



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 „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад”, за регулаторен период 2021 – 2022 г.*

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-60-35 от 30.09.2020 г. от „Аресгаз“ ЕАД 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 към ГРМ за обособена територия „Запад”, за регулаторен период 2021 – 2022 г.

Със Заповед № 3-Е-180 от 06.10.2020 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проучване на заявлението от финансово-икономическа и правна страна за установяване основателността на искането 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, като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Аресгаз” ЕАД за одобряване на бизнес план.

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 и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-35 от 23.10.2020 г. е изискано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните допълнителни данни и документи: обосновка за продължителността на предложения регулаторен период 2021 – 2022 г.; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; копия на договор/и за наем на офиси за обособена територия „Запад“; подробна обосновка за начина на планиране на разходите по дейности с посочени натурални показатели (бр. персонал, л. м ГРМ, разход на гориво и др.); обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал” от електронния модел на цените, както и копие на публикацията на предложените за утвърждаване цени във в. „24 часа“, от която да е виден броя на издания вестник. С писмо с вх. № Е-15-60-35 от 30.10.2020 г., заявителят е представил изисканите данни и документи.

С писмо с вх. № Е-15-60-47 от 23.11.2020 г., заявителят е представил заявление с вх. № Е-15-60-47 от 23.11.2020 г. за утвърждаване на цени, в което подгрупите на промишлените и

обществено-административни и търговски клиенти на цените за присъединяване са посочени в енергийни единици.

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

„Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-462-08 от 18.03.2016 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-462-12 от 18.03.2016 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за срок до 25.09.2041 г.

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-34 от 18.08.2016 г. Комисията е утвърдила на „Аресгаз“ ЕАД 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 за обособена територия „Запад“, за регулаторния период от 2016 до 2020 г. включително.

„Аресгаз“ ЕАД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“, бр. 244 от 28.09.2020 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на договор № 155-214 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 01.01.2021 г. до 07:00 часа на 01.01.2022 г., като срокът на действие може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от двете страни. Към цитирания договор заявителят е представил Приложение № 13, съдържащо споразумение за защита на лични данни.

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 „Аресгаз“ ЕАД предлага тарифна структура за обособена територия „Запад“, която се състои от три групи клиенти: промишлени, обществено-административни и търговски клиенти (ОАТ), и битови.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 2 години (от 2021 до 2022 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 предложеният двегодишен регулаторен период дружеството счита, че в условията на пандемична обстановка, в която е изготвено предложението за утвърждаване на цени, средносрочните и дългосрочни прогнози са невъзможни и логически неаргументирани. Според „Аресгаз“ ЕАД е задължително процесите по прогнозиране и планиране да бъдат съобразени с тенденциите, промените и прогнозите за влияние върху икономиката, икономическите субекти и населението в световен, национален и регионален мащаб. Това налага коригиране до минимум на хоризонтите за планиране, изготвяне на коригиращи оценки за въздействие и оценка на рисковете. Очакванията на дружеството са, че регулаторен период от две години ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри, като по този начин ще се постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи реализацията на мащабни проекти, каквито са проектите за газификация, което ще бъде от полза най-вече за крайните клиенти, на които ще бъде осигурен достъп до ефективен и екологичен енергиен източник на справедлива и конкурентна цена. Според дружеството, двегодишен регулаторен

период кореспондира с променящия се и динамичен сектор, в който „Аресгаз“ ЕАД осъществява лицензионните си дейности и в който ежедневно е изложено на влиянието на систематични и демографски фактори, действащи както в икономиката като цяло, така и в лицензионните територии, с които е принудено да се съобразява и, които оказват пряко влияние върху финансово-икономическото му състояние и процесите по прогнозиране и планиране. 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. 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, да изпълнява одобрения 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.

Предложеният регулаторен период с продължителност от 2 години ще даде възможност на „Аресгаз“ ЕАД да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в представения за одобрение бизнес план за периода 2021 – 2022 г.

Предвид горното, предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените от 2 години (от 2021 до 2022 г.) 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 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. Необходимите приходи по години, разпределени по групи клиенти, за дейността „разпределение на природен газ“ са представени в Таблица № 1:

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.
Промислени	хил. лв.	2665	2636
ОАТ	хил. лв.	2123	2099
Битови	хил. лв.	5249	5238
Общо	хил. лв.	10 038	9973

Според заявителя, получените в резултат от прилагането на модела цени за дейността „разпределение на природен газ“ са на равнище, което принуждава дружеството да предложи по-ниски от резултативните, социално поносими и несъздаващи предпоставки за социално напрежение пределни цени, в подкрепа на баланса между интересите на клиентите и интересите на дружеството, съблюдавайки принципите за ефективност, оптимизиране на дейността и недопускане влошаване на финансово-икономическото си състояние. За тази цел са използвани коригиращи коефициенти на резултативните необходими годишни приходи, които ги намаляват до размер, база за предложените по-ниски цени. Използваните коригиращи коефициенти отразяват желанието на дружеството да продължи да изпълнява максимално ефективно лицензионните дейности, предлагайки цени, приемливи за крайния клиент и създаващи условия за възходящи темпове на развитие на процеса на газификация. Коригиращите коефициенти са следните: за промишлени клиенти – 60,84%; за ОА и търговски клиенти – 56,39%; за битови клиенти – 57,36%.

Коригираните необходими приходи за дейността „разпределение на природен газ“, разпределени по години и групи клиенти са представени в Таблица № 2:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 2

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.
Промислени	хил. лв.	1044	1032
ОАТ	хил. лв.	926	916
Битови	хил. лв.	2238	2234
Общо	хил. лв.	4208	4181

Дружеството може да приложи цени за разпределение и снабдяване с природен газ, пониски от определените пределни за обособена територия „Запад” във всички случаи, в които ръководството прецени, че това е икономически оправдано и целесъобразно и би допринесло за оптимизиране на дейността на дружеството.

Необходимите приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, разпределени по години и групи клиенти са представени в Таблица № 3:

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ *Таблица № 3*

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.
Промислени	хил. лв.	6	6
ОАТ	хил. лв.	6	6
Битови	хил. лв.	42	44
Общо	хил. лв.	54	56

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 № 4:

Общо разходи по дейности *Таблица № 4*

Наименование	Мярка	2021 г.	2022 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	хил. лв.	7309	7405	14 715	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	7274	7369	14 643	99,51%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	35	36	72	0,49%

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството съгласно НРЦПГ и с използване на модела „горна граница на цени“. Разходите за лицензионните дейности за регулаторния период на цените са прогнозирани въз основа на стойностите им от базовата година (отчетно-прогнозни стойности). При определянето на годишните разходи за дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” дружеството е следвало разделението на разходите в модела „горна граница на цени”. Разходите са разделени на две групи: условно-постоянните разходи (УПР), които не зависят от количествата природен газ, са прогнозирани по години без отчитане на инфлация за периода. 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, „Аресгаз“ ЕАД 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 99,51% от общия обем разходи и се увеличават от 7274 хил. лв. през 2021 г. на 7369 хил. лв. през 2022 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99,9% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“, като се променят от 7265 хил. лв. през 2021 г. на 7363 хил. лв. през 2022 г. Те са разделени, както следва:

Разходи за материали, представляват 0,09% от УПР за дейността и нарастват от 6 хил. лв. през 2021 г. на 7 хил. лв. през 2022 г. Те включват само разходи за канцеларски материали, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година.

Разходите за външни услуги представляват 15% от УПР и нарастват от 1101 хил. лв. през 2021 г. на 1113 хил. лв. през 2022 г., като включват:

- *застраховки*, прогнозирани в размер на 0,03% от стойността на нетекущите активи;
- *данъци и такси*, включващи 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, телефони и абонаменти*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година, като остават с непроменен размер от 9 хил. лв. през регулаторния период на цените;
- *абонаментно поддържане*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 940 хил. лв. за 2021 г. и 946 хил. лв. за 2022 г.;
- *въоръжена и противопожарна охрана*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 7 хил. лв. за 2021 г. и 8 хил. лв. за 2022 г.;
- *наеми*, прогнозирани в съответствие със стойността им базовата година в размер на 40 хил. лв. за 2021 г. и 42 хил. лв. за 2022 г. и сключени от заявителя договори за наем. Дружеството е представило копия на договори за наем на: офис в гр. Сандански, като е приложен и анекс № 4 от 25.03.2020 г., видно от който срокът на договора за наем се удължава от 01.04.2020 г. до 31.12.2021 г.; офис в гр. Перник с приложен анекс № 5 от 28.02.2020 г., видно от който срокът на договора за наем се удължава от 01.03.2020 г. до 31.12.2020 г., както офис в гр. София и приложен анекс № 8 от 17.02.2020 г., видно от който срокът на договора за наем се удължава от 01.04.2020 г. до 01.04.2021 г.;
- *проверка на уреди*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 38 хил. лв. за 2021 г. и 40 хил. лв. за 2022 г.;
- *съдебни разходи*, прогнозирани в размер около шестотин лева и през двете години на регулаторния период;
- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 3 хил. лв. за 2021 г. и 2022 г.;
- *вода, отопление и осветление*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 18 хил. лв. за 2021 г. и 19 хил. лв. за 2022 г.

Разходите за амортизации представляват 82% от УПР и са определени по линеен метод съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 2% от УПР и нарастват от 153 хил. лв. през 2021 г. на 161 хил. лв. през 2022 г. Според заявителя тези разходи включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година.

Разходите за социални осигуровки представляват 0,33% от УПР, като нарастват от 23 хил. лв. през 2021 г. на 25 хил. лв. през 2022 г. и включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др. Прогнозирани в съответствие със стойността им от базовата година и прогнозните стойности на разходите за заплати и възнаграждения за регулаторния период на цените.

Социални разходи, прогнозирани в размер на 1% от стойността на разходите за заплати и възнаграждения. Размерът на тези разходи е около 2 хил. лв. и остава непроменен през двете години на регулаторния период на цените.

Други разходи, представляват 0,12% от УПР, в размер на 9 хил. лв., като остават непроменени през регулаторния период и включват разходи за:

- *охрана на труда*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 5 хил. лв. за 2021 г. и за 2022 г.;
- *командировки и обучение на персонала*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 1,7 хил. лв. за 2021 г. и 1,8 хил. лв. за 2022 г.;

- *маркетинг и реклама*, прогнозиран в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 1,4 хил. лв. за 2021 г. и 1,5 хил. лв. за 2022 г.;

- *публикации*, прогнозиран в съответствие със стойността им за базовата година в размер на около 1 хил. лв. за 2021 г. и за 2022 г.

Променливите разходи представляват 0,1% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, и намаляват от 9 хил. лв. през 2021 г. на 6 хил. лв. през 2022 г. Тези разходи са пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ и включват:

- *разходи за одорант*, прогнозиран в размер на 0,37 лв./1000 м³ природен газ;

- *загуби на газ*, планирани като 0,04% от прогнозната консумация на природен газ.

Разходите за лицензионните дейности са разпределени от заявителя, както следва:

- в съотношение 90% към 10% между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са 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;

- на 100% към дейността „разпределение на природен газ“ 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;

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

Нивото на разходите за 2021 и 2022 г. е в съответствие с отчетните стойности, като влияние върху техните нива оказват и параметри като:

- брой клиенти – по отношение на стойността на разходите за канцеларски материали, разходите за пощенски разходи, телефони и абонаменти, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи;

- приходи – по отношение на разходите за данъци и такси;

- изградена ГРМ – по отношение на стойностите на разходите за абонаментно поддържане и аварийна готовност, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, разходи на маркетинг и реклама;

- нетекущи активи (ГРМ и съоръжения) – по отношение на разходите за застраховки, въоръжена и противопожарна охрана, вода, отопление и осветление;

- брой на офисите и персонала – по отношение на разходите за вода, отопление и осветление, разходите за наеми, охрана на труда, командировки и обучение на персонала;

- брой на съоръженията – по отношение на разходите за проверка на уреди;

- консумация на природен газ – по отношение на разходите за одорант, разходите за загуби на газ.

- лицензионни задължения – по отношение на разходите за публикации.

Прогнозните стойности на определящите параметри са:

- брой клиенти с натрупване – 6963 за 2021 г. и 7383 за 2022 г.;

- нетни приходи – 4255 хил. лв. за 2021 г. и 4506 хил. лв. за 2022 г.;

- изградена ГРМ с натрупване – 399 963 м за 2021 г. и 402 626 м за 2022 г.;

- нетекущи активи (ГРМ и съоръжения) с натрупване – 125 408 хил. лв. за 2021 г. и 126 004 хил. лв. за 2022 г.

- брой на офисите – еднакъв за двете години от регулаторния период – 6 бр., включително офис София;

- брой на персонала – еднакъв за двете години от регулаторния период – 9 бр., включително персонала от офис София;

- брой на съоръженията с натрупване, определени с използване на приемането „един клиент – едно съоръжение“ – 6963 за 2021 г. и 7383 за 2022 г.;

- консумация на природен газ, общо за групите клиенти – 158 686 MWh за 2021 г. и 168 188 MWh за 2022 г.

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

Тези разходи представляват 0,49% от общия обем разходи и включват само УПР, тъй като дружеството не е планирало променливи разходи. Разходите за дейността нарастват от 35 хил. лв. през 2021 г. на 36 хил. лв. през 2022 г. УПР представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността и са разпределени по икономически елементи, както следва:

Разходи за материали, с относителен дял 2%, в размер на хиляда лева годишно, който остава непроменен през регулаторния период и включват разходи за канцеларски материали, планирани съгласно достигнатите през 2019 г. разходи, средно по 60 лв./месец.

Разходите за външни услуги представляват 28% от разходите за дейността, остават непроменени в размер от около 10 хил. лв. през двете години от разглеждания период, като включват:

- *разходи за данъци и такси*, прогнозиран 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;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, средно в размер на хиляда лева годишно;

- *разходи за наеми на сграда*, планирани на база годишен разход за предходната 2020 г., в размер на 4 хил. лв. през 2021 г. и се увеличават на 5 хил. лв. през 2022 г.;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани на база годишен разход за предходната 2020 г., в размер на около 2 хил. лв. през 2021 г. и 2022 г.;

Разходите за амортизации представляват 11% от разходите, предвидени за дейността, като остават непроменени в размер 4 хил. лв. през регулаторния период и са в зависимост от планираните инвестиции;

Разходите за заплати и възнаграждения, с относителен дял 49% от разходите за дейността, като размерът им нараства от 17 хил. лв. през 2021 г. на 18 хил. лв. през 2022 г.

Разходите за социални осигуровки представляват 7,5% от разходите за дейността, като размерът им от около 3 хил. лева остава непроменен през регулаторния период. Те включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

Други разходи, с относителен дял 3% от общия обем на разходите за дейността и са в размер на хиляда лева през целия регулаторен период, като включват разходи, свързани с охрана на труда.

През регулаторния период 2021 – 2022 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 Таблици № 5 и 6:

<i>Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)</i>		<i>Таблица № 5</i>	
№	Позиция	2021 г.	2022 г.

1.	Балансова стойност на ДМА	86 062	80 628
2.	Балансова стойност на ДНА	113	97
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	2366	2361
3.	Необходим оборотен капитал	163	165
4.	Регулаторна база на активите	83 972	78 529
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	3,3%	3,3%
6.	Възвръщаемост	2764	2605
7.	Разходи, в т.ч.:	7274	7369
8.	УПР	7265	7363
9.	Променливи разходи	9	6

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

Таблица № 6

№	Позиция	2021 г.	2022 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	25	24
2.	Балансова стойност на ДНА	13	11
3.	Необходим оборотен капитал	536	569
4.	Регулаторна база на активите	574	603
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	3,3%	3,3%
6.	Възвръщаемост	19	20
7.	Разходи, в т.ч.:	35	36
8.	УПР	35	36

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).

От представената обосновка е видно, че при изчисляване на разходите за покупка на природен газ, дружеството е използвало четири параметъра: прогнозна консумация на природен газ за регулаторния период; утвърдена цена на обществения доставчик; прогнозни цени за достъп и пренос на преносния оператор и прогнозна стойност на неустойки по договорите за покупка на природен газ.

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2021 – 2022 г. са в размер на 2052 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 1575 хил. лв., за съоръжения за битови клиенти са планирани 477 хил. лв., а за небитови клиенти не са предвидени средства за този регулаторен период.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Като източник на средства за инвестиции дружеството предвижда използването на дългосрочни заеми, които ще осигурят финансиране на инвестиционните му програми.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2022 г. е в размер на 3,30%, която е изчислена при 100% дял на привлечения капитал с норма на възвръщаемост от 3,30% и 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 β 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 и на Българската народна банка (БНБ).

Във връзка със заложената от дружеството капиталова структура от 0% собствен капитал и 100% привлечен капитал, МОКА е неприложим за изчисляване на нормата на възвръщаемост на собствения капитал.

Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 3,30%, изчислена при 100% дял на привлечения капитал с норма на възвръщаемост от 3,30% и при отчитане на данъчните задължения.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството, са представени по години и по групи клиенти в Таблици № 7 и 8:

Прогнозна консумация *Таблица № 7*

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.
Промислени	MWh/год.	49 884	52 510
ОАТ	MWh/год.	34 968	36 808
Битови	MWh/год.	73 834	78 870
Общо:	MWh/год.	158 686	168 188

Прогнозен брой клиенти *Таблица № 8*

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.
Промислени	бр.	30	30
ОАТ	бр.	284	284
Битови	бр.	6649	7069
Общо:	бр.	6963	7383

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 коефициентът намалява от 0,265 през 2021 г. на 0,264 през 2022 г., за обществено-административните и търговски клиенти също намалява от 0,212 през 2021 г. на 0,210 през 2022 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,523 през 2021 г. на 0,525 през 2022 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 за промишлените клиенти е 0,113, за обществено-административните и търговски клиенти е 0,103 и за битовите клиенти е 0,784. Стойностите на коефициентите за трите групи клиенти не се променят през периода 2021 – 2022 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 клиенти намалява от 0,314 през 2021 г. на 0,312 през 2022 г., за общественно-административните и търговски клиенти намалява от 0,220 през 2021 г. на 0,219 през 2022 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,465 през 2021 г. на 0,469 през 2022 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 през 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 „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за обособена територия „Запад“ са посочени в Таблица № 9:

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

Таблица № 9

Групи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Промислени	51,80	0,12
ОАТ	58,86	0,16
Битови	68,72	0,57

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

Цените, след прилагане на коригиращи коефициенти за регулаторен период 2021 – 2022 г., са посочени в Таблица № 10:

Коригирани цени

Таблица № 10

Групи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Промислени	20,28	0,12
ОАТ	25,67	0,16
Битови	29,30	0,57

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-60-47 от 23.11.2020 г. от „Аресгаз“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2021 – 2022 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.

Предложените цени за присъединяване от „Аресгаз“ ЕАД на клиенти към ГРМ за обособена територия „Запад“ са посочени в Таблица № 11:

<i>Цени за присъединяване</i>		<i>Таблица № 11</i>
Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./клиент)	
Промислени:		
до 4,224 MWh	2860	
до 21,124 MWh	3780	
над 21,124 MWh	4120	
ОАТ:		
до 0,739 MWh	1350	
до 4,224 MWh	1600	
над 4,224 MWh	1650	
Битови	485	

Забележка: предложените за утвърждаване цени са в лева за едно присъединяване.

Предложените цени за присъединяване към ГРМ за 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 и 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 „Аресгаз“ ЕАД 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.