



## РЕШЕНИЕ

№ Ц – 28

от 30.12.2022 г.

### КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 30.12.2022 г., като разгледа подаденото от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Елин Пелин, доклад с вх. № Е-Дк-2133 от 25.11.2022 г., както и събраните данни от проведените на 08.12.2022 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-15-46-1008 от 30.09.2022 г. от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД, с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Елин Пелин, за регулаторен период 2023 – 2027 г. Със Заповед № 3-Е-1192 от 06.10.2022 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши анализ на заявлението за утвърждаване на цени, при съобразяване на данните от заявление на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД за одобряване на бизнес план за периода 2023 – 2027 г. След извършена проверка на заявлението и приложенията към него 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. № 15-46-1008 от 07.10.2022 г. е изискано „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД да представи: подробна обосновка за начина на прогнозиране на разходите за експертни и одиторски услуги; обосновка за начина на прогнозиране на разходите за наем, предвид представените копия на договори за наем, както и да посочи дали в представените информация и документи, част от административната преписка, се съдържа търговска тайна и ако се съдържа такава – да посочи съответните информация/документи или тази част от тях, в която се съдържа, като обоснове по какъв начин разкриването на информацията би могло да навреди сериозно на дружеството или на негов служител. С писмо с вх. № 15-46-1008 от 14.10.2022 г. дружеството е предоставило изисканите данни и информация.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-2133 от 25.11.2022 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 2 от Протокол № 336 от 02.12.2022 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 08.12.2022 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е заявил, че няма забележки по доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е посочил, че няма забележки по проекта на

решение. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД за територията на община Елин Пелин, в КЕВР не са постъпили становища.

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

„Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е титуляр на лицензия № Л-393-08 от 17.09.2012 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-393-12 от 17.09.2012 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Елин Пелин, издадени за срок от 35 (тридесет и пет) години.

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 ГРМ подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-41 от 29.12.2017 г. Комисията е утвърдила на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на община Елин Пелин с продължителност на регулаторния период от 2018 г. до 2022 г.

„Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е представило информация за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копие на съобщението, публикувано във вестник „Елин Пелин“, бр. 8 от м. август 2022 г., съгласно чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № (...) от (...) за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД. Срокът на действие на договора е от 07:00 часа на (...) до 07:00 часа на (...), като той може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от 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).

За новия регулаторен период заявителят не предвижда промяна на утвърдената от КЕВР тарифна структура. В зависимост от целите, за които клиентите ползват природен газ, дружеството е диференцирало следните основни групи клиенти: *промишлени, обществено-административни и търговски (ОАиТ) и битови*, като промишлените клиенти са разделени на две подгрупи, в зависимост от годишната консумация, в енергийни единици: до 5000 MWh и над 5000 MWh.

Предлаганата тарифната структура на клиентите на дружеството за регулаторен период 2023 – 2027 г. е изготвена в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ и е съобразена с характеристиките на потребление на съществуващите и бъдещи клиенти на природен газ на територията на община Елин Пелин.

### **1. Регулаторен период**

„Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД предлага регулаторният период на цените да бъде с продължителност 5 години (от 2023 до 2027 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 с продължителност от 5 години ще даде възможност на дружеството да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в представения за одобрение бизнес план за периода 2023 – 2027 г.

## 2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани по години за регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по години, групи клиенти и дейности, са представени в таблици № 1 и 2:

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

*Таблица № 1*

Клиенти	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	221	255	280	286	288
ОАиГ	153	182	216	224	234
Битови	781	801	863	903	928
<b>Общо:</b>	<b>1155</b>	<b>1239</b>	<b>1359</b>	<b>1413</b>	<b>1450</b>

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

*Таблица № 2*

Клиенти	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	44	45	46	47	49
ОАиГ	29	29	29	29	29
Битови	184	183	184	183	181
<b>Общо:</b>	<b>257</b>	<b>257</b>	<b>259</b>	<b>259</b>	<b>259</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 и по години, са представени в таблица № 3:

*Общо разходи по дейности (хил. лв.)*

*Таблица № 3*

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	Общо	%
<b>Общо разходи по дейности, в т.ч.:</b>	<b>961</b>	<b>1035</b>	<b>1126</b>	<b>1191</b>	<b>1238</b>	<b>5551</b>	<b>100%</b>
„разпределение на природен газ“	892	965	1056	1122	1171	5206	94%
„снабдяване с природен газ от краен	70	70	70	69	67	345	6%

Според представената обосновка разходите за дейностите са формирани при цени към момента на изготвянето на предложението за утвърждаване на цени. Основните фактори, които се отразяват на прогнозните стойности на разходите, са: отчетна и балансова стойност на ГРМ; брой клиенти по групи; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите; продажби на природен газ по групи клиенти.

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 прогнозирани 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 прогнозни стойности на годишна база.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

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

Тези разходи представляват 94% от общия обем разходи и се увеличават от 892 хил. лв. през 2023 г. на 1171 хил. лв. през 2027 г.

*Условно-постоянните разходи* представляват 98,8% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават от 879 хил. лв. през 2023 г. на 1158 хил. лв. през 2027 г., разделени, както следва:

*Разходите за материали* представляват 5% от УПР за дейността, изменението им е от 46 хил. лв. през 2023 г. на 60 хил. лв. през 2027 г. и включват:

- *разходи за материали за текущо поддържане* включват: резервни части за ремонт на линейната част, планирани на база дължината на мрежата и резервните части за ремонт на съоръженията, прогнозиран на база брой монтирани съоръжения;

- *разходи за работно облекло*, планирани в зависимост от броя персонал, зает с тази дейност, средно по около 400 лв./служител/година, като от 2025 г. до края на регулаторния период предвидените разходи за работно облекло се увеличават на около 500 лв./служител/година. Включват разходи за оборудване на персонала с подходящо работно облекло, с оглед безопасност на условията на труд;

- *разходи за гориво за автотранспорт*, предвидени са по 14,4 хил. лв. годишно за целия регулаторен период или по 400 лв. на месец на автомобил – 3 бр., прогнозиран на базата на необходим среден пробег на транспортно средство за обслужване на лицензионната дейност на дружеството, обвързани с прогнозната дължина на ГРМ;

- *разходи за канцеларски материали*, прогнозиран съгласно достигнатите през 2021 г. разходи, по 3200 лв. на година през регулаторния период, средно по около 20 лв./служител/месец;

*Разходите за външни услуги* представляват 8% от УПР и нарастват от 74 хил. лв. през 2023 г. на 97 хил. лв. през 2027 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, разходи за застраховки на ГРМ, вкл. имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“, на база отчетната стойност на линейната част и съоръженията, и застраховката на персонал за съответната дейност, като са прогнозиран в съответствие с направените от дружеството до момента разходи за застраховки;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозиран на база нормативна уредба и извършените през 2021 и 2022 г. разходи, в т.ч. лицензионни такси, в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по закона за енергетиката;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, средно по около 30 лв. на служител/месец през регулаторния период, планирани на база извършваните от заявителя разходи. Те включват разходи за куриерски услуги, вкл. за пратки на разходомери за проверка, писма на клиенти с просрочени задължения и др. кореспонденция, за разходи за телефони и разходи за трафик на данни при дистанционно отчитане на абонатите;

- *разходи за наем на сграда*, планирани на база годишен разход за 2022 г. и сключен между заявителя и (...) на (...) договор за отдаване под наем на недвижим имот – (...), за срок от (...). Наемната цена по цитирания договор може да бъде променяна едностранно от наемодателя, веднъж годишно, с процент, не по-малък от официалния индекс на инфлацията на Националния статистически институт, или след решение на (...). Според предоставената обосновка, размерът на планираните разходи е съобразен с предвижданата актуализация на цените по съществуващите договори, в тази връзка, за дейността „разпределение на природен газ“ дружеството е прогнозирано за първата година от регулаторния период разходи за наем в размер на (...) хил. лв., които достигат (...) хил. лв. през петата година от периода. Също така, дружеството планира да бъде наето офисно/складово помещение, като прогнозните разходи за него са съобразени с плащаните на квадратен метър до момента средства по съществуващите договори за наем;

- *разходи за проверка на уреди*, формирани на база брой задължителни за проверка уреди и пазарната цена за проверка на съответно средство за търговско измерване, като диафрагмените разходомери подлежат на проверка на всеки 4 години, а механичните разходомери и електронните коректори се проверяват през 2 години, поради което прогнозираните разходи от дружеството са различни през годините на регулаторния период, съответно – 27 хил. лв., 16 хил. лв., 25 хил. лв., 20 хил. лв. и 26 хил. лв. през последната година. Тези разходи са отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани на база извършвания от дружеството разход през 2022 г. Според дружеството, в това перо са включени разходите по договори за консултантски услуги за подготовка на надзорен одит на системата за управление на качеството, за правни консултантски услуги, за правно съдействие при обществени поръчки, за изготвяне на правни становища по конкретни казуси, както и за извършване на одиторска проверка, извършване на независим финансов одит на финансовите отчети, одиторски услуги от оторизиран експерт счетоводител, и други консултантски услуги. За дейността „разпределение на природен газ“ дружеството е прогнозирано тези разходи в размер на 8,8 хил. лв. през първата година от регулаторния период и актуализиране на цените по договорите с увеличение от по 10% годишно през следващите години от периода;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани в зависимост от средния годишен разход за предходната година, средно по около 500 лв. на месец;

- *други разходи*, планирани в размер от около 400 лв. на месец за всяка от разглежданите години.

*Разходите за амортизации* представляват 44% от УПР, като се увеличават от 352 хил. лв. през 2023 г. на 533 хил. лв. през 2027 г. Начислените разходи за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация 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.

*Разходи за заплати и възнаграждения*, с относителен дял 32% от УПР, прогнозирани съгласно нивата на възнагражденията от 2022 г., заложената стойност на заплатите на служителите за регулаторния период е средно около 2000 лв. на месец, на човек, като дружеството не предвижда назначаване на нови служители, които са 14 бр. служители за дейността „разпределение на природен газ“;

*Разходи за социални осигуровки и надбавки*, представляват 6% от УПР, размерът им се увеличава от 59 хил. лв. през 2023 г. на 69 хил. лв. през 2027 г. 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.

*Социални разходи*, планирани за периода в размер на 200 лв./служител/месец, обвързани със заложената социална програма, насочена към служителите на дружеството за осигуряване на социално-битовите и културни потребности съгласно чл. 294 от КТ.

*Други разходи*, представляват 0,6% от УПР, в размер на 6 хил. лв. за всяка от годините през регулаторния период, включват *разходи за охрана на труда* прогнозирани 345 лв./месец и за *командировки и обучения на персонала* – 1900 лв. годишно.

*Променливите разходи*, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, представляват 1,2% от общите разходи за дейността „разпределение на природен газ“, като остават непроменени през регулаторния период, в размер на около 13 хил. лв. на година, включват:

- *разходи за одорант*, планирани в съответствие с разходна норма от 2,6 mg/MWh, прогнозните количества природен газ за реализация и цената на одоранта;

- *разходи, свързани със загуби на природен газ*, прогнозирани в размер на 0,04% от планираните количества природен газ, при максимално допустима стойност 4%.

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

Тези разходи представляват 6% от общия обем разходи, като остават непроменени в размер на 70 хил. лв. годишно през периода 2023 – 2025 г., достигат 69 хил. лв. през 2026 г. и намаляват на 67 хил. лв. през последната година от регулаторния период. Условно-постоянните разходи 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:

*Разходи за материали*, с относителен дял от 7%, прогнозирани в размер от около 5 хил. лв. годишно през регулаторния период, като включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, планирани в размер на 3000 лв. годишно през регулаторния период, по 250 лв. на месец за един автомобил;

- *разходи за работно облекло*, прогнозирани в зависимост от броя персонал, средно по около 400 лв. годишно на зает служител. В дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е предвиден нает персонал от 2 души;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани в размер на средно около 740 лв. годишно.

*Разходите за външни услуги* представляват 13,3% от разходите за дейността, прогнозирани с ръст, от 8 хил. лв. през 2023 г. на 10 хил. лв. през 2027 г., като включват:

- *разходи за данъци и такси* – средно по около 3 хил. лв. годишно;

- *пощенски разходи и разходи за телефони*, прогнозирани в размер от около 1100 лв. годишно;

*разходи за наем* са разпределени пропорционално съгласно ползваната за тази дейност част от наетите от дружеството офис помещения, средно за регулаторния период (...) лв./месец, средно по около (...) лв./година или (...) лв. за първата година и достигащи (...) лв. за последната година от регулаторния период, съгласно договор от (...) за отдаване под наем на недвижим имот – (...), сключен между заявителя и (...), за срок от (...). Наемната цена по цитирания договор може да бъде променяна едностранно от наемодателя, веднъж годишно, с процент, не по-малък от официалния индекс на инфлацията на Националния статистически институт, или след решение на (...);

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани в размер на 3 хил. лв. на година от регулаторния период;

- *разходи за вода, отопление и осветление* – планирани средно по около 60 лв. на месец.

*Разходи за амортизации*, представляват 10% от разходите, предвидени за дейността, като размерът им от около 11 хил. лв. през 2023 г. намалява на 2 хил. лв. през 2027 г.

*Разходи за заплати и възнаграждения*, с относителен дял 47% от разходите за дейността, като размерът им от 31 хил. лв. през 2023 г. се увеличава на 34 хил. лв. през 2027 г. Прогнозирани въз основа на средна работна заплати и броя на персонала.

*Разходи за социални осигуровки и надбавки*, представляват 9% от разходите за дейността, като размерът им е средно около 6 хил. лв. годишно. Представляват 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.

- *социални разходи* – по 100 лв. на месец, на нает в дейността служител.

*Други разходи*, представляват 10% от разходите за дейността и включват:

- *разходи за охрана на труда*, прогнозирани като функция от броя на персонала, зает в дейността, по 300 лв./служител/година;

- *разходи за реклама и маркетинг дейност*, прогнозирани в размер на около 5000 лв. на година за всяка година от регулаторния период;

- *разходи за публикации*, при планирани 6 бр. публикации по 240 лв./бр.

Дружеството не планира променливи разходи, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, за дейността „снабдяване с природен газ” през регулаторния период 2023 – 2027 г.

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 бъде направен извод, 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 таблици № 4 и 5:

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

*Таблица № 4*

№	Позиция	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	4439	4690	5258	5080	4870
2.	Балансова стойност на ДНА	184	165	146	136	136
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	112	167	207	228	235
4.	Необходим оборотен капитал	67	69	73	76	80
<b>5.</b>	<b>Регулаторна база на активите</b>	<b>4579</b>	<b>4757</b>	<b>5270</b>	<b>5064</b>	<b>4850</b>
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%
<b>7.</b>	<b>Възвръщаемост</b>	<b>263</b>	<b>273</b>	<b>303</b>	<b>291</b>	<b>279</b>
<b>8.</b>	<b>Разходи, в т.ч.:</b>	<b>892</b>	<b>965</b>	<b>1056</b>	<b>1122</b>	<b>1171</b>
8.1.	УПР	879	953	1043	1109	1158
8.2.	Променливи разходи	13	13	13	13	13

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

*Таблица № 5*

№	Позиция	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	1	2	2	3	2
2.	Балансова стойност на ДНА	20	13	8	4	4
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0	0	0	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	3225	3251	3278	3305	3332
<b>5.</b>	<b>Регулаторна база на активите</b>	<b>3246</b>	<b>3266</b>	<b>3288</b>	<b>3312</b>	<b>3338</b>
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%	5,75%
<b>7.</b>	<b>Възвръщаемост</b>	<b>187</b>	<b>188</b>	<b>189</b>	<b>190</b>	<b>192</b>
<b>8.</b>	<b>Разходи, в т.ч.:</b>	<b>70</b>	<b>70</b>	<b>70</b>	<b>69</b>	<b>67</b>
8.1.	УПР	70	70	70	69	67
8.2.	Променливи разходи	0	0	0	0	0

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 2023 – 2027 г. са в размер на 2773 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 2328 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 445 хил. лв.

## 2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

За финансиране изграждането на газоразпределителната мрежа в община Елин Пелин

за периода 2023 – 2027 г. се предвижда използване на парични средства в размер на 2773 хил. лв. Необходимите средства на дружеството ще обезпечат целия размер на планираните инвестиции. Понастоящем, заявителят има основен капитал от 5,87 млн. лв., който е инвестиран в газопроводни мрежи и други дълготрайни активи, свързани с дейността на дружеството. Дружеството възнамерява да финансира инвестиционната си програма със собствени средства и няма да използва дългово финансиране/привлечен капитал. По този начин в структурата на капитала за целия регулаторен период делът на собствения капитал е 100%, формиран от основния капитал и натрупаната печалба/загуба за съответната година, респективно реинвестиране на печалбата и амортизационните отчисления за всяка една година от периода.

Предложената от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2023 – 2027 г., е в размер на 5,75%, която е изчислена при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост 5,17%, след данъчно облагане (корпоративен данък от 10%, съгласно Закона за корпоративното подоходно облагане).

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 степента 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 „Газоенергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД 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 „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД е използван безлостов коефициент  $\beta$  (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,51 за 2022 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на дружеството, безлостовият коефициент, при преобразуването в лостов, запазва размера си – 0,51. Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,24%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (6,01%) и премията за специфичния за държавата риск (2,23%) по актуализирани данни към 01.07.2022 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 Р България. Премията е в размер на 1,0058%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период септември 2021 г. – август 2022 г.

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

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



При прилагане на горепосочените параметри, среднопредтеглената норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се получава в размер на 5,75%, при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост 5,17%, след данъчно облагане, като получените стойности съвпадат с предложените от дружеството, предвид което предложената от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД за регулаторен период 2023 – 2027 г. среднопредтеглена норма на възвръщаемост на капитала е обоснована.

### 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	MWh/год.	16 820	17 321	17 841	18 361	18 900
ОАиТ	MWh/год.	10 142	10 212	10 280	10 346	10 411
Битови	MWh/год.	45 915	45 930	45 944	45 957	45 970
<b>Общо:</b>	<b>MWh/год.</b>	<b>72 877</b>	<b>73 462</b>	<b>74 064</b>	<b>74 664</b>	<b>75 280</b>

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Промислени	бр.	27	27	28	28	28
ОАиТ	бр.	145	150	155	160	165
Битови	бр.	3150	3310	3470	3630	3790
<b>Общо:</b>	<b>бр.</b>	<b>3322</b>	<b>3487</b>	<b>3653</b>	<b>3818</b>	<b>3983</b>

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 дълготрайните материални активи (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 се увеличава от 0,191 през 2023 г. на 0,198 през 2027 г.; за ОАиТ клиенти се увеличава от 0,132 през 2023 г. на 0,162 през 2027 г.; за битовите клиенти намалява от 0,676 през 2023 г. на 0,640 през 2027 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента се променя през периода, както следва: за промишлените клиенти се увеличава от 0,170 през 2023 г. на 0,188 през 2027 г.; за ОАиТ клиенти остава непроменен в размер на 0,113 през регулаторния период; за битовите клиенти намалява от 0,717 през 2023 г. на 0,699 през 2027 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 основните 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 клиенти се увеличава от 0,231 през 2023 г. на 0,251 през 2027 г.; за ОАиТ клиенти намалява от 0,139 през 2023 г. на 0,138 през 2027 г.; за битовите клиенти намалява от 0,630 през 2023 г. на 0,611 през 2027 г.

Предложените коефициенти 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 и са обосновани.

#### 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 „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Елин Пелин, за регулаторен период 2023 – 2027 г. са посочени в таблица № 8:

*Цени за пренос през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ*

*Таблица № 8*

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
<b>Промислени:</b>		
до 5000 MWh вкл.	15,04	2,58
над 5000 MWh	14,13	2,58
<b>ОАиТ</b>	19,44	2,84
<b>Битови</b>	18,52	3,98

*Забележка: предложените за утвърждаване цени са без начислен данък добавена стойност (ДДС) и акциз.*

С оглед гореизложеното, от анализа на представените от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД в заявление с вх. №-15-46-1008 от 30.09.2022 г. данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ. Предложените за утвърждаване от заявителя цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2023 – 2027 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; одобряване на работен проект от общината; издаване на разрешение за строеж; становища по изпълнение на газопроводното отклонение. Променливите разходи са в зависимост от максималния часови разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Заявителят е предложил следните цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Елин Пелин, посочени в таблица № 9:

## Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи и подгрупи клиенти	Цени (лв./клиент)
<b>Промислени:</b>	
до 5000 MWh вкл.	2860
над 5000 MWh	4565
<b>ОАиТ</b>	1350
<b>Битови</b>	480

Забележка: посочените цени са в лева за присъединен клиент, без начислен ДДС.

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.

**5. Информация, съдържаща се в подаденото от „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД заявление и която не следва да бъде разгласявана:**

С писмо с вх. № Е-15-46-1008 от 14.10.2022 г. „Газо-енергийно дружество Елин Пелин“ ЕООД е посочило, че като търговска и производствена тайна следва да се считат данните, свързани с цени, срокове и условия на плащане по търговски договори. Към заявлението за утвърждаване на цени „Газо-енергийно дружество Елин Пелин“ ЕООД е приложило два договора, които съдържат защитена по закон информация, а именно: Договор от (...) за отдаване под наем на недвижим имот – (...), сключен с (...) и Договор № (...) от (...) за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД. Посочените данни представляват факти и информация, свързани със стопанска дейност, чието запазване в тайна е в интерес на дружеството, за което то е взело необходимите мерки. Съгласно чл. 18 от ЗЕ не следва да бъде разгласявана информация, обявена за търговска тайна от заявителите и лицензиантите, ако нейното разгласяване би довело до нелоялна конкуренция или до застрашаване на търговския интерес на трети лица.

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

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

**I. Утвърждава, считано от 01.01.2023 г., на „Газо-енергийно дружество – Елин Пелин“ ЕООД 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 територията на община Елин Пелин, за регулаторен период от 2023 г. до 2027 г., както следва:**

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

**1.1. За промишлени клиенти:**

До 5000 MWh/год., вкл.

15,04 лв./MWh;

Над 5000 MWh/год.

14,13 лв./MWh;

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

19,44 лв./MWh;

**1.3. За битови клиенти:**

18,52 лв./MWh.

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

**Необходими годишни приходи:** за 2023 г. – 1155 хил. лв.; за 2024 г. – 1239 хил. лв.; за 2025 г. – 1359 хил. лв.; за 2026 г. – 1413 хил. лв.; за 2027 г. – 1450 хил. лв.;

**Количества природен газ:** за 2023 г. – 72 877 MWh/год.; за 2024 г. – 73 462 MWh/год.; за 2025 г. – 74 064 MWh/год.; за 2026 г. – 74 664 MWh/год.; за 2027 г. – 75 280 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,75%.

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

<b>3.1. За промишлени клиенти:</b>	148,67 лв./MWh;
<b>3.2. За обществено-административни и търговски клиенти:</b>	148,93 лв./MWh;
<b>3.3. За битови клиенти:</b>	150,07 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 съответния месец на годината):** 146,09 лв./MWh;

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

**4.2.1. За промишлени клиенти:**

До 5000 MWh/год., вкл. 2,58 лв./MWh;

Над 5000 MWh/год. 2,58 лв./MWh;

**4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти:** 2,84 лв./MWh;

**4.2.3. За битови клиенти:** 3,98 лв./MWh.

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

**Необходими годишни приходи:** за 2023 г. – 256 хил. лв.; за 2024 г. – 257 хил. лв.; за 2025 г. – 259 хил. лв.; за 2026 г. – 259 хил. лв.; за 2027 г. – 259 хил. лв.;

**Количества природен газ:** за 2023 г. – 72 877 MWh/год.; за 2024 г. – 73 462 MWh/год.; за 2025 г. – 74 064 MWh/год.; за 2026 г. – 74 664 MWh/год.; за 2027 г. – 75 280 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,75%.

**5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Елин Пелин, както следва:**

**5.1. За промишлени клиенти:**

до 5000 MWh/год. вкл. 2860 лв./клиент;

над 5000 MWh/год. 4565 лв./клиент;

**5.2. За обществено-административни и търговски клиенти:** 1350 лв./клиент;

**5.3. За битови клиенти:** 480 лв./клиент.

**II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени 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**