



Вх. №...../.....2020 г.

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 от „Правецгаз 1” АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи на територията на община Правец, за регулаторен период 2021 – 2025 г.*

**УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-37-14 от 28.09.2020 г. от „Правецгаз 1” АД, с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителна мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към ГРМ на територията на община Правец.

След извършена проверка на подаденото заявление и представените от дружеството документи по реда на чл. 28, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-37-14 от 07.10.2020 г. е изискано от „Правецгаз 1” АД да предостави следните допълнителни данни и документи: заявление за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ“ с посочени стойности на цените и техния регулаторен период; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи, подписана от заявителя съгласно чл. 27а от НРЦПГ; доказателства за оповестяване в средствата за масово осведомяване на предложението за цени по смисъла на чл. 36а от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 33 от НРЦПГ; подробна обосновка на разходите с посочени параметри и алгоритъм за прогнозиране; електронен модел на предложените от „Правецгаз 1” АД цени и копия от сключени договори за наем на офиси и складови бази. С писмо с вх. № Е-15-37-14 от 14.10.2020 г. заявителят е представил изисканите данни и документи, както и преработено заявление с вх. № Е-15-37-14 от 14.10.2020 г. с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към ГРМ на територията на община Правец, за регулаторен период 2021 – 2025 г.

Със Заповед № 3-Е-196 от 16.10.2020 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проучване на заявлението от финансово-икономическа и правна страна и приложенията към него за установяване основателността на искането за утвърждаване на цени за пренос на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен

снабдител и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ, като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Правецгаз 1” АД за одобряване на бизнес план.

**Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, се установи следното:**

„Правецгаз 1” АД е титуляр на лицензия № Л-197-08 от 24.01.2006 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и лицензия № Л-197-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за територията на община Правец, със срок до 24.01.2041 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 ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-40 от 30.11.2016 г. Комисията е утвърдила на „Правецгаз 1” АД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ, както и цени за присъединяване към ГРМ на територията на община Правец, за регулаторен период от 2016 г. до 2020 г. включително. С Решение № Ц-33 от 15.12.2017 г. Комисията е утвърдила на „Правецгаз 1” АД, считано от 01.01.2018 г., цени за пренос на природен газ през ГРМ, в резултат на корекция съгласно чл. 25, ал. 2, т. 3 от НРЦПГ, с разликата между прогнозните и отчетените от дружеството инвестиции в нетекущи активи за 2016 г.

„Правецгаз 1” АД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копие на съобщението, публикувано във вестник „Правешки глас“, бр. 30 (806) от 01.09.2020 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на договор № 389-214 от 02.07.2020 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от 07:00 часа на 01 януари 2021 г. до 07:00 часа на 01 януари 2022 г., с възможност срокът на действие да се удължи с допълнително споразумение между двете страни.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР 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. Групите клиенти се утвърждават от Комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

През новия регулаторен период „Правецгаз 1” АД не предвижда промяна на тарифната структура, която се състои от три групи клиенти: промишлени; обществено-административни и търговски (ОАТ) и битови.

Предложената от дружеството тарифна структура е в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

### **1. Регулаторен период**

„Правецгаз 1” АД е предложило регулаторен период на цените с продължителност от 5 години (от 2021 г. до 2025 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. Предложеният регулаторен период ще даде възможност на дружеството да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в представения за одобрение бизнес план за периода 2021 – 2025 г.

Предвид горното, предложеният от „Правецгаз 1” АД регулаторен период на цените от 5 години е в съответствие с нормативните разпоредби на НРЦПГ.

## 2. Необходими приходи

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

*Дейност „разпределение на природен газ”*

*Таблица № 1*

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	хил. лв.	33	32	30	29	28
ОАТ	хил. лв.	209	210	204	205	205
Битови	хил. лв.	99	113	125	138	152
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>341</b>	<b>354</b>	<b>358</b>	<b>372</b>	<b>385</b>

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

*Таблица № 2*

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	хил. лв.	1	1	1	1	1
ОАТ	хил. лв.	8	8	8	8	8
Битови	хил. лв.	22	22	23	23	23
<b>Общо:</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>32</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 разходи (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. Общите разходи за периода, разпределени по дейности, са представени в Таблица № 3:

*Общо разходи по дейности*

*Таблица № 3*

Наименование	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Общо	%
<b>Общо разходи по дейности, в т.ч.</b>	<b>хил. лв.</b>	<b>314</b>	<b>325</b>	<b>327</b>	<b>339</b>	<b>350</b>	<b>1655</b>	<b>100%</b>
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	288	299	301	312	323	1522	92%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	26	26	27	27	27	133	8%

Според представената обосновка разходите за дейността са формирани за петгодишен период при цени към момента на изготвяне на бизнес плана въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи; отчетна и балансова стойност на ГРМ и брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите.

Годишните разходи са групирани по икономически елементи, като във всяка група са изброени детайлно всички конкретни видове разходи. УПР, които не зависят от количествата природен газ, са прогнозираны по години без отчитане на инфлация за периода. В разходите за текущ и аварийен ремонт са посочени само разходите за ремонт, които не водят до увеличаване на стойността на активите. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозираните количества природен газ и съответните разходни норми. За

нуждите на ценообразуването разходите са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности и съответните им отчетни и прогнозни стойности на годишна база.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Правецгаз 1” АД 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 92% от общия обем разходи и се увеличават от 288 хил. лв. през 2021 г. на 323 хил. лв. през 2025 г.

**Условно-постоянните разходи** представляват 98% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“ и се увеличават от 283 хил. лв. през 2021 г. на 317 хил. лв. през 2025 г. Те са разделени, както следва:

*Разходи за материали* представляват 15,4% от УПР за дейността и нарастват през регулаторния период от 41 хил. лв. през 2021 г. на 52 хил. лв. през 2025 г. Те включват следните разходи:

- *разходи за материали за текущо поддържане*, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ. Прогнозирани са като процент от стойността на вече изградените линейни участъци за 2019 г., като е отчетено и въвеждането на новите линейни участъци. Размерът им нараства от 33 хил. лв. през 2021 г. на 44 хил. лв. през 2025 г.;

- *разходи за гориво за транспорт*, планирани на база среден разход на километър изградена ГРМ на база отчетни данни за 2019 г. Размерът им нараства от 4,09 хил. лв. през 2021 г. на 4,49 хил. лв. през 2025 г.;

- *разходи за работно облекло*, прогнозирани на база персонал, за закупуване на лятно и зимно облекло, като размерът им от 1000 лв. на година остава непроменен през регулаторния период;

- *разходи за канцеларски материали*, прогнозирани на база брой персонал, като размерът им от 2000 лв. на година остава непроменен през регулаторния период.

*Разходите за външни услуги* представляват 17,5% от УПР и нарастват от 52 хил. лв. през 2021 г. на 53 хил. лв. през 2025 г., като включват:

- *разходи за застраховки на ГРМ*, вкл. имуществена застраховка „Индустиален пожар”, „Кражба чрез взлом”, Гражданска застраховка юридически лица, планирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи (ДМА);

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база нормативната уредба и извършени разходи през предходната година, 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 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година и 0,02% от планираните инвестиции;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в т.ч. и разходи за софтуерно и счетоводно обслужване, по 167 лв./месец или 2000 лв. в годишен аспект, планирани спрямо отчетни данни за 2019 г., като размерът им остава непроменен през разглеждания петгодишен период;

- *абонаментно поддържане*, включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозирани са в зависимост от дължината на обслужваната мрежа;

- *разходи за наеми*, прогнозирани въз основа на отчетни данни за 2019 г., като включват наем на офис и разходите за вода и ел. енергия. Представен е сключен договор за наем на офис. Размерът им от 5000 лв. на година остава непроменен през разглеждания период, тъй като заявителят не предвижда наемане на допълнителни офисни площи.

- *разходи за проверка на уреди*, определени за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански и битови клиенти при съответната периодичност на проверките;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани на база отчетни данни за 2019 г., като процент от стойността на приходите за съответната дейност, в размер на 7 хил. лв. за всяка от годините на регулаторния период.

*Разходите за амортизации* представляват 22,5% от УПР, като се увеличават от 61 хил. лв. през 2021 г. на 75 хил. лв. през 2025 г. и са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и по години, както и начина на формиране на амортизационните суми за всеки период, общата начислена амортизация за всяка година и балансовата стойност на активите към края на годината. В направено от заявителя обобщение на амортизационните планове на видовете активи са показани отчетната стойност на активите, годишната амортизационна квота, начислената до съответния период амортизация и балансовите стойности.

*Разходите за заплати и възнаграждения* представляват 31,4% от УПР и нарастват от 91 хил. лв. през 2021 г. до 97 хил. лв. през 2025 г. Тези разходи включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозирани са въз основа на средния разход за заплати на човек за 2019 г. и броя на персонала, който за периода е 5 човека (инженерно-технически персонал, административен персонал и работници), в т.ч. 1 управител.

Предвидено е броят на персонала в края на регулаторния период на цените да се увеличи с 2 до 3 човека, или общо 6 души за дейността. Увеличението на персонала е във връзка с очакваното нарастване на документооборота, свързано с привличането и присъединяването на битови клиенти, както и на техническото обслужване на новоизградена ГРМ.

*Разходите за социални осигуровки* представляват 71% от УПР, като нарастват от 20 хил. лв. през 2021 г. на 22 хил. лв. през 2025 г. и включват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда (КТ) за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Сумата е обвързана с прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки, като са използвани отчетни данни за 2019 г.

*Социалните разходи* представляват 4,2% от УПР, като нарастват от 12 хил. лв. през 2021 г. на 13 хил. лв. през 2025 г., прогнозирани въз основа на средните разходи, отчетени на човек за отчетната 2019 г. и броя на персонала за регулаторния период.

*Други разходи* представляват 2% от УПР, прогнозирани в размер на 6 хил. лв. годишно, като остават непроменени през регулаторния период и включват:

- *разходи за охрана на труда (трудова медицина)*, прогнозирани като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност и средния годишен разход през базовата година по 167 лв./служител/година или 1000 лв. в годишен аспект;

- *разходи, произтичащи от задължения по нормативни актове*, в размер на 1000 лв. за всяка една от годините на регулаторния период;

- *разходи за командировки и обучение на персонала*, прогнозирани в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност през предходната година в размер на 351 лева/служител/година средно за периода;

*Променливите разходи* представляват 1,8% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“ и нарастват през регулаторния период от 5 хил. лв. за 2021 г. на 6 хил. лв. за 2025 г. Тези разходи са пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ и включват: *разходи за одорант*, изчислени с разходна норма от 25 mg/MWh природен газ, в зависимост от планираните за продажба количества природен газ и *разходи за материали за текущо поддържане*.

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

Тези разходи представляват 8% от общия обем разходи и включват само условно-постоянни разходи, тъй като не са планирани променливи разходи. Разходите за дейността нарастват от 26 хил. лв. през 2021 г. на 27 хил. лв. през 2025 г. УПР представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и са разпределени по икономически елементи, както следва:

*Разходите за материали* са с относителен дял от 8,3% и са в размер на 2 хил. лв., които остават непроменени през регулаторния период, като включват: разходи за гориво за транспорт в размер на 2 хил. лв., планирани на база среден разход на километър изградена ГРМ на база отчетни данни за 2019 г.

*Разходите за външни услуги* представляват 18,9% от разходите за дейността, планирани в размер на 5 хил. лв. годишно, като размерът им остава непроменени през регулаторния период и включват следните разходи:

- *разходи за застраховки* на наличните автомобили за „Гражданска отговорност“ и „Каско“ в размер на 1000 лв. за всяка една година от регулаторния период;

- *пощенски разходи* и разходи за *телефони и абонаменти*, прогнозирани на база отчетните данни за 2019 г., като разходите за абонаменти включват разходи за софтуерно и счетоводно обслужване в размер на 1000 лв. за всяка една година от регулаторния период;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани на база отчетни данни за 2019 г. като процент от стойността на приходите за съответната дейност, в размер на 3 хил. лв. за всяка от годините на регулаторния период;

*Разходите за амортизации* представляват 2,8% от разходите, предвидени за дейността, в размер на 1000 лв. за всяка от годините на регулаторния период;

*Разходите за заплати и възнаграждения* са с относителен дял 35,8% от разходите за дейността, като размерът им нараства от 9 хил. лв. през 2021 г. на 10 хил. лв. през 2025 г. Според дружеството тези разходи са планирани въз основа на разхода за заплати за базовата година и прогнозата за назначаване на 1 човек през регулаторния период.

*Разходите за социални осигуровки* представляват 7,95% от разходите за дейността, като размерът им от 2 хил. лв. остава непроменен през регулаторния период. Те включват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по КТ за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Сумата е обвързана с прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки, като са използвани отчетни данни за 2019 г.

*Други разходи*, с относителен дял 26,4% от общия обем на разходите за дейността, планирани в размер на 6 хил. лв. годишно през целия регулаторен период и включват: *разходи за командировки и обучение на персонала*, прогнозирани в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност през предходната година – в размер на 1000 лв./служител/година и *други разходи*, в т.ч. разходи за поддържане на система за фактуриране.

През регулаторния период 2021 – 2025 г. дружеството не планира променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ“, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и по икономически елементи, както и въз основа на представените от дружеството обосновки и доказателства за разходите е видно, че те са свързани с изпълнението на лицензионните дейности и може да се направи извода, че са икономически обосновани.

## **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 представени, съответно в Таблицы № 4 и № 5:

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

*Таблица № 4*

№	Позиция	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	891	927	959	993	1022
2.	Балансова стойност на ДНА	3	2	2	1	1
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	55	58	56	52	43
4.	Необходим оборотен капитал	28	29	30	30	31
5.	Регулаторна база на активите	867	901	935	973	1011
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	6,16%	6,16%	6,16%	6,16%	6,16%
7.	Възвръщаемост	53	55	58	60	62
8	Разходи, в т.ч.:	288	299	301	312	323
8.1.	УПР	283	293	295	306	317
8.2.	Променливи разходи	5	5	5	6	6

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

*Таблица № 5*

№	Позиция	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	7	6	5	4	4
2.	Необходим оборотен капитал	66	68	69	71	72
3.	Регулаторна база на активите	73	74	74	75	76
4.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	6,16%	6,16%	6,16%	6,16%	6,16%
5.	Възвръщаемост	4	5	5	5	5
6.	Разходи, в т.ч.:	26	26	27	27	27
6.1.	УПР	26	26	27	27	27

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като 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 2021 – 2025 г. са в размер на 516 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 418 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 99 хил. лв.

### **2.3. Норма на възвръщаемост на капитала**

Като източник на финансиране дружеството предвижда използването на собствени парични средства, акумулирани от дейността му. Реинвестираните парични средства за всяка година са представени като сума от получената нетна печалба от текущия период и амортизационните отчисления за същия период.

Предложената от „Правецгаз 1“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2025 г. е в размер на 6,16%, която е изчислена при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,54%, при отчитане на данъчните задължения.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието.

Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент  $\beta$  за страните-членки от Европейския съюз, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка

степената на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business<sup>1</sup> и на Българската народна банка (БНБ)<sup>2</sup>. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Правецгаз 1” АД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент  $\beta$ , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Правецгаз 1” АД е използван безлостов коефициент  $\beta$  (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,74 за 2020 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При преобразуването на безлостовия коефициент в лостов, същият запазва размера си от 0,74, предвид капиталовата структура на дружеството и факта, че то не възнамерява да използва привлечени средства.

Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,03%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,23%) и премията за специфичния за държавата риск (2,80%) по актуализирани данни от месец юли 2020 г. от горепосочения източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Република България. Премията е в размер на 0,2706%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период септември 2019 г. – август 2020 г. Дружеството не планира да ползва привлечен капитал.

При прилагане на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала се получава в размер на 6,94%, при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост 6,25%, с отчитане на данъчните задължения, като получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството.

Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Правецгаз 1” АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,16%, при 100% собствен капитал и 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*

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	MWh/год.	3358	3358	3358	3358	3358
ОАТ	MWh/год.	12 161	12 422	12 684	12 945	13 207
Битови	MWh/год.	7011	7242	7473	7704	7935
<b>Общо:</b>	MWh/год.	<b>22 530</b>	<b>23 023</b>	<b>23 515</b>	<b>24 008</b>	<b>24 500</b>

*Прогнозен брой клиенти* *Таблица № 7*

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	бр.	6	6	6	6	6
ОАТ	бр.	186	190	194	198	202
Битови	бр.	759	784	809	834	859
<b>Общо:</b>	<b>бр.</b>	<b>951</b>	<b>980</b>	<b>1009</b>	<b>1038</b>	<b>1067</b>

<sup>1</sup><http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

<sup>2</sup><http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>



За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по групи клиенти на възвръщаемостта и разходите за експлоатация, поддръжка и снабдяване и коефициентите за разпределяне по групи клиенти на разходите, зависещи от количеството пренесен/доставен природен газ.

За дейността разпределение на природен газ, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на ДМА за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА.

Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променя през периода, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,095 през 2021 г. на 0,072 през 2025 г., за общественно-административните и търговски клиенти също намалява от 0,614 през 2021 г. на 0,532 през 2025 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,291 през 2021 г. на 0,396 през 2025 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента се променя през периода и е както следва: за промишлените клиенти намалява от 0,027 през 2021 г. на 0,025 през 2025 г., за общественно-административните и търговски клиенти намалява от 0,246 през 2021 г. на 0,241 през 2025 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,726 през 2021 г. на 0,734 през 2025 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. Стойността на активите, обслужващи трите основни клиентски групи, се разпределя чрез дела на максималния часов разход на групата в общия максимален часов разход. Към нея се добавя стойността на активите, свързани с обслужването само на съответната група клиенти. Стойността на коефициента се променя през периода както следва: за промишлените намалява от 0,149 през 2021 г. на 0,137 в края на периода 2025 г., за общественно-административните и търговски клиенти намалява от 0,540 през 2021 г. на 0,539 през 2025 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,311 през 2021 г. на 0,324 през 2025 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат: дела на ДМА на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи; броя клиенти от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент; както и дела на годишното потребление на природен газ на съответната група клиенти в общото потребление.

#### **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 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 от НРЦПГ.

Предложените от „Правецгаз 1“ АД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Правец, са посочени в Таблица № 8:

**Цени за пренос през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ****Таблица № 8**

Групи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Промислени	9,03	0,24
ОАТ	16,32	0,60
Битови	16,66	3,05

*Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС и акциз.*

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-37-14 от 14.10.2020 г. от „Правецгаз 1” АД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените от „Правецгаз 1” АД за утвърждаване цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложен в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2021 – 2025 г.

#### **4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа**

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към ГРМ 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 образуване на цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството се делят на УПР и променливи разходи. УПР 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 и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Заявителят е предложил цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Правец да останат непроменени спрямо предходния период, като същите са посочени в Таблица № 9:

**Цени за присъединяване****Таблица № 9**

Групи клиенти	Цени (лв./клиент)
Промислени	2630
ОАТ	2150
Битови	400

Предложените цени за присъединяване към ГРМ на лицензионната територия на заявителя са формирани на база подробно представени разходи по групи клиенти в съответствие с НРЦПГ.

**Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 ал. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и ал. 6, чл. 44, чл. 45, чл. 50 и чл. 51 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, предлагаме Комисията да обсъди и вземе следните**

### **РЕШЕНИЯ:**

- 1. Да приеме настоящия доклад и проекта на решение;**

2. Да определи дата, час и място за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията. Откритото заседание да бъде проведено по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране;

3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи „Правецгаз 1” АД или други упълномощени от тях представители на дружеството;

4. Да определи дата, час и място за провеждане на обществено обсъждане на проекта на решение по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията. Общественото обсъждане да бъде проведено по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т. 1 заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

6. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по проекта на решение.