадените от „Аресгаз“ ЕАД заявления за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, за периода 2018-2020 г., доклад с вх. № Е-Дк-813 от 24.11.2017 г. и събраните данни от проведените на 05.12.2017 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-60-27 от 27.09.2017 г. от „Аресгаз“ ЕАД, коригирано със заявление с вх. № Е-15-60-27#3 от 13.10.2017 г., за утвърждаване на цени за дейност „разпределение на природен газ“, цени за дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, включително компонента за снабдяване със сгъстен природен газ (СПГ) и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа (ГРМ) за обособена територия „Добруджа“ и територията на общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, за периода 2018-2020 г.

Със Заповед № З-Е-166 от 05.10.2017 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).

Заявителят е направил искане с писмо с вх. № Е-15-60-23 от 27.09.2017 г. приложените документи да бъдат разглеждани в условията на търговска тайна. С писмо с изх. № Е-15-60-23 от 04.10.2017 г. е изискано „Аресгаз“ ЕАД да предостави неуповителен вариант на заявлението за утвърждаване на цени за обособена територия „Добруджа“ и територията на общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг и на приложенията към него, със заличени данни, които заявителят счита за търговска тайна, заедно с обосновка на причините, налагащи заличаването им. С писмо с вх. № Е-15-60-23#3 от 10.10.2017 г. „Аресгаз“ ЕАД е предоставило неуповителен вариант на заявлението и обосновка.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-27 от 04.10.2017 г. заявителят е уведомен, че към заявлението не са приложени: доказателство за изпълнение на изискванията на чл. 36а, ал. 1 от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване в средствата за масово осведомяване на предложението за утвърждаване на цени в едномесечен срок преди подаване в Комисията на заявлението за утвърждаване на цени; ценова компонента по чл. 19а от НРЦПГ, както и данни клиентите на коя лицензионна територия ще бъдат снабдявани със сгъстен природен газ; обосновка за

приложената норма на възвръщаемост на собствения капитал, привлечения капитал, както и среднопретеглената цена на капитала; обосновка за продължителността на предложението регулаторен период 2018-2020 г.; обосновка на разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ при доставянето на съгъстен природен газ до газоразпределителната мрежа на дружеството, съгласно изискванията на чл. 19а от НРЦПГ; обосновка относно въвеждането на нови подгрупи в тарифната структура на стопанските клиенти с неравномерно потребление. С цитираното писмо от „Аресгаз“ ЕАД е изискано да представи преработено заявление за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“, „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и посочена ценова компонента за снабдяване със СПГ, съгласно чл. 19а от НРЦПГ; преработен електронен модел на цените и справки, като се заложи утвърдената цена на обществените доставчици за съответното тримесечие на 2017 г.

С писмо с вх. № Е-15-60-27#3 от 13.10.2017 г. „Аресгаз“ ЕАД е представило: преработено заявление за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за продажба на природен газ, включително компонента за снабдяване със СПГ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Добруджа“ и територията на общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг; преработен електронен модел на цените, както и изисканата допълнителна информация.

С писмо с вх. № Е-15-60-27 от 16.10.2017 г. „Аресгаз“ ЕАД е предоставило неверителен вариант на заявление с вх. № Е-15-60-27#3 от 13.10.2017 г. за утвърждаване на цени и обосновка.

С писмо с вх. № Е-15-60-30 от 16.10.2017 г. „Аресгаз“ ЕАД е представило копие от Договор № 155-2013 от 06.10.2015 г. за доставка на природен газ, сключен между дружеството и „Булгаргаз“ ЕАД, със срок на действие до 01.01.2019 г.

С писмо с вх. № Е-15-60-27 от 14.11.2017 г. „Аресгаз“ ЕАД е представило коригирано заявление за утвърждаване на цени за обособена територия „Добруджа“ и територията на общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за периода 2018-2020 г., в което са отстранени допуснатата неточност при посочване на обхвата на лицензионната територия и грешка при изписването на една от подгрупите на стопанските клиенти с неравномерно потребление.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-813 от 24.11.2017 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от Комисията с решение по Протокол № 253 от 29.11.2017 г., по т. 3, 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 05.12.2017 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което е представител на „Аресгаз“ ЕАД е заявил, че няма възражения по него. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представители на „Аресгаз“ ЕАД са заявили, че нямат възражения по проекта на решение. В определения 14-дневен срок по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в КЕВР не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД.

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

„Аресгаз“ АД е титуляр на лицензии № Л-132-08 от 26.02.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-132-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за обособена територия „Добруджа“ и територията на общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, издадени за срок до 26.02.2039 г.

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.

„Аресгаз“ ЕАД е представило доказателства за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване.

С предложението си за формиране на цени за регулаторния период 2018-2020 г. „Аресгаз“ ЕАД предвижда въвеждането на две нови подгрупи в тарифната структура на стопанските клиенти с неравномерно потребление и с годишна консумация на природен газ от 50 001 до 100 000 м<sup>3</sup> и от 200 001 до 500 000 м<sup>3</sup> включително. Съгласно обосновката на дружеството, тарифната структура на стопанските клиенти с неравномерно потребление през периода 2013-2017 г. се е характеризирала с някои разлики между тарифните групи, които поставят стопанските клиенти в неравностойно положение. В тази връзка, заявителят счита за неприемливо стопанските клиенти с по-голяма консумация да бъдат лишени от възможността да попаднат в по-благоприятна тарифна група, както и такива с по-малка консумация да получат неконкурентно предимство, попадайки в по-благоприятна тарифна група. Според дружеството, с въвеждането на новата тарифна структура, клиентите ще бъдат поставени в еднакви условия, като попадането им в съответната тарифна група зависи единствено от тяхното потребление. С въвеждането на двете нови подгрупи, тарифната структура на стопанските клиенти с неравномерно потребление се уеднаквява с тази на стопанските клиенти с равномерно потребление, което подкрепя справедливостта на разпределение в подгрупи. Предложените две нови подгрупи са в съответствие със съществуващите клиенти на дружеството и регистрираната консумация на природен газ по тарифни групи.

На основание чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ, групите клиенти се утвърждават от Комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак.

### **1. Регулаторен период**

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 3 години (от 2018 до 2020 г.), което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

Относно предложения регулаторен период с продължителност от 3 години, дружеството посочва, че началото на всеки нов регулаторен период е предшествано от редица дейности, целящи набиране на емпирична информация, нужна за правилното прогнозиране и планиране на бъдещите дейности. Дружеството счита, че в условията на променяща се заобикаляща среда, по-дългосрочните периоди компрометират възможността за коректно прогнозиране и планиране и са предпоставка за несъвпадение между действителните и прогнозните данни. По този начин дружеството бива поставено в невъзможност, при отчитане несигурността на бъдещи събития, да осъществява ефективно лицензионните си дейности и да изпълнява одобрения си бизнес план, както и да очаква справедлива възвръщаемост при отчитане на действителните ценообразуващи параметри, въпреки ежедневните усилия за преодоляване на трудностите и стремежа към промяна на нагласата на населението и бизнеса към използването на природния газ като енергиен източник.

„Аресгаз“ ЕАД очаква, че предложеният регулаторен период със средносрочна продължителност от 3 години ще даде възможност за максимално изпълнение на заложените параметри в бизнес плана за дейността на дружеството и метода „горна граница на цени“. По този начин ще се постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи реализацията на мащабни проекти, каквито са проектите за газификация. Това ще бъде от полза най-вече за крайните потребители, на които ще бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник на справедлива и конкурентна цена.

### **2. Необходими приходи**

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваваните 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. В Таблицы № 1 и № 2 са представени необходимите приходи, разпределени по групи клиенти, както и по дейности:

*Дейност „разпределение на природен газ“* *Таблица № 1*

Клиенти	Мярка	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Стопански	хил. лв.	4852	4579	4333
Битови	хил. лв.	1888	1826	1767
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>6740</b>	<b>6405</b>	<b>6100</b>

*Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“* *Таблица № 2*

Клиенти	Мярка	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Стопански	хил. лв.	140	142	145
Битови	хил. лв.	119	127	135
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>260</b>	<b>269</b>	<b>280</b>

## 2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството съгласно 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, за периода:

*Общи разходи по дейности (хил. лв.)* *Таблица № 3*

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Общо:	%
<b>Общо разходи, в т.ч.:</b>	4249	3969	3712	11 930	<b>100%</b>
Разходи за дейността „разпределение на природен газ“	4152	3868	3604	11 625	<b>97%</b>
Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“	96	101	107	305	<b>3%</b>

Прогнозните разходи на „Аресгаз“ ЕАД включват само тези разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. Разходите по лицензионни дейности са изчислени въз основа на отчетни данни и прогнозни стойности за отделните видове разходи, както и с оглед бъдещото развитие на ГРМ. 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 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 97% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ намаляват от 4152 хил. лв. за 2018 г. на 3604 хил. лв. да 2020 г.

**Условно-постоянните разходи** представляват 99% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“ и намаляват от 4128 хил. лв. за 2018 г. на 3579 хил. лв. за 2020 г. Те са разделени по икономически елементи, както следва:

**Разходите за материали** представляват 1% от УПР за дейността и остават непроменени от 23 хил. лв. годишно през целия период. Те включват: горива за автотранспорт (прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година, остават непроменени през регулаторния период в размер на 7 хил. лв.) и канцеларски материали (прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в постоянен размер на 15 713 лв./г. за регулаторния период).

**Разходите за външни услуги** представляват 16% от УПР, като се увеличават от 576 хил. лв. през 2018 г. на 657 за 2020 г. Тези разходи включват:

- застраховки, прогнозираны в размер на 0,05% от стойността на нетекущите активи; данъци и такси, прогнозираны са лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката“, прогнозните инвестиции и приходи за периода;

- пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозираны са в съответствие със стойността им за базовата година, като стойността е постоянна за периода в размер на 68 хил. лв./г.;

- разходи за абонаментно поддръжане, прогнозираны в зависимост от параметрите на сключения договор за поддръжка и експлоатация на ГРМ в размер на 0,76 лв./г./метър ГРМ за 2018 г., 0,83 лв./г./метър ГРМ за 2019 г. и 0,92 лв./г./метър ГРМ за 2020 г.;

- разходи за въоръжена и противопожарна охрана, прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година като твърда стойност за периода в размер на 17 хил. лв./г.;

- наеми, прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година като твърда стойност за периода в размер на 96 хил. лв./г.;

- проверка на уреди, прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година като твърда стойност за периода в размер на 62 хил. лв./г.;

- съдебни разходи, прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година като твърда стойност годишно в размер на 1000 лв. за периода и включват такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания;

- експертни и одиторски разходи, прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година като твърда стойност за периода в размер на 28 хил. лв./г.;

- вода, отопление и осветление, прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година като твърда стойност за периода в размер на 7 хил. лв./г.

**Разходите за амортизации** представляват 68% от УПР и намаляват от 3005 хил. лв. през 2018 г. на 2272 хил. лв. през 2020 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи (ДА) са изчислени по линеен метод, съгласно разпоредбите на НРЦПГ, при спазване на амортизационния срок на активите, определен от Комисията. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и по години. В представените справки е посочено как са формирани амортизационните суми за всеки период, общата начислена амортизация за всяка година и балансовата стойност на активите към края на годината. Направено е и обобщение от амортизационните планове на видовете активи и са показани абсолютните стойности за отчетната стойност на активите, годишната амортизационна квота, начислената до съответния период амортизация и балансовите стойности.

**Разходите за заплати и възнаграждения** представляват 12% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“, като нарастват от 423 хил. лв. през 2018 г. на 511 хил. лв. за 2020 г., като са прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година, с плавно нарастване за регулаторния период. Те включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление. Броят на персонала за обособена територия „Добруджа“ и териториите на общините: Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за периода 2018-2020 г. е свързан с необходимостта от персонал, пряко и непряко зает с извършване на дейности в обособената територия и е функция от два параметъра: брой на персонала, зает в разкрити офиси от населените места в обхвата на територията и брой на персонала от централния офис на дружеството в гр. Варна, включително управленския персонал. Служителите, назначени в разкритите офиси от обособена територия „Добруджа“ и териториите на общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг директно са отнесени към общия брой на персонала за тази лицензионна територия, а част от служителите от централния офис условно са разпределени към персонала за тази територия. За условно разпределение е използвана комплексна оценка на спецификата на територията - мащаб, брой на клиенти, изградена мрежа, консумация на природен газ, потенциал и др. Броят на персонала към края на 2017

г. е 29 служители, като с разрастване на дейностите през годините и нуждата от квалифицирани служители, предвижданията са за увеличаване броя на персонала с по 2 души годишно и към края на 2018 г. да бъде 31 служители, към края на 2019 г. – 33, а към края на 2020 г. – 35 служители. Разходите за персонала, назначен в разкритите офиси от населените места, са отнесени директно към разходите, а част от разходите на служителите от централния офис са условно разпределени към разходите на обособената територия. Дружеството посочва, че за условно разделение на разходите за заплати и възнаграждения е използван друг количествен параметър - „приходи от продажби“.

**Разходите за социални осигуровки** са прогнозирани в размер на 11% от разходите за заплати и възнаграждения и се увеличават от 46 хил. лв. през 2018 г. на 56 хил. лв. за 2020 г.

**Социалните разходи** са с относителен дял 1% от УПР за дейността, като се увеличават от 21 хил. лв. през 2018 г. на 26 хил. лв. за 2020 г. и са прогнозирани в размер на 5% от разходите за заплати и възнаграждения.

**Други разходи** представляват 1% от УПР и са в размер 33 хил. лв. годишно, като остават непроменени през регулаторния период. Тези разходи включват разходи за:

- охрана на труда, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година като твърда стойност за периода на бизнес плана в размер на 4 хил. лв./г.

- командировки и обучение на персонала, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година като твърда стойност за периода на бизнес плана в размер на 13 хил. лв./г.;

- разходи за маркетинг и реклама, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година като твърда стойност за периода на бизнес плана в размер на 17 хил. лв./г.;

- разходи за публикации, прогнозирани като твърда стойност за периода на бизнес плана в размер на 450 лв./г.

**Променливите разходи** представляват 0,65% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“ и са в пряка зависимост от прогнозираното увеличение на реализираните количества природен газ през регулаторния период. Тези разходи включват:

- разходи за одорант, които са прогнозирани в размер на 0,37 лв./1000 м<sup>3</sup> природен газ, и остават непроменени през целия регулаторен период в размер от 13 хил. лв.

- загуби на газ, които са прогнозирани като 0,1% от предвидената консумация на природен газ и остават непроменени през регулаторния период от 12 хил. лв. годишно.

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

Тези разходи представляват 3% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността са в размер от 96 хил. лв. за 2018 г. и се увеличават на 107 хил. лв. за 2020 г.

**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:

**Разходите за материали** са с относителен дял от 3% от разходите за дейността, като размерът им от 3 хил. лв. годишно остава непроменен до края на разглеждания период.

**Разходите за външни услуги** представляват 31% от разходите за дейността и са в размер на 31 хил. лв. годишно през регулаторния период. Те включват разходи за наеми на офиси, за експертни и одиторски услуги, разходи за вода, отопление и осветление.

**Разходите за амортизации** представляват 4% от разходите, предвидени за дейността и намаляват от 5 хил. лв. през 2018 г. на 4 хил. лв. през 2019 г., като този размер се запазва до края на регулаторния период.

**Разходите за заплати и възнаграждения**, са с относителен дял 51% от разходите за дейността, като размерът им от 47 хил. лв. през 2018 г. нараства до 57 хил. лв. през 2020 г.

**Разходите за социални осигуровки**, са прогнозирани в размер на 11% от разходите за заплати и възнаграждения, като от 5 хил. лв. през 2018 г. се увеличават на 6 хил. лв. за 2019 г. и 2020 г.

**Социалните разходи** са с относителен дял 3% от разходите за дейността, като се увеличават от 2 хил. лв. през 2018 г. на 3 хил. лв. за 2020 г. и са прогнозирани в размер на 5% от разходите за заплати и възнаграждения.

**Други разходи** са с относителен дял 4% от разходите за дейността и са в размер на 4 хил. лв. за всяка година от регулаторния период, като включват разходи за реклама и маркетинг, както и разходи за командировки.

Дружеството не е планирало променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период.

Разходите за лицензионните дейности се разпределят както следва:

- в съотношение 90 към 10% между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са разпределени разходите за: горива, работно облекло, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, наеми, съдебни разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални разходи, командировки и обучение на персонала, охрана на труда, реклама, публикации, експертни и одиторски разходи.

- към дейността „разпределение на природен газ“ 100% са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата.

- към дейността „снабдяване с природен газ“ 100% са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

Съгласно чл.19а от НРЦПГ в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със СПГ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента по чл. 19, ал. 2 от НРЦПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природен газ.

„Аресгаз“ ЕАД снабдява със сгъстен природен газ клиенти от община Тервел, поради липса на връзка с газопреносната система. В тази връзка дружеството е представило обосновка, съгласно която разходите от извършваните дейности са, както следва:

**Компресиране на природен газ:** Дружеството закупува сгъстения природен газ от фирма „Атанасов груп“ ЕООД, гр. Добрич съгласно представени Договор № 91 от 01.11.2012 г. и допълнителни споразумения към него за покупка на компресиран природен газ, като заплаща, освен цената на природния газ, доставян от обществения доставчик, и търговска надбавка за компресиране на природния газ в размер на 60 лв./1000 м<sup>3</sup>, и в размер на 107 лв./1000 м<sup>3</sup> в случаите, когато компресирането се извършва извън часовете от 22.00 до 6.00 часа на следващия ден.

**Транспорт на компресиран (сгъстен) природен газ:** Услугата се извършва от „Черноморска компания за компресиран газ“ ЕООД съгласно представен договор № 110 за предоставяне на транспортни услуги, сключен на 28.12.2012 г., и допълнителни споразумения към него, като договорената цена е в размер на 370 лв./1000 м<sup>3</sup>.

**Декомпресиране на природен газ:** Извършва се на площадката за декомпресиране, изградена в гр. Тервел, собственост на „Аресгаз“ ЕАД, на която се извършва разтоварване на транспортирания компресиран природен газ.

**Подгриване на природния газ:** Извършва се на площадката за декомпресиране в гр. Тервел и включва изразходване на определено количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на природния газ, който ще бъде подаден в ГРМ. Измерването на количеството природен газ за подгриване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствени нужди. Стойността на природния газ, използван за подгриване е сравнително малка и не оказва значително влияние върху равнището на компонентата „снабдяване със сгъстен природен газ“.

„Аресгаз“ ЕАД счита, че видно от представената обосновка, при така договорените цени равнището на стойността на компонентата „снабдяване със сгъстен природен газ“ води до необходимост дружеството да предложи по-ниска стойност. Заявителят очаква по този начин да бъде стимулиран процесът на газификация в гр. Тервел и природния газ да се утвърди като предпочитан енергиен източник, както от стопанските потребители, така и от домакинствата. В тази връзка дружеството предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ за лицензионната територия на община Тервел, обслужвана от „Аресгаз“ ЕАД да бъде в размер на 303,59 лв./1000 nm<sup>3</sup> без ДДС за регулаторен период 2018-2020 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. В Таблици № 4 и № 5 са обобщени прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период, по години:

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

*Таблица № 4*

№	Позиция	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	28 077	27 412	27 108
2.	Балансова стойност на ДНА	514	487	460
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	2784	2875	2957
3.	Необходим оборотен капитал	143	154	167
4.	Регулаторна база на активите	25 951	25 178	24 777
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	9,97%	10,07%	10,07%
6.	Възвръщаемост	2587	2536	2496
7.	Разходи, в т.ч.:	4152	3868	3604
7.1.	Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ	4128	3843	3579
7.2.	Разходи, зависещи от количеството пренесен природен газ	24	25	26

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

*Таблица № 5*

№	Позиция	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	14	13	12
2.	Балансова стойност на ДНА	57	54	51
3.	Необходим оборотен капитал	1570	1601	1656
4.	Регулаторна база на активите	1641	1669	1719
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	9,97%	10,07%	10,07%
6.	Възвръщаемост	164	168	173
7.	Разходи, в т.ч.:	96	101	107
7.1.	Условно-постоянни разходи за дейността	96	101	107

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият от енергийното предприятие оборотен капитал 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 2018-2020 г. са в размер на 5822 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 4628 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 1194 хил. лв.

## 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е 10,04% при структура на капитала: 97% собствен и 3% привлечен капитал и при отчитане на данъчните задължения от 10%. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена при 9,28% норма на възвръщаемост на собствения капитал и 1,68% норма на възвръщаемост на привлечения капитал.



За определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал дружеството е приложило „Модел за оценка на капиталови активи“ (МОКА), като е използвало безлостов  $\beta$  коефициент (Oil/Gas Distribution) за страните от Западна Европа в размер на 1.10 по данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business. При отчитане на капиталовата структура през 2018 г. на „Аресгаз“ ЕАД, безлостовият коефициент се преобразува в лостов с размер 1,21 предвид наличието на привлечен капитал. През останалите години от периода безлостовият коефициент е равен на лостовия, тъй като дружеството през 2018 г. ще изплати кредитите си и от 2019 г. ще реализира инвестиционната си програма със 100% собствен капитал. Пазарната рискова премия за България е 8,40%. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е взет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочни ценни книжа (със срок над 10 години) в България. Премията е изчислена по данни на БНБ, като среднопретеглен ДЛП за 12-месечен период (октомври 2016 г. - септември 2017 г.). Размерът на безрисковата премия е 1,7442%.

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал представлява годишния процент на разходите по договорите за заем. Приложени са копия на: договор за кредит овърдрафт за оборотни средства със „Сосиете Женерал Експресбанк“ АД и договор за поемане на кредитни ангажменти по линия за овърдрафт кредит с „УниКредит Булбанк“ АД, както и анексите към тях. За периода 2018-2020 г. не се предвижда използване на нови заеми за финансиране на инвестиционната програма за обособена територия „Добруджа“ и територията на общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, а само изплащане на натрупани стари задължения по заемите.

### 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	2018 г.	2019 г.	2020 г.
<b>Стопански в т.ч.:</b>	<i>хил. м<sup>3</sup>/год.</i>	<b>27 535</b>	<b>27 717</b>	<b>28 395</b>
<i>с равномерно потребление</i>	<i>хил. м<sup>3</sup>/год.</i>	14 918	15 047	15 177
<i>с неравномерно потребление</i>	<i>хил. м<sup>3</sup>/год.</i>	12 617	12 670	13 219
<b>Битови</b>	<i>хил. м<sup>3</sup>/год.</i>	<b>6814</b>	<b>7314</b>	<b>7814</b>
<b>Общо:</b>	<i>хил.м<sup>3</sup>/год.</i>	<b>34 349</b>	<b>35 031</b>	<b>36 209</b>

*Прогнозен брой клиенти*

*Таблица № 7*

Групи клиенти	Мярка	2018 г.	2019 г.	2020 г.
<b>Стопански в т.ч.:</b>	<i>бр.</i>	<b>895</b>	<b>916</b>	<b>937</b>
<i>с равномерно потребление</i>	<i>бр.</i>	82	87	92
<i>с неравномерно потребление</i>	<i>бр.</i>	813	829	845
<b>Битови</b>	<i>бр.</i>	<b>8352</b>	<b>8936</b>	<b>9520</b>
<b>Общо:</b>	<i>бр.</i>	<b>9247</b>	<b>9852</b>	<b>10 457</b>

За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по групи клиенти на възвръщаемостта и разходите за експлоатация, поддръжка на ГРМ и снабдяване с природен газ (УПР) и коефициенти за разпределяне по групи клиенти на разходите, зависещи от количеството пренесен/доставен природен газ, поотделно за дейностите разпределение и снабдяване с природен газ от краен снабдител.

Коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и разходите за експлоатация и поддръжка на ГРМ отчитат дела на дълготрайните материални активи на газоразпределителната мрежа на съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните материални активи. Стойността на активите, обслужващи потребителските групи, се разпределя чрез дела на прогнозния сумарен часов разход на съответната

групата в общия прогнозен сумарен часов разход. Стойностите на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ за стопанските клиенти намаляват от 0,720 за 2018 г. на 0,710 за 2020 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,280 за 2018 г. на 0,290 за 2020 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на базата на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойностите на коефициента за стопанските клиенти намаляват от 0,097 за 2018 г. на 0,090 за 2020 г., а за битовите клиенти се увеличават от 0,903 за 2018 г. на 0,910 за 2020 г.

Коефициентът за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчита дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойностите на коефициента за стопанските клиенти намаляват през регулаторния период от 0,802 за 2018 г. на 0,784 за 2020 г., а за битовите клиенти се увеличават от 0,198 за 2018 г. на 0,216 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 от НРЦПГ 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, 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.

**4.2.1. Компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, при клиенти снабдявани със сгъстен природен газ.**

Съгласно чл. 19а от НРЦПГ, в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със сгъстен природен газ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента по чл. 19, ал. 2 от НРЦПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ.

Предложените от „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени за снабдяване с природен газ в цената за продажба на природен газ от краен снабдител за обособена територия „Добруджа“ и територията на общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, са посочени в Таблица № 8:

Цени за пренос през ГРМ и снабдяване с природен газ

Таблица № 8

Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени за разпределение (лв./1000 м <sup>3</sup> )	Пределни цени за снабдяване (лв./1000 м <sup>3</sup> )
<b>Стопански</b>		
<b>С равномерно потребление</b>		
до 10 000 м <sup>3</sup> /Год. вкл.	196,31	4,84
от 10 001 до 20 000 м <sup>3</sup> /Год. вкл.	187,77	4,84
от 20 001 до 50 000 м <sup>3</sup> /Год. вкл..	173,45	4,84
от 50 001 до 100 000 м <sup>3</sup> /Год. вкл..	158,74	4,84
от 100 001 до 200 000 м <sup>3</sup> /Год. вкл.	153,39	4,84
от 200 001 до 500 000 м <sup>3</sup> /Год. вкл.	140,33	4,84
от 500 001 до 1 000 000 м <sup>3</sup> /Год. вкл.	135,84	4,84
над 1 000 001 м <sup>3</sup> /Год.	97,78	4,84
<b>С неравномерно потребление</b>		
до 10 000 м <sup>3</sup> /Год. вкл..	243,57	5,45
от 10 001 до 20 000 м <sup>3</sup> /Год. вкл..	230,59	5,45
от 20 001 до 50 000 м <sup>3</sup> /Год. вкл.	217,56	5,45
от 50 001 до 100 000 м <sup>3</sup> /Год. вкл.	212,29	5,45

от 100 001 до 200 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	204,60	5,45
от 200 001 до 500 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	198,86	5,45
от 500 001 до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	192,00	5,45
над 1 000 001 м <sup>3</sup> /год.	172,74	5,45
<b>Битови</b>	<b>251,41</b>	<b>17,38</b>

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

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ е в размер на 303,59 лв./1000 м<sup>3</sup> за всички групи клиенти на територията на община Тервел.

Предложените от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване цени са в съответствие с инвестиционната и производствената програма на дружеството, заложи в бизнес плана за периода 2018-2020 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 заявения максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Разходите, при образуването на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството се делят на условно-постоянни и променливи. Условно-постоянните разходи включват: издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на екзекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване.

Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход, включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Предложените от „Аресгаз“ ЕАД цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена „Добруджа“ и територията на общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг са посочени в Таблица № 9:

*Цени за присъединяване*

*Таблица № 9*

Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени (лв./клиент)
Стопански:	
с максимален часов разход до 25 м <sup>3</sup> вкл.	1355
с максимален часов разход до 70 м <sup>3</sup> вкл.	1560
с максимален часов разход до 400 м <sup>3</sup> вкл.	2025
с максимален часов разход до 2000 м <sup>3</sup> вкл.	3200
с максимален часов разход над 2000 м <sup>3</sup>	3840
Битови	485

Цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, не се дължат от клиентите на „Аресгаз“ ЕАД за територията на община Тервел, тъй като газоразпределителната мрежа на лицензианта не е присъединена към газопреносната мрежа.

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. 19а, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

### **КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**Р Е Ш И :**

**I. Утвърждава, считано от 01.01.2018 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за регулаторен период от 2018 до 2020 г., както следва:**

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

**1.1. За стопански клиенти:**

***С равномерно потребление***

- до 10 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	196,31 лв./1000 нм <sup>3</sup> (18,45 лв./MWh);
- от 10 001 до 20 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	187,77 лв./1000 нм <sup>3</sup> (17,65 лв./MWh);
- от 20 001 до 50 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	173,45 лв./1000 нм <sup>3</sup> (16,30 лв./MWh);
- от 50 001 до 100 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	158,74 лв./1000 нм <sup>3</sup> (14,92 лв./MWh);
- от 100 001 до 200 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	153,39 лв./1000 нм <sup>3</sup> (14,42 лв./MWh);
- от 200 001 до 500 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	140,33 лв./1000 нм <sup>3</sup> (13,19 лв./MWh);
- от 500 001 до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	135,84 лв./1000 нм <sup>3</sup> (12,77 лв./MWh);
- над 1 000 001 куб.м/год.	97,78 лв./1000 нм <sup>3</sup> (9,19 лв./MWh);

***С неравномерно потребление***

- до 10 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	243,57 лв./1000 нм <sup>3</sup> (22,89 лв./MWh);
- от 10 001 до 20 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	230,59 лв./1000 нм <sup>3</sup> (21,67 лв./MWh);
- от 20 001 до 50 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	217,56 лв./1000 нм <sup>3</sup> (20,45 лв./MWh);
- от 50 001 до 100 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	212,29 лв./1000 нм <sup>3</sup> (19,95 лв./MWh);
- от 100 001 до 200 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	204,60 лв./1000 нм <sup>3</sup> (19,23 лв./MWh);
- от 200 001 до 500 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	198,86 лв./1000 нм <sup>3</sup> (18,69 лв./MWh);
- от 500 001 до 1 000 000 м <sup>3</sup> /год. вкл.	192,00 лв./1000 нм <sup>3</sup> (18,05 лв./MWh);
- над 1 000 001 м <sup>3</sup> /год.	172,74 лв./1000 нм <sup>3</sup> (16,23 лв./MWh);

**1.2. Битови**

251.41 лв./1000 нм<sup>3</sup> (23,63 лв./MWh);

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

**Необходими годишни приходи:** за 2018 г. – 6740 хил. лв., за 2019 г. – 6405 хил. лв., за 2020 г. – 6100 хил. лв.;

**Количества природен газ:** за 2018 г. – 34 349 хил. нм<sup>3</sup>/г., за 2019 г. – 35 031 хил. нм<sup>3</sup>/г., за 2020 г. – 36 209 хил. нм<sup>3</sup>/г.

**Норма на възвръщаемост на капитала – 10,04%.**

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

**3.1. За стопански клиенти:**

- С равномерно потребление	348,06 лв./1000 нм <sup>3</sup> (32,71 лв./MWh);
- С неравномерно потребление	348,67 лв./1000 нм <sup>3</sup> (32,77 лв./MWh);

**3.2. За битови клиенти** 360,60 лв./1000 нм<sup>3</sup> (33,89 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) - 343,22 лв./1000 нм<sup>3</sup> (32,26 лв./MWh);**

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

**4.2.1. За стопански клиенти**

<i>С равномерно потребление</i>	4,84 лв./1000 нм <sup>3</sup> (0,45 лв./MWh);
<i>С неравномерно потребление</i>	5,45 лв./1000 нм <sup>3</sup> (0,51 лв./MWh);

**4.2.2. За битови клиенти** 17,38 лв./1000 нм<sup>3</sup> (1,63 лв./MWh).

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

**Необходими годишни приходи:** за 2018 г. – 260 хил. лв., за 2019 г. – 269 хил. лв., за 2020 г. – 280 хил. лв.,

**Количества природен газ:** за 2018 г. – 34 349 хил. нм<sup>3</sup>/г., за 2019 г. – 35 031 хил. нм<sup>3</sup>/г., за 2020 г. – 36 209 хил. нм<sup>3</sup>/г.

**Норма на възвръщаемост на капитала** – 10,04%.

**5. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, снабдявани със сгъстен природен газ за територията на община Тервел:**

**5.1. За стопански клиенти:**

С равномерно потребление 651,65 лв./1000 нм<sup>3</sup> (61,25 лв./MWh);

С неравномерно потребление 652,26 лв./1000 нм<sup>3</sup> (61,30 лв./MWh);

**5.2. За битови клиенти** 664,19 лв./1000 нм<sup>3</sup> (62,42 лв./MWh).

**6. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Тервел:**

**6.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на годината) -** 343,22 лв./1000 нм<sup>3</sup> (32,26 лв./MWh);

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

**6.2.1. За стопански клиенти**

С равномерно потребление 4,84 лв./1000 нм<sup>3</sup> (0,45 лв./MWh);

С неравномерно потребление 5,45 лв./1000 нм<sup>3</sup> (0,51 лв./MWh);

**6.2.2. За битови клиенти** 17,38 лв./1000 нм<sup>3</sup> (1,63 лв./MWh).

**6.3. Ценова компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ:** 303,59 лв./1000 нм<sup>3</sup> (28,53 лв./MWh);

**7. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия Добруджа с включени територии на общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, както следва:**

**7.1. За стопански клиенти:**

- с максимален часов разход до 25 нм<sup>3</sup>/час вкл. 1355 лв.;

- с максимален часов разход до 70 нм<sup>3</sup>/час вкл. 1560 лв.;

- с максимален часов разход до 400 нм<sup>3</sup>/час вкл. 2025 лв.;

- с максимален часов разход до 2000 нм<sup>3</sup>/час вкл. 3200 лв.;

- с максимален часов разход над 2000 нм<sup>3</sup>/час 3840 лв.;

**7.2. Битови клиенти** 485 лв.

**II. Крайните клиенти на дружеството, с изключение на клиентите на територията на община Тервел, заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.**

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

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**РОСИЦА ТОТКОВА**