



ПРОТОКОЛ

№ 265

София, 09.12.2020 година

Днес, 09.12.2020 г. от 10:25 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Георги Добрев, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимирев, Георги Златев, Евгения Харитонова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“ и Г. Дечева – главен експерт в отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“ на КЕВР.

Председателят установи, че няма възражения по проекта за дневен ред и няма други предложения, както и няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-ДК-974 от 04.12.2020 г. и проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-35-16 от 01.10.2020 г. от „Ситигаз България“ ЕАД за одобряване на бизнес план за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово за периода 2021 – 2025 г.

Работна група: Агапина Иванова, Ремзия Тахир, Красимира Лазарова, Снежана Станкова, Людмила Ненова, Александра Димитрова

2. Доклад с вх. № Е-ДК-975 от 04.12.2020 г. и проект на решение относно заявление от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2021 – 2025 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева, Михаела Андреева, Хриса Йорданова, Александра Димитрова, Ренета Николова, Рада Башлиева

3. Доклад с вх. № Е-ДК-976 от 04.12.2020 г. и проект на решение относно

заявление с вх. № Е-15-40-9 от 29.09.2020 г. от „Костинбродгаз” ООД за одобряване на бизнес план за територията на общините Костинброд и Сливница за периода 2021 – 2025 г.

Работна група: Агапина Иванова, Ремзия Тахир, Красимира Лазарова,
Снежана Станкова, Людмила Ненова, Александра Димитрова

4. Доклад с вх. № Е-ДК-977 от 04.12.2020 г. и проект на решение относно заявление от „Костинбродгаз” ООД 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 общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период 2021 – 2025 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева,
Михаела Андреева, Хриси Йорданова, Александра Димитрова,
Ренета Николова, Рада Башлиева

5. Доклад с вх. № Е-ДК-978 от 04.12.2020 г. и проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-60-38 от 30.09.2020 г. от „Аресгаз” ЕАД за одобряване на бизнес план за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за периода 2021 – 2022 г.

Работна група: Агапина Иванова, Ремзия Тахир, Красимира Лазарова,
Снежана Станкова, Людмила Ненова, Александра Димитрова

6. Доклад с вх. № Е-ДК-979 от 04.12.2020 г. и проект на решение 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 „Добруджа” и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2021 – 2022 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева,
Михаела Андреева, Хриси Йорданова, Александра Димитрова,
Ренета Николова, Рада Башлиева

7. Доклад с вх. № Е-ДК-984 от 04.12.2020 г. и проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-60-40 от 30.09.2020 г. от „Аресгаз” ЕАД за одобряване на бизнес план за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина за периода 2021 – 2022 г.

Работна група: Агапина Иванова, Ремзия Тахир, Красимира Лазарова,
Снежана Станкова, Людмила Ненова, Александра Димитрова

8. Доклад с вх. № Е-ДК-985 от 04.12.2020 г. и проект на решение 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 „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2021 – 2022 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева,
Михаела Андреева, Хриси Йорданова, Александра Димитрова,
Ренета Николова, Рада Башлиева

9. Доклад с вх. № Е-ДК-986 от 04.12.2020 г. и проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-60-36 от 30.09.2020 г. от „Аресгаз” ЕАД за одобряване на бизнес план за обособена територия „Запад“ за периода 2021 – 2022 г.

Работна група: Агапина Иванова, Ремзия Тахир, Красимира Лазарова,
Снежана Станкова, Людмила Ненова, Александра Димитрова

10. Доклад с вх. № Е-ДК-987 от 04.12.2020 г. и проект на решение 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.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева,
Михаела Андреева, Хриси Йорданова, Александра Димитрова,
Ренета Николова, Рада Башлиева

По т.1. Комисията, след като разгледа подаденото от „Ситигаз България“ ЕАД заявление за одобряване на бизнес план за територията на общините: Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за периода 2021 – 2025 г. и доклад с вх. № Е-ДК-974 от 04.12.2020 г., установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-35-16 от 01.10.2020 г. от „Ситигаз България“ ЕАД, с искане за одобряване на бизнес план за територията на общините: Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово за периода 2021 – 2025 г.

Със Заповед № 3-Е-187 от 06.10.2020 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проучване на бизнес плана от техническа, финансово-икономическа и правна страна, като разглежда същия при отчитане на параметрите на заявлението за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа, което е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

В резултат на извършена проверка на подаденото заявление и приложените към него документи по реда на чл. 4 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-35-16 от 07.10.2020 г. от дружеството е изискано да представи следните данни и документи: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя; обосновка на изпълнението на бизнес плана за периода 2016 – 2020 г.; сравнение на данните, заложи в инвестиционната и производствената програма на одобрения бизнес план; отчетни данни за периода 2016 – 2019 г. и прогнозни данни за 2020 г. за извършени инвестиции; изградена газоразпределителна мрежа; групи клиенти с натрупване и отчетена консумация на природен газ. С писмо с вх. № Е-15-35-16 от 15.10.2020 г. дружеството е предоставило изисканите данни и документи.

С писма с вх. № Е-15-35-16 от 03.11.2020 г. и № Е-15-35-16 от 10.11.2020 г. „Ситигаз България“ ЕАД е предоставило допълнителна информация. С писмо с вх. № Е-15-35-25 от 18.11.2020 г. дружеството е представило преработен бизнес план, поради допуснати технически грешки.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, Комисията приема за установено следното:

„Ситигаз България“ ЕАД е еднолично акционерно дружество, вписано в Търговския регистър с ЕИК 131285259, със седалище и адрес на управление: гр. София, район Връбница, ул. „Адам Мицкевич“ № 4. Предметът на дейност на дружеството е пренос, разпределение и продажба на природен газ.

Размерът на акционерния капитал е 60 000 000 лв., състоящ се от 60 000 000 броя поименни акции с номинална стойност 1 лв. Едноличен собственик на капитала е „Група Дружества Газ Римини“ АД, Италия.

Дружеството се управлява от Съвет на директорите в състав: Микаела Дионджи,

Бруно Тани, Бруно Ерани, Рипа Франческо и Александър Драгос Кожухаров, и се представлява от Александър Кожухаров – председател на Съвета на директорите.

„Ситигаз България” ЕАД е титуляр на лицензия № Л-358-08 от 06.06.2011 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и лицензия № Л-358-12 от 06.06.2011 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” на територията на общините: Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, със срок до 12.09.2042 г.

С Решение № И2-Л-358 от 20.01.2016 г. КЕВР е одобрила бизнес план на „Ситигаз България” ЕАД за територията на общините: Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово за периода 2016 – 2020 г.

В чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ са регламентирани задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа, като е предвидено, че същият се съставя за срок до пет години според указанията на Комисията. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 и ал. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е неразделна част от издадената лицензия и периодично се актуализира, без това да се счита за изменение на лицензията.

Бизнес план на „Ситигаз България” ЕАД за периода 2021 – 2025 г.

Бизнес планът на „Ситигаз България” ЕАД е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ. Въз основа на предоставената информация са разгледани и анализирани основните технически и икономически аспекти, както и финансовото състояние на дружеството, към момента на съставяне на бизнес плана и очакваното развитие на дейността за периода 2021 – 2025 г.

При съставяне на инвестиционната програма са взети под внимание няколко основни фактора: наличие на съществуващи отклонения, собственост на преносното предприятие или на клиенти, директно присъединени към „Булгартрансгаз” АД; наличие на големи промишлени клиенти, които да осигурят приходи равномерно през цялата година.

В бизнес плана е предвидено дружеството да продължи да изгражда мрежата в община Силистра. След въвеждането в експлоатация на междусистемната газова връзка Гърция - България (ICGB), чиято българска част е на територията на газоразпределителен регион „Тракия“ с лицензиант „Ситигаз България“ ЕАД, дружеството планира да пренасочи частта от инвестициите, предназначени за изграждане на виртуален газопровод от обособена територия „Тракия“ към общините Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово. Това са съоръжения и системи, захранващи в момента гр. Кърджали.

1. Инвестиционна програма

За периода на бизнес плана дружеството планира да изгради общо 14 103 м газоразпределителни мрежи, в т.ч. 9970 м разпределителни газопроводи и 4133 м газопроводни отклонения на територията на община Силистра. Общият брой планирани за изграждане съоръжения е 1733 бр. Общата стойност на инвестициите за периода на бизнес плана е 2080 хил. лв. Стойността на инвестициите в ГРМ и съоръжения по години за периода на бизнес плана са посочени в таблица № 1:

Таблица № 1

Параметър	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Общо:
Инвестиции в ГРМ	хил. лв.	330	330	120	212	231	1224
	м	3747	3826	1479	2407	2644	14 103
Инвестиции в съоръжения	хил.лв.	152	173	163	163	204	856
	брой	375	338	336	344	340	1733
Общо инвестиции	хил. лв.	482	503	283	376	435	2080

2. Производствена програма

Според „Ситигаз България” ЕАД, разработването на производствената програма за лицензираната територия се основава на средносрочна прогноза, съобразена с

тенденциите на пазара. Като основни фактори, определящи пазара, се посочват: нуждите на клиентите, равнището на доходите на потенциалните клиенти, влиянието на общите икономически тенденции. Дружеството е определило очакваната консумация на база на маркетингови проучвания, в които е отразен потенциалният пазар на природен газ за територията на лицензията.

Клиентите на природен газ са условно разделени на три групи, съобразно потреблението им, а именно: промишлени клиенти с две подгрупи, обществено-административни и търговски клиенти и битови клиенти. Заявителят посочва, че промишлените, обществено-административните и битовите клиенти ще се присъединяват поетапно през целия петгодишен период на бизнес плана, като приоритетно се разчита на първите две групи клиенти. С приоритет ще се включват обществени заведения със социална значимост, като училища, детски и медицински заведения, административни сгради и други. Освен това се очаква битовата газификация да стане предпочитан начин за отопление и броят на газифицираните обекти всяка година да нараства. Включването на всеки отделен клиент към газоразпределителната мрежа ще се извършва след подробен анализ на неговите потребности от енергия с цел повишаване на общата ефективност на притежаваната от него енергийна система.

За петгодишния период „Ситигаз България” ЕАД предвижда да присъедини: 6 промишлени клиенти; 25 обществено-административни клиенти и 820 битови клиенти. Заедно с досега присъединените клиенти, в края на петгодишния период дружеството очаква да има общо: 12 промишлени клиенти, 70 обществено-административни клиенти и 1500 битови клиенти.

В края на петгодишния прогнозен период очакваната годишна консумация на природен газ за територията на община Силистра се очаква да достигне 35 961 MWh/год., реализирана от 1582 клиенти, от които 1500 битови.

Консумацията на природен газ по групи клиенти през годините на бизнес плана е посочена в таблица № 2:

Таблица № 2

Групи клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	MWh/г.	5694	6430	7708	8444	9915
до 1000 MWh	MWh/г.	4415	5151	5151	5887	7358
от 1000 до 5000 MWh	MWh/г.	1279	1279	2557	2557	2557
ОА и Т	MWh/г.	5874	6364	6976	7955	8567
Битови	MWh/г.	10 021	11 885	13 750	15 614	17 479
Общо:	MWh/г.	21 589	24 679	28 433	32 013	35 961

Броят на потенциалните клиенти по групи клиенти с натрупване за периода на бизнес плана е посочен в таблица № 3:

Таблица № 3

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	брой	7	8	9	10	12
до 1000 MWh	брой	6	7	7	8	10
от 1000 до 5 000 MWh	брой	1	1	2	2	2
ОА и Т	брой	48	52	57	65	70
Битови	брой	860	1020	1180	1340	1500
Общо:	брой	915	1080	1246	1415	1582

3. Ремонтна (експлоатационна програма)

Ремонтната програма на „Ситигаз България” ЕАД цели да осигури поддържане на ГРМ така, че да изпълнява функциите си за качествено и количествено снабдяване на клиентите с природен газ и недопускане на аварийни ситуации. Дружеството е

представило класификация, описание и основни технически характеристики на газовите системи, определени по тяхното предназначение, вид на материала, работното налягане, конфигурацията и др. Описани са характеристиките на основни съоръжения, като автоматична газорегулираща станция (АГРС), одорираща станция, газорегулиращ пункт (ГРП), мрежови ГРП, клиентски ГРП/ГЗРП, битов ГРП/ГЗРП, разходомери, кранови възли, катодна защита.

Ремонтната програма е разработена на базата на няколко основни фактора: проектните и паспортни характеристики на отделните елементи от ГРМ; натоварването на същите като процент от максималното; изискването по отношение на ремонта на отделните съоръжения, изложени в техните паспорти; статистическите данни от профилактиката на основните съоръжения, събрани по време на експлоатацията.

Данните от анализите се събират за региона като цяло от централно диспечерско управление на „Ситигаз България“ ЕАД. След обработването на информацията се изчислява вероятността за безотказна работа на системата, вероятността за отказ, както и други параметри като време на отказ, време на възстановяване и др. По този начин се подобрява надеждността на системата, което оказва влияние върху формирането на ремонтната програма, съобразено с паспортните и проектни дейности на системата.

Направена е класификация на ремонтните дейности, която включва: текущи ремонти, включително аварийни; планово-профилактични ремонти; основни ремонти.

В програмата за ремонт са описани видовете контролни дейности, извършвани върху основните съоръжения, а именно за: преносни газопроводи; междуселищни газопроводи: 16 bar (метални), 10 bar (от полиетилен); градски разпределителни мрежи от РЕ (до 10 bar); автоматични газорегулаторни станции и съоръжения в тях; газорегулиращи и замерни пунктове; разходомери; одориращи станции; кранови възли.

Начинът на извършване на ремонтите е съгласно паспорти и технически правила на „Ситигаз България“ ЕАД.

4. Социална програма

„Ситигаз България“ ЕАД предвижда да развива активна социална програма, насочена към служителите на дружеството, която включва осигуряване на социално-битовите и културни потребности съгласно чл. 294 от Кодекса на труда, в т.ч.: предоставяне на средства за храна, спорт, отпих и туризъм, бизнес облекло; медицинско обслужване; подпомагане на работниците и служителите при настъпване на значими събития в личен план (брак, раждане на дете, смърт, отглеждане на дете до 2 годишна възраст) и при необходимост от скъпо струващо лечение; допълнително доброволно пенсионно осигуряване и застраховане.

Социалната програма на дружеството има за цел: повишаване заинтересоваността на персонала от ефективно реализиране на бизнеса; създаване на предпоставки за поддържане на приемлив жизнен стандарт на работниците и служителите; повишаване на социалния статус на компанията – важно не само за акционерите, но и за служителите; привличане на висококвалифицирани сътрудници.

„Ситигаз България“ ЕАД предвижда газификацията и развитието на дейността на дружеството да има социално-икономическо влияние върху населението на територията на общините, включени в лицензията, изразяващи се в: откриване на нови работни места, свързани с експлоатацията и управлението на газоразпределителната мрежа; обучение и квалификация на потенциални местни трудови ресурси; елиминиране на злоупотребите с гориво; нарастване на инвестиционната стойност и привлекателност на региона; създаване на условия за развитие на туризма; създаване на възможности за реструктуриране и подобряване на общинския бюджет; повишаване на комфорта на живот в общината; подобряване на качеството на атмосферния въздух, подобряване на санитарно-хигиенните условия и намален здравен риск към заболявания, причинени от замърсяването на въздуха и др.

5. Прогнозна структура и обем на разходите

Структурата и обемът на разходите по години са формирани съгласно Наредба № 2

от 19 март 2013 г. за регулиране на цените на природния газ. Прогнозните разходи включват само тези разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. Във видовете разходи, които участват при образуването на цените, не са включени финансовите и извънредните разходи, разходите за данъци върху печалбата и разходите за бъдещи периоди.

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 клиенти; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на газоразпределителната мрежа и обслужване на клиентите.

За нуждите на ценообразуването разходите за дейността са разделени, както следва:

- разходи за експлоатация и поддръжка на газоразпределителните мрежи – по дейности разпределение на природен газ и снабдяване с природен газ – условно-постоянни разходи;
- разходи, пряко зависещи от пренесените/доставените количества природен газ – променливи разходи.

5.1 Условно-постоянни разходи

Условно-постоянните разходи включват следните основни разходни елементи:

Разходи за материали

- горива за автотранспорт, прогнозирани са на база среден разход на километър изградена газоразпределителна мрежа на база отчетни данни за 2019 г. – 100 лв./км;
- работно облекло, прогнозирани са на база персонал, за покупка на лятно и зимно облекло;
- канцеларски материали, прогнозирани на база персонал в размер средно на 250 лв. на човек годишно;
- материали за текущо поддържане, представляващи разходи, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ. Прогнозирани са като процент от стойността на вече изградените линейни участъци, като е отчетено и въвеждането на новите линейни участъци – около 0,1%.

Разходи за външни услуги

- застраховки, разходите са прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи 0,07%, като включват имуществена застраховка, индустриален пожар, кражба чрез взлом, гражданска застраховка юридически лица, както и застраховки за наличните автомобили – „Гражданска отговорност“ и „Каско“;
- данъци и такси, прогнозирани са лицензионните такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на настоящия бизнес план;
- пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозирани са в размер на 3 хил. лв. годишно;
- 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 при разход за километър в размер на 576 лв.;
- реклама и рекламни материали, прогнозирани са в размер на около 1000 лв. годишно;
- въоръжена и противопожарна охрана, включват разходи по договор със СОТ и ППО;
- наеми, включват наем на офиси и складови бази на база площ на офисите и среден размер за наем от 5 лв./кв.м на месец;
- проверка на уреди, определени са в размер на 81 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански потребители и по 9 лв./год. за всяко

едно въведено в експлоатация битово съоръжение, при съответната периодичност на проверките;

- съдебни разходи, определени са като постоянна годишна сума на базата на статистическа информация от предходни години и включват само държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания;

- експертни и одиторски разходи, прогнозираны са като 0,2% от стойността на приходите.

Разходи за амортизации са изчислени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходи за заплати и възнаграждения, включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозирани са въз основа на разхода за заплати на човек за 2019 г. и броя на персонала. До края на 2021 г. заетият персонал е 6 човека. Съответно 4 човека в дейността „Разпределение“ и 2 човека в дейността „снабдяване с природен газ“. През 2022 г. се предвижда наемането на още един човек в дейността „разпределение на природен газ“.

Разходи за социални осигуровки – съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки съгласно нормативните изисквания.

Социални разходи - разходи за социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда, за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Сумата е обвързана с прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

Други разходи – това са разходите за охрана на труда и за командировки и обучение на персонала и са определени в зависимост от броя на персонала и разхода на човек за отчетния период – общо около 6 хил. лв. годишно.

В състава на условно-постоянните разходи не са включени начислените разходи за загуби от обезценка, текущите разходи за начислени провизии и задължения, отписани вземания и текущите разходи за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси.

5.2. Променливи разходи

Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен природен газ и разходните норми на предприятието. Основният материал, който се използва във връзка с дейността на дружеството и пряко зависи от количествата, е одорантът.

- разходи за одорант, прогнозираны са в съответствие с разходната норма от 2,4 mg/MWh, прогнозните количества за реализация и цената на одоранта.

- материали за текущо поддържане, прогнозираны са като среден разход за едно табло от 3 лв./год.

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „разпределение на природен газ“ е посочена в таблица № 4:

Таблица № 4

Разходи за „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Условно-постоянни разходи	420	485	527	567	493
Разходи за материали	13	14	14	14	15
Разходи за външни услуги	45	49	51	54	57
Разходи за амортизации	299	342	382	419	341
Разходи за заплати и възнаграждения	46	58	58	58	58
Разходи за социални осигуровки	13	17	17	17	17
Социални разходи	3	4	4	4	4
Други разходи	2	3	3	3	3
Променливи разходи	9	10	11	13	14
Общо разходи за разпределение:	429	495	539	580	507

В структурата на прогнозните разходи за дейност „разпределение на природен газ“ за периода с най-голям дял са разходите за амортизации – 70%, следвани от разходи за заплати и възнаграждения – 11% и разходи за социални осигуровки – 3%.

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

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е посочена в таблица № 5:

Таблица № 5

Разходи за дейността „снабдяване с природен газ – по икономически елементи	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Условно-постоянни разходи (хил. лв.)	37	37	37	34	33
Разходи за материали	4	4	4	4	4
Разходи за външни услуги	4	4	4	4	4
Разходи за амортизации	5	5	5	1	1
Разходи за заплати и възнаграждения	17	17	17	17	17
Разходи за социални осигуровки	5	5	5	5	5
Други разходи	3	3	3	3	3
Общо разходи за снабдяване:	37	37	37	34	33

При прогнозните разходи за дейност „снабдяване с природен газ“ за периода 2021 – 2025 г. с най-голям дял са разходите за заплати и възнаграждения – 47%, следвани от социални осигуровки – 13,15% и разходите за амортизации 9%.

6. Прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране на „Ситигаз България“ ЕАД за периода 2021 – 2025 г.

За целите на финансиране на инвестиционната програма се предвижда използването само на собствени парични средства, акумулирани от дейността на дружеството. През изминалите периоди „Ситигаз България“ ЕАД е използвало инвестиционен кредит, предоставен от едноличния собственик на капитала на „Ситигаз България“ ЕАД – „Група Дружества Газ Римини“ АД, който ще бъде погасен до края на 2023 г. През новия петгодишен период не се предвижда използването на привлечен капитал.

Към 31.12.2019 г. „Ситигаз България“ ЕАД притежава основен капитал за лицензионната територия в размер на 466 хил. лв., от който по-голямата част е инвестирана в газопроводни мрежи. Останалата част, заедно със заемния капитал, са вложени в инвестиционната програма на дружеството през изминалите години. Съотношението между собствения и привлечения капитал на дружеството средно за целия петгодишен период е 24:76.

Дружеството не предвижда изплащане на дивиденди на акционерите през годините на бизнес плана, като възможността за такива след този период ще зависи от стратегията на дружеството.

Прогнозната структура и обемът на капитала са отразени в таблица № 6:

Таблица № 6

Описание	Единица мярка	Стойности				
		2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Собствен капитал	хил. лева	39	144	288	504	781
Дял на собствен капитал	%	1.33%	7.04%	23.23%	100%	100%
Привлечен капитал	хил. лева	2858	1905	953	0	0
Дял на привлечения капитал	%	98.67%	92.96%	76.77%	0.00%	0,00%

„Ситигаз България“ ЕАД има сключен договор за заем от 29.07.2010 г. с ЕБВР, одобрен от Комисията с Решение № Р-116 от 26.06.2010 г. Сумата на кредита възлиза на 58 675 хил. лева, като заемът е усвоен на два транша: през 2011 г. – 44 006 хил. лв. и през 2012 г. – 14 669 хил. лв. Сроктът на погасяване е 10 години с 1 година гратисен период за

всеки транш. През 2016 г. дружеството е провело преговори с ЕБВР за намаляване на лихвения процент, но не се е стигнало до консенсус. Поради тази причина „Група Дружества Газ Римини“ АД е предоставило заем с цел погасяването на задълженията към ЕБВР. Частта от заема, относима към разглежданата лицензионна територия, е в размер на 6669 хил. лв. със следните условия: лихвен процент – 1,3%; плащанията по главницата и лихвите започват веднага след усвояването на кредита, като лихвите се изменят всяка година с намалението на остатъка на кредита. Приложен е погасителен план за плащане на главницата и лихвите по инвестиционния кредит до края на 2023 г.

7. Финансово-икономическо състояние на „Ситигаз България“ ЕАД за периода 2021 – 2025 г.

„Ситигаз България“ ЕАД е представило прогнозни счетоводен баланс, отчет за приходите и разходите и прогнозен паричен поток за периода 2021 – 2025 г. За целия период на бизнес плана дружеството прогнозира да реализира печалба, както следва: 106 хил. лв. за 2021 г., 144 хил. лв. за 2022 г., 216 хил. лв. за 2023 г., 278 хил. лв. за 2024 г. и 448 хил. лв. за 2025 г.

Общите приходи от дейността на дружеството се увеличават от 1337 хил. лв. през 2021 г. на 2161 хил. лв. за 2025 г. Основен дял в реализираните приходи имат приходите от продажба на природен газ, които се увеличават от 1230 хил. лв. за 2021 г. на 2055 хил. лв. за 2025 г. Структурата на общите приходи включва още приходи от продажба на услуги.

Общите разходи на дружеството през разглеждания период се увеличават от 1220 хил. лв. за 2021 г. до 1663 хил. лв. за 2025 г. Разходите за персонала се увеличават от 83 хил. лв. за 2021 г. на 99 хил. лв. за 2025 г. Разходите за амортизации също се увеличават от 303 хил. лв. за 2021 г. на 341 хил. лв. за 2025 г. Разходите за материали се увеличават от 25 хил. лв. на 33 хил. лв., а разходите за външни услуги се увеличават от 49 хил. лв. за 2021 г. на 61 хил. лв. за 2025 г.

Общата сума на активите на дружеството се увеличава от 5423 хил. лв. за 2021 г. на 4915 хил. лв. за 2025 г., вследствие на увеличението на нетекущите активи. Нетекущите активи се увеличават от 4035 хил. лв. за 2021 г. на 4142 хил. лв. за 2025 г. Текущите активи намаляват от 1388 хил. лв. за 2021 г. на 774 хил. лв. за 2025 г., в резултат на намаляване на парите и паричните еквиваленти.

За разглеждания период записаният капитал остава с непроменена стойност в размер на 466 хил. лв. Дружеството прогнозира поетапно увеличение на собствения капитал от 144 хил. лв. за 2021 г. на 1229 хил. лв. за 2025 г., вследствие на увеличение на размера на натрупаната и текущата печалба. Нетекущите пасиви на дружеството намаляват от 1905 хил. лв. за 2021 г. на 953 хил. лв. за 2022 г., като през 2023 г. дружеството планира да погаси изцяло дългосрочния си кредит. Текущите пасиви през периода нарастват от 3373 хил. лв. за 2021 г. на 3686 хил. лв. за 2025 г.

Отчетните и прогнозни приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в таблица № 7:

Таблица № 7

Показатели	Отчет			Прогноза	
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Общо приходи от дейността (хил. лв.)	1337	1510	1723	1939	2161
Общо разходи от дейността (хил. лв.)	1220	1350	1484	1631	1663
Счетоводна печалба/загуба (хил. лв.)	117	160	239	308	498
Финансов резултат (хил. лв.)	106	144	216	278	448
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	0.04	0,07	0,12	0,19	0,30
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	0.41	0.15	0.14	0.17	0.21
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	0.03	0.07	0.12	0.20	0.33

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Ситигаз България“ ЕАД за периода 2021 – 2025 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал за периода се увеличава от 0,04 за 2021 г. на 0,30 за 2025 г., но остава под единица за периода, което означава, че дружеството може да има затруднения при инвестиране със свободен собствен капитал в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на обща ликвидност намалява от 0,41 за 2021 г. на 0,21 за 2025 г., но се запазва под единица, което означава, че дружеството може да изпита затруднения при погасяване на текущите си задължения със свободни оборотни средства.

Коефициентът на финансова автономност е със стойности под единица за целия период, като дружеството прогнозира този коефициент да се увеличи от 0,03 за 2021 г. на 0,33 за 2025 г. Това е показател, че дружеството може да има затруднения при покриване на дългосрочните и краткосрочни задължения със собствени средства.

Предвид стойностите на горепосочените показатели, изчислени на база обща балансова структура, финансово-икономическо състояние на „Ситигаз България“ ЕАД за периода 2021 – 2025 г. може да се определи като *лошо*.

От представените прогнозни парични потоци е видно, че най-големите парични постъпления ще бъдат от основната търговска дейност на дружеството – приходи от продажба на природен газ. Прогнозираните постъпления са от продажби на клиенти и от присъединяване. Плащания се предвиждат за трудови възнаграждения и осигуровки, корпоративни данъци и търговски контрагенти. Плащанията при инвестиционната дейност на дружеството са свързани с дълготрайни активи. По отношение на финансовата дейност са предвидени плащанията по банкови заеми и лихви по тях.

От представените прогнозни парични потоци за периода 2021 – 2025 г. е видно, че прогнозираните парични средства са с положителни стойности за 2021 г. и 2025 г.

8. Прогноза за цените на предоставяните услуги

Прогнозните цени за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи и за снабдяване с природен газ от краен снабдител по групи и подгрупи клиенти са образувани в съответствие с НРЦПГ при метод на регулиране „горна граница на цени“.

В зависимост от това, за какви цели се ползва природния газ от клиентите, те са разделени на три основни групи: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови. Промислените клиенти са разпределени на две подгрупи: до 1000 MWh и от 1000 до 5000 MWh.

Предложените от „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за териториите на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово са посочени в таблица № 8:

Таблица № 8

Групи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Промислени клиенти		
до 1000 MWh	22,15	0,76
от 1001 до 5000 MWh	17,71	0,76
ОА и търговски клиенти	22,45	2,08
Битови	23,72	5,57 лв./клиент/месец

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС.

За битовите клиенти „Ситигаз България“ ЕАД предлага цената да е 5,57 лв./клиент на месец, като съображението за това е, че голяма част от битовите клиенти не обитават жилищата си постоянно и съответно нямат консумация. Чрез прилагането на цената клиент/месец дружеството ще си гарантира част от приходите и ще си покрие разходите, свързани с ежемесечния отчет на клиентите.

Цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на териториите на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово са посочени в таблица № 9:

Таблица № 9

Групи клиенти	Цени (лв./клиент без ДДС)
Промислени клиенти	4880
ОА и търговски клиенти	2680
Битови	520

Заявление с вх. № Е-15-35-26 от 18.11.2020 г. от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване към ГРМ на териториите на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2021 – 2025 г. е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

9. Прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи

Прогнозните цени за разпределение на природен газ по газоразпределителната мрежа и за снабдяване с природен газ от краен снабдител по групи и подгрупи клиенти, са образувани в съответствие с НРЦПГ при метод на регулиране на „горна граница на цени“. Съгласно чл. 6 от НРЦПГ, образуваните цени са пределни. Енергийното предприятие може да договаря, предлага и прилага по-ниски от утвърдените от Комисията цени, при условие, че това не води до кръстосано субсидиране. „Ситигаз България“ ЕАД е заявило, че на тази регулаторна база и отчитайки конюнктурата на пазара на енергоносителите, може да изгражда и прилага ефективна ценова стратегия, най-същественото в която е: поддържане на конкурентноспособно равнище на цените на природния газ спрямо цените на алтернативните енергоносители; поддържане на устойчивото им равнище за по-продължителен период от време и осигуряване чрез цените на дългосрочната ефективност на проекта.

10. Определяне на области за повишаване на ефективността

Дейността на дружеството обхваща веригата от изграждането на газоразпределителните мрежи до продажбите на природен газ на крайните клиенти. Дружеството определя следните области за повишаване на ефективността:

В производството: рационализиране на снабдителния процес; повишаване производителността на труда – мотивация и квалификация на персонала; подобряване на безопасността чрез балансирано развитие на персонал, техника и технологии; прилагане на съвременни компютърни системи за предпроектни проучвания и проектиране; ефективна организация на сервизната дейност при ръководство на експлоатационния процес – годишно /сезонно/ дневно.

В строителството: стандарти за строителство и осигуряване на качество съгласно международните стандарти; прилагане на съвременни компютърни системи за предпроектни проучвания и проектиране; използване на високоефективна строителна техника и създаване на организация за оптималното ѝ използване.

В маркетинга на услугата: изграждане на SCADA (System Control and Data Acquisition); изграждане на Billing System; изграждане на центрове за работа с клиентите; квалифициран персонал; атрактивни рекламни кампании; внедряване на техническа възможност за дистанционно отчитане на разходомерите.

Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложиени от „Ситигаз България“ ЕАД в бизнес плана за периода 2021 – 2025 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения, във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово.

Издавания по т.1.:

Докладва Р. Тахир. „Ситигаз България“ ЕАД е подало заявление за одобряване на бизнес план за територията на общините: Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово. След преглед на заявлението и приложените документи са установени нередовности и е изисквана допълнителна информация, която е представена от дружеството. „Ситигаз България“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-358-08 от 06.06.2011 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-358-12 от 06.06.2011 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на общините: Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, със срок до 12.09.2042 г. С Решение № И2-Л-358 от 20.01.2016 г. КЕВР е одобрила бизнес план на „Ситигаз България“ ЕАД за тази територия. В т.І. е посочено изпълнението на бизнес плана. Общо планираните инвестиции са в размер на 1441 хил. лв., а общо извършени инвестиции са 3171 хил. лв. (220%). Представени са консумацията и броят на клиентите. Дружеството счита, че това преизпълнение се основава на добрата работа между община Силистра и „Ситигаз България“ ЕАД, както и на желанието на битови клиенти за газификация, имайки предвид ниските цени на природния газ през периода.

Предложеният нов бизнес план на „Ситигаз България“ ЕАД е за периода 2021 – 2025 г. Дружеството предвижда да продължи да изгражда мрежата на територията на община Силистра. Трябва да се отбележи, че „Ситигаз България“ ЕАД е лицензиант и за друга територия – „Тракия“ и се предвижда декомпресиращата станция от Кърджали да се премести в тази територия и по-специално в гр. Тутракан - след въвеждането в експлоатация на IСGB и свързването на Кърджали. За периода на бизнес плана дружеството планира да изгради общо 14 103 м газоразпределителни мрежи на обща стойност 2080 хил. лв. В доклада е посочена производствената програма. В края на петгодишния прогнозен период се предвижда консумацията да достигне 35 961 MWh/год., реализирана от 1582 клиенти, от които 1500 битови. Дейностите по ремонтната и социалната програма също са описани подробно. В прогнозната структура и обем на разходите са посочени разходите в таблици по двете дейности и това е подробно описано. През този период на бизнес плана дружеството предвижда да използва само собствени парични средства, акумулирани от дейността на дружеството. През този период „Ситигаз България“ ЕАД изплаща инвестиционен кредит, който ще бъде изцяло погасен до края на 2023 г. Приложен е и погасителен план за плащане на главницата и лихвите до края на 2023 г. След анализ на финансово-икономическо състояние е видно, че дружеството смята да реализира печалба за петте години на бизнес плана. В Таблица №11 и Таблица № 12 са посочени цените, като заявлението за цени е предмет за разглеждане в отделно административно производство. Представена е прогноза за равномерното изменение на цените и области за повишаване на ефективността. Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложи от „Ситигаз България“ ЕАД в бизнес плана за периода 2021 – 2025 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения, във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово. Предвид горното и на основание чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5, във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да приеме решение за одобряване на бизнес план на „Ситигаз България“ ЕАД, за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за периода 2021 – 2025 г.

Р. Тахир прочете и диспозитива на проекта на решение:

На основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал.

5 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява бизнес план на „Ситигаз България“ ЕАД, за територията на общините: Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за периода 2021 – 2025 г.

И. Иванов обърна внимание, че това е втори бизнес план на дружеството, който се приема. През 2016 г. е приет първият бизнес план. Сега се приема за периода 2021-2025 г.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада и проекта на решение.

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява бизнес план на „Ситигаз България“ ЕАД, за територията на общините: Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за периода 2021 – 2025 г.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето със **седем гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-ДК-975 от 04.12.2020 г. и проект на решение относно **заявление от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2021 – 2025 г.**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-35-17 от 01.10.2020 г. от „Ситигаз България“ ЕАД, с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към ГРМ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2021 – 2025 г.

Със Заповед № 3-Е-186 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, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към

ГРМ, като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Ситигаз България“ 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 2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-35-17 от 07.10.2020 г. е изискано от „Ситигаз България“ ЕАД да предостави следните допълнителни данни и документи: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи, подписана от заявителя, съгласно чл. 27а от НРЦПГ; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно чл. 29, ал. 2, т. 6 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; в електронният модел на цените да бъде посочена положителна или равна на нула балансова стойност на „Други ДМА“ в справките за амортизационните планове за дейността „разпределение на природен газ“, както и копие на договор за наем на офис на дружеството за съответната територия. С писмо с вх. № Е-15-35-17 от 15.10.2020 г., заявителят е представил изисканите данни и документи.

С писмо с вх. № Е-15-35-25 от 18.11.2020 г., дружеството е представило заявление с вх. № Е-15-35-26 от 18.11.2020 г. за утвърждаване на цени за периода 2021 – 2025 г. и финансов модел за същия период, поради допуснатата техническа грешка във внесения със заявление с вх. № Е-15-35-17 от 01.10.2020 г. финансов модел, както и поради промяна на цената на обществения доставчик.

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

„Ситигаз България“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-358-08 от 06.06.2011 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-358-12 от 06.06.2011 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово и Главиница, издадени за срок до 12.09.2042 г. С Решение на КЕВР № И2-Л-358 от 20.01.2016 г., лицензиите са изменени, като към лицензионната територия е присъединена територията на община Ситово.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдителите 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-2 от 29.01.2016 г. Комисията е утвърдила на „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ и цени за присъединяване към ГРМ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово за регулаторен период от 2016 до 2020 г., включително.

„Ситигаз България“ 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 „Силистренски бряг“, брой от 30 септември – 1 октомври 2020 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на договор № 374-214 от 02.07.2020 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Договорът влиза в сила, считано от 07:00 часа на 01.01.2021 г. и е със срок на действие до 07:00 часа на 01.01.2022 г., като срокът на действие може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от страните.

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 „Ситигаз България” ЕАД предлага тарифна структура, която се състои от три групи клиенти: промишлени, обществено-административни и търговски (ОАТ) и битови. Промислените клиенти са обособени в две подгрупи, съобразно консумацията им, а именно: до 1000 MWh и от 1000 MWh до 5000 MWh. Предложената тарифна структура отговаря на изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Ситигаз България” ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2021 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. 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 2021 – 2025 г.

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 дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозираны по години за регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по групи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблицы № 1 и 2:

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

Таблица № 1

Клиенти	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	129	142	152	196	180
ОАТ	141	146	158	192	163
Битови	210	271	323	426	404
Общо	480	559	632	814	747

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

Таблица № 2

Клиенти	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	5	5	6	6	7
ОАТ	15	15	15	15	14
Битови	17	18	19	20	20
Общо	38	38	40	41	41

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 (хил. лв.)

Таблица № 3

Наименование	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	466	531	576	614	540	2727	100%
„разпределение на природен газ“	429	495	539	580	507	2550	94%
„снабдяване с природен газ от краен“	37	37	37	34	33	177	6%

В обосновката на разходите дружеството посочва, че разходите за дейностите са формирани за петгодишен период при цени към момента на изготвяне на бизнес плана на „Ситигаз България” ЕАД, 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, както и брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите. Дружеството е прогнозирано разходите си за регулаторния период на база отчетните данни за 2019 г., както и отчетните и прогнозни стойности за 2020 г.

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 отчетни и прогнозни стойности на годишна база.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Ситигаз България” 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 94% от общия обем разходи и се увеличават от 429 хил. лв. през 2021 г. на 507 хил. лв. през 2025 г.

Условно-постоянните разходи представляват 98% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени, както следва:

Разходи за материали представляват 3% от УПР за дейността, нарастват от 13 хил. лв. през 2021 г. на 15 хил. лв. през 2025 г. и включват:

- *разходи за материали за текущо поддържане*, прогнозирани като процент (около 0,1%) от стойността на вече изградените линейни участъци, като е отчетено и въвеждането на нови линейни участъци; 20% от разходите за материали и представляват разходи, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ;

- *разходи за гориво за транспорт*, прогнозирани на база отчетен среден разход на километър изградена ГРМ за 2019 г. – 100 лв./км;

- *разходи за работно облекло*, прогнозирани на база персонал, за покупка на лятно и зимно облекло при 1000 лв. на човек годишно;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани на база персонал, в размер средно 250 лв. на човек годишно;

Разходите за външни услуги представляват 10% от УПР и нарастват от 45 хил. лв. през 2021 г. на 57 хил. лв. през 2025 г., като включват:

- *разходи за застраховки на ГРМ*, прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи (ДМА) – 0,07%, включват имуществена застраховка „Индустриален пожар“, „Кражба чрез взлом“, „Гражданска застраховка юридически лица“ и застраховка на автомобилите, обслужващи дейността – „Гражданска отговорност“ и „Каско“;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база нормативна уредба и извършени разходи през 2020 г., 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 и параметрите, заложиени в бизнес плана;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в размер на 1000 лв. годишно за всяка година от регулаторния период;

- *разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност*, 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 при разход за километър в размер на 576 лв.;

- *разходи за наеми на сгради*, включват наем на офиси и складови бази на база

площ на офисите и среден размер за наем от 5 лв. на кв. м на месец (съгласно представено копие на договор за наем № 19-69, сключен на 04.12.2017 г.);

- *разходи за проверка на уреди*, определени в размер на 81 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански клиенти и по 9 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация битово съоръжение, при съответната периодичност на проверките;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани като 0,2% от стойността на приходите;

- *реклама и рекламни материали* – прогнозирани в размер на 1000 лв. годишно;

- *съдебни разходи* – определени като постоянна годишна сума на базата на статистическа информация от предходни години и включват само държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания.

Разходите за амортизации представляват 71% от УПР, като се увеличават от 299 хил. лв. през 2021 г. на 341 хил. лв. през 2025 г. Разходите 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. 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 11% от УПР и нарастват от 46 хил. лв. през 2021 г. на 58 хил. лв. през 2025 г. Според заявителя тези разходи включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозирани са въз основа на разходите за заплати на човек за 2019 г. и броя на персонала. До края на 2021 г. заетият персонал в дейността е 4 души, а през 2022 г. се предвижда назначаването на още един човек.

Разходите за социални осигуровки представляват 3% от УПР, като нарастват от 13 хил. лв. през 2021 г. на 17 хил. лв. през 2025 г. – съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Сумата е обвързана с прогнозираните разходи за заплати и УПР

Социални разходи, в размер на 1% от УПР за дейността, като нарастват от 3 хил. лв. през 2021 г. на 4 хил. лв. през 2025 г. и са прогнозирани в зависимост от броя на персонала.

Други разходи, представляват приблизително около 0,5% от УПР, като нарастват от 2 хил. лв. през 2021 г. на 2,5 хил. лв. през 2025 г. Заявителят е включил в това перо разходите за *охрана на труда (трудова медицина)*, *командировки и обучение на персонала*, определени в зависимост от броя на персонала и разхода на човек за отчетния период.

Променливите разходи, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, представляват 2% от общите разходи за тази дейност и нарастват през регулаторния период от 9 хил. лв. през 2021 г. на 14 хил. лв. през 2025 г. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен природен газ и разходните норми на предприятието. Основният материал, който се използва във връзка с дейността на дружеството и пряко зависи от количествата, е одорантът.

Разходите за одорант, планирани в съответствие с разходната норма от 2,4 mg/MWh, прогнозните количества за реализация и цената на одоранта.

Материали за текущо поддържане – прогнозирани като среден разход за едно табло от 3 лв./год.

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

Тези разходи представляват 6% от общия обем разходи и включват само УПР, тъй

като дружеството не е планирало променливи разходи. Разходите за дейността намаляват от 37 хил. лв. през 2021 г. на 33 хил. лв. през 2025 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 от 11%, размерът им от 4 хил. лв. годишно остава непроменен през разглеждания период. Те включват: *разходи за работно облекло* планирани в зависимост от броя персонал и *разходи за канцеларски материали*;

Разходите за външни услуги представляват 11% от разходите за дейността, като размерът им от 4 хил. лв. остава непроменен през разглеждания период и включват: *пощенски разходи, телефони и абонаменти, и разходи за наем*.

Разходите за амортизации представляват 9% от разходите, предвидени за дейността, като намаляват от 5 хил. лв. през 2021 г. на 620 лв. през 2025 г.

Разходите за заплати и възнаграждения с относителен дял 47% от разходите за дейността, като годишният им размер от 17 хил. лв. остава непроменен през целия период при персонал от 2 души.

Разходите за социални осигуровки представляват 13% от разходите за дейността, като размерът им е около 5 хил. лв. на година през регулаторния период.

Други разходи, в размер на 3 хил. лв. годишно и остават непроменени през регулаторния период, представляващи 8% от общите разходи за тази дейност, като включват *разходи за охрана на труда*, прогнозиран като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност и *разходи за командировки*.

През регулаторния период 2021 г. – 2025 г. дружеството не планира променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ“, които пряко зависят 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 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 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	3824	4063	4024	4028	4137
2.	Балансова стойност на ДНА	201	139	77	15	
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	265	280	278	263	263
3.	Необходим оборотен капитал	16	19	20	20	21
4.	Регулаторна база на активите	3776	3940	3842	3800	3895
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	1,36%	1,64%	2,43%	6,16%	6,16%
6.	Възвръщаемост	52	65	93	234	240
7.	Разходи, в т.ч.:	429	495	539	580	507
7.1.	УПР	420	485	527	567	493
7.2.	Променливи разходи	9	10	11	13	14

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	0	5	5	5	4
2.	Балансова стойност на ДНА	11	6	2	1	0
3.	Необходим оборотен капитал	80	91	104	117	131
4.	Регулаторна база на активите	91	102	111	122	135

5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	1,36%	1,64%	2,43%	6,16%	6,16%
6.	Възвръщаемост	1	2	3	8	78
7.	Разходи, в т.ч.:	37	37	37	34	33
7.1.	УПР	37	37	37	34	33

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 2080 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 1224 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 856 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Ситигаз България” ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2025 г. е в размер на 2,44%, която е изчислена при 23,51% дял собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,54% и привлечен капитал 76,49% с норма на възвръщаемост от 1,3% 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 Business¹ и на Българската народна банка (БНБ)². Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България” ЕАД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България” ЕАД е използван безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,74 за 2020 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на „Ситигаз България” ЕАД, безлостовият коефициент се преобразува в лостов с размер 3,17. 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

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

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

конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 0,2581%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период октомври 2019 г. – септември 2020 г. Дружеството планира да използва 80,15% привлечен капитал с норма на възвръщаемост 1,3%.

При прилагането на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала се изчислява в размер на 7,70%, при дял от 23,51% на собствен капитал и норма на възвръщаемост 25,68%; дял на привлечения капитал от 76,49% с норма на възвръщаемост 1,3% и при 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 „СитиГаз България“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 2,44%, изчислена при 23,51% собствен капитал с норма на възвръщаемост 5,54%, дял на привлечения капитал от 76,49% с норма на възвръщаемост 1,3% 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 Таблицы № 6 и 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	MWh/год.	5 694	6 429	7 708	8 444	9 915
ОАТ	MWh/год.	5 874	6 364	6 976	7 955	8 567
Битови	MWh/год.	10 021	11 885	13 750	15 614	17 479
Общо	MWh/год.	21 589	24 679	28 433	32 013	35 961

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	бр.	7	8	9	10	12
ОАТ	бр.	48	52	57	65	70
Битови	бр.	860	1020	1180	1340	1500
Общо	бр.	915	1080	1246	1415	1582

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 0,27 през 2021 г. на 0,24 през 2025 г., за ОАТ клиентите – намалява от 0,29 през 2021 г. на 0,22 през 2025 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,44 през 2021 г. на 0,54 през 2025 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от красен 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, както следва: за промишлените клиенти се увеличава от 0,13 през 2021 г. на 0,17 през 2025 г., за ОАТ клиентите – намалява от 0,41 през 2021 г. на 0,34 през 2025 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,46 през 2021 г. на 0,49 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 клиенти се увеличава от 0,26 през 2021 г. на 0,28 през 2025 г., за ОАТ – намалява от 0,27 през 2021 г. на 0,24 в края на регулаторния период, а за битовите клиенти се увеличава от 0,46 през 2021 г. на 0,49 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 „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, 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)
Промислени:		
до 1000 MWh/год.	22,15	0,76
от 1000 MWh/год. до 5000 MWh/год.	17,71	0,76
ОАТ	22,45	2,08
Битови	23,72	5,57 лв./клиент/месец

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС.

При формирането на цените за подгрупите промишлени клиенти е възприет регресивен механизъм, който се изразява в намаляването на цената на всеки промишлен клиент, когато консумираното от него количество природен газ надхвърли границата в определена подгрупа и премине в следваща. В подкрепа на въвеждането на регресивния механизъм дружеството е изложило доводи, като: повишаване на достоверността на прогнозиране на количествата необходим природен газ от промишлените клиенти; поощряване на промишлените клиенти за бързо преоборудване на мощности за работа с природен газ; предлагане на атрактивни цени за нови големи инвеститори, а оттам и възможност за развитие на територията на лицензията; стимулиране на промишлените клиенти към по-висока консумация. Според заявителя, механизмът на регресивните тарифи ще позволи на дружеството да управлява „индустриалния риск“, свързан с евентуално бъдещо намаляване на потреблението на промишлените клиенти. Средната цена от прилагането на регресивния механизъм за всички промишлени клиенти е по-ниска от определената във финансовия модел цена за съответната подгрупа, в която попада клиентът, което не противоречи на разпоредбата на НРЦПГ.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-35-17 от 01.10.2020 г. от „Ситигаз България“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е

видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените от „Ситигаз България“ 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 – 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 следните цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, посочени в Таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи клиенти	Цени (лв.)
Промислени	4880
ОАТ	2680
Битови	520

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без 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.

Изказвания по т.2.:

Докладва Г. Дечева. „Ситигаз България“ ЕАД е титуляр на лицензии за дейностите: „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от красен снабдител“ за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово.

През новия регулаторен период „Ситигаз България“ ЕАД предлага тарифна структура, която се състои от три групи клиенти: промишлени, обществено-административни и търговски и битови, като промишлените клиенти са обособени в две подгрупи, съобразно консумацията им. Предложената тарифна структура отговаря на изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от Наредба № 2 за регулиране на цените на природния газ. Предложеният регулаторен период от „Ситигаз България“ ЕАД е с продължителност от пет години: от 2021 г. до 2025 г. и е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от Наредба № 2, съгласно която при регулиране по метода горна граница регулаторният период е с продължителност от две до пет години.

Всички ценообразуващи елементи са описани в доклада заедно с представените от заявителя обосновки.

Предложената от „Ситигаз България“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период. е в размер на 2,44%, която е изчислена при 23,51% дял собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,54% и привлечен капитал 76,49% с норма на възвръщаемост от 1,3% и при отчитане на данъчните задължения.

При прилагането на Модела за оценка на капиталовите активи, каквато е

практиката на КЕВР, въз основа на актуални данни, публикувани на официалния сайт на Damodaran и на Българската народна банка (БНБ) при запазване на предложената от „Ситигаз България” ЕАД, структура на капитала, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена в размер на 7,7%.

Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Ситигаз България” ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 2,44%, при отчитане на данъчните задължения.

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.

Към доклада е приложен проект на решение, който отразява ценообразуващите елементи подробно описани в доклада.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 и 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и 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, работната група предлага Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад и проект 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 „Ситигаз България” 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, браниови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;
6. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по проекта на решение.

И. Иванов каза, че насрочва откритото заседание за обсъждане на доклада на 15.12.2020 г. от 10:00 ч., а общественото обсъждане на проекта на решение: на 15.12.2020 г. от 10:05 ч.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада и проекта на решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 и 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и 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,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-ДК-975 от 04.12.2020 г. относно заявление от „Ситигаз България” ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за

присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2021 – 2025 г.;

2. Приема проект на решение относно заявление от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2021 – 2025 г.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада и проекта на решение по т.1 на 15.12.2020 г. от 10:00 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Ситигаз България“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 15.12.2020 г. от 10:05 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение чрез съобщение на интернет страницата на Комисията да бъдат поканени за дистанционно участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

7. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

8. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

9. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето със **седем гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията, след като разгледа подаденото от „Костинбродгаз“ ООД заявление за одобряване на бизнес план за територията на общините Костинброд и Сливница, за периода 2021 – 2025 г. и доклад с вх. № Е-ДК-976 от 04.12.2020 г., установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-40-9 от 29.09.2020 г. от „Костинбродгаз“ ООД, с искане за одобряване на бизнес план за периода 2021 – 2025 г.

Със Заповед № 3-Е-173 от 02.10.2020 г. на Председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проучване на бизнес плана на „Костинбродгаз“ ООД за територията на общини Костинброд и Сливница, за периода 2021 – 2025 г. от техническа, финансово-икономическа и правна страна, като разглежда същия при отчитане на параметрите на заявление за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа, което е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

В резултат на извършена проверка на подаденото заявление по реда на чл. 4 от НЛДЕ са установени нередовности. В тази връзка и на основание чл. 4, ал. 2 от НЛДЕ, с писмо с изх. № Е-15-40-9 от 07.10.2020 г. от дружеството е изискано да представи следните данни и документи: подробна обосновка на изпълнението на бизнес плана за периода 2016-2020 г. и сравнение на прогнозните данни, заложили в инвестиционната и производствената програма на одобрения с Решение № И2-Л-2-11 от 11.03.2020 г. актуализиран бизнес план за периода 2016-2020 г., както и отчетни данни за същия период за извършени инвестиции, изградена газоразпределителна мрежа, брой клиенти с натрупване по групи и годишна консумация на природен газ по групи клиенти. С писмо с вх. № Е-15-40-9 от 19.10.2020 г. дружеството е предоставило изисканите данни и документи.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, Комисията приема за установено следното:

„Костинбродгаз“ ООД е дружество с ограничена отговорност, вписано в Търговския регистър с ЕИК 131321489, със седалище и адрес на управление: гр. Костинброд, п.к. 2232, Птицекомбинат. Предметът на дейност на дружеството е: инвестиране, изграждане, експлоатация и поддържане на газоразпределителната мрежа в обекти и съоръжения, свързани с използването, разпределението и продажбата на природен газ.

Размерът на капитала на дружеството е 355 300 лв. Съдружници в дружеството са „Джиев“ АД с размер на дяловото участие 56,4%, Тодорка Рашкова Иванова със 17,51%, Мариян Стоянов Петров със 17,51% и „Еврогазкомпания“ ООД с 8,58%.

Дружеството се управлява и представлява от Михаил Богданов Цветков - управител.

„Костинбродгаз“ ООД е титуляр на лицензия № Л-211-08 от 03.10.2006 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-211-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на общините Костинброд и Сливница, издадени за срок до 25.09.2041 г.

С Решение № И2-Л-211 от 11.03.2020 КЕВР е одобрила актуализиран бизнес план на „Костинбродгаз“ ООД за територията на общини Костинброд и Сливница за периода 2016 – 2020 г.

В чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ са регламентирани задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа, като е предвидено, че същият се съставя за срок до пет години според указанията на Комисията. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 и ал. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е неразделна част от издадената лицензия и периодично се актуализира, без това да се счита за изменение на лицензията.

Бизнес план на „Костинбродгаз“ ООД за периода 2021 – 2025 г.

Бизнес планът на „Костинбродгаз“ ООД е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ. Въз основа на предоставената информация са разгледани и анализирани основните технически и икономически аспекти, както и финансовото състояние на дружеството, към момента на съставяне на бизнес плана и очакваното развитие на дейността за периода 2021 – 2025 г.

1. Инвестиционна програма

Инвестиционната програма на „Костинбродгаз“ ООД за периода 2021 – 2025 г. включва:

- изграждане на разпределителен газопровод до гр. Сливница и газоразпределителна мрежа в града за присъединяване на стопански и битови клиенти;
- изграждане на разпределителен газопровод до с. Драговищица и до с. Безден;
- изграждане на ГРМ в с. Петърч и с. Голяновци, и поетапна газификация на селата Драговищица, Опицвет, Голяновци и Безден;
- развитие на съществуващата ГРМ чрез изграждане на нови газопроводни

отклонения за стопански и битови клиенти и уплътняване на ГРМ на територията на гр. Костинброд.

Инвестиционната програма на „Костинбродгаз“ ООД за газификация на общините Костинброд и Сливница за периода 2021 – 2025 г. предвижда изграждането на 70 869 м ГРМ, от която 61 403 м разпределителни газопроводи и 9466 м отклонения. ГРМ и прилежащите ѝ съоръжения са на обща стойност 8187 хил. лв.

Предвидената за изграждане ГРМ и брой съоръжения по групи клиенти по години за периода на бизнес плана са посочени в таблица № 1:

Таблица № 1

Параметри	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Общо
Дължина на ГРМ, в т.ч.	м	15 260	14 527	13 225	13 022	14 835	70 869
Линейна част	м	13 119	12 682	11 475	11 237	12 890	61 403
Отклонения, в т.ч. за:	м	2141	1845	1750	1785	1945	9466
Стопански клиенти	м	176	170	190	85	120	741
Битови клиенти	м	1965	1675	1560	1700	1825	8725
Общ брой съоръжения, в т.ч.:	бр.	403	348	340	347	373	1811
Системни съоръжения	бр.	7	2	2	2	2	15
Стопански клиенти	бр.	3	11	26	5	6	51
Битови клиенти	бр.	393	335	312	340	365	1745

Общият брой планирани за изграждане съоръжения е 1811 бр., в т.ч. системни съоръжения – 15 бр., съоръжения за стопански клиенти – 51 бр. и 1745 бр. за битови клиенти.

Стойността на инвестициите по години за периода на бизнес плана са посочени в таблица № 2:

Таблица № 2

Инвестиции	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Общо:
Линейна част и отклонения	хил. лв.	1531	1388	1172	1291	1347	6729
Съоръжения, без битови	хил. лв.	195	105	130	68	71	568
Съоръжения битови	хил. лв.	200	171	159	173	186	890
Общо:	хил. лв.	1926	1664	1461	1532	1604	8187

През периода 2021 – 2025 г. се предвижда изграждането на ГРМ да се извършва поетапно. Предвидените за газификация райони и разширение на ГРМ са съгласно одобрените специализирани план – схеми за газификация на населените места. Предложената етапност за развитие на проекта за газификация е направена при следните условия: развитие на газоснабдяването на териториите на лицензията; максимално използване капацитета на съществуващите газопроводи; газификация на обособени жилищни и промишлени зони за цялата територия на лицензията, както и уплътняване на съществуващата мрежа чрез включване на нови клиенти. Инвестиционната програма е разделена на пет етапа, както следва:

Първи етап – 2021 г.

Предвижда се да се изгради: ГРМ в с. Петърч - втори етап; разпределителен газопровод до с. Драговищица; ГРМ в с. Драговищица - първи етап; разпределителен газопровод до гр. Сливница и ГРМ в гр. Сливница - главен клон; ГРМ в гр. Сливница - етап 1; изграждане на ГРП 1, ГРП 2, ГРП 3, ГРП 4 и ГРП Люпилня в гр. Костинброд; изграждане на ГРП 1 в гр. Сливница; изграждане на ГИТ 1 вход.

Втори етап – 2022 г.

През този етап ще се изгради: ГРМ в гр. Костинброд зона А - трети етап; ГРМ в с. Голяновци - втори етап; ГРМ в с. Драговищица - втори етап; ГРМ в с. Опицвет - първи етап; ГРМ в гр. Сливница - главен клон; ГРМ в гр. Сливница - етап 2; изграждане на ГРП 2 и ГРП2 в гр. Сливница.

Трети етап – 2023 г.

Предвижда се да се изгради: ГРМ в гр. Костинброд зона С - трети етап; ГРМ в гр.

Костинброд III-ти Район - втори етап; разпределителен газопровод до с. Безден; ГРМ в с. Петърч - трети етап; ГРМ в с. Опицвет - втори етап; ГРМ в с. Безден - първи етап; ГРМ в гр. Сливница - етап 3; изграждане на ГРП 4 и ГРП5 в гр. Сливница.

Четвърти етап – 2024 г.

През този етап ще се изгради: ГРМ в гр. Костинброд зона С - четвърти етап; ГРМ в гр. Костинброд I-ви Район - трети етап; ГРМ в с. Петърч - четвърти етап; ГРМ в с. Драговищица - трети етап; ГРМ в с. Опицвет - трети етап; ГРМ в с. Безден - втори етап; ГРМ в гр. Сливница - главен клон; ГРМ в гр. Сливница - етап 4; изграждане на ГРП 6 и ГРП 7 в гр. Сливница.

Пети етап – 2025 г.

През този етап се предвижда да се изгради: ГРМ в гр. Костинброд зона С - пети етап; ГРМ в гр. Костинброд III-ти Район - втори етап; ГРМ в с. Петърч - пети етап; ГРМ в с. Опицвет - четвърти етап; ГРМ в с. Безден - трети етап; ГРМ в гр. Сливница - главен клон; ГРМ в гр. Сливница - етап 4; изграждане на ГРП 8 и ГРП 9 в гр. Сливница.

2. Производствена програма

Към настоящия момент „Костинбродгаз“ ООД доставя природен газ на крайни клиенти, разположени на лицензионната територия в населените места - гр. Костинброд, с. Петърч и с. Голяновци. Към края на 2020 г. дружеството очаква броят на присъединените клиенти към ГРМ да достигне 1472 бр. клиенти, от които 72 бр. стопански и 1400 бр. битови клиенти, в т.ч. през 2020 г. да бъдат присъединени 359 бр. нови битови клиенти. Очаква се общото годишно потребление на природен газ да е 69 108 MWh, разпределено по сектори, съответно за: стопански клиенти – 54 409 MWh и битовите клиенти - 14 699 MWh.

Дружеството посочва, че бизнес плана е разработен на база на маркетингово проучване на потенциалните клиенти и състоянието на енергийния пазар на територията на община Костинброд и община Сливница. Основни фактори, определящи пазара на природен газ на територията на лицензионните общини, са: потенциалните нужди на клиентите за отопление, битова гореща вода и приготвяне на храна; равнището на доходите на потенциалните клиенти и влиянието на общите икономически тенденции. Клиентите на природен газ са условно разделени на две групи, съобразно потреблението им, а именно: стопански клиенти и битови клиенти.

В края на петгодишния прогнозен период годишната консумация на природен газ за територията на общините Костинброд и Сливница се очаква да достигне 125 228 MWh/г., реализирана от 3268 клиенти, от които 3145 битови.

Представените данни за прогнозното потребление на клиентите от небитовия сектор са според направените анкети, а тези за битовия сектор са получени чрез представителна извадка от анкетни карти на определен брой потенциални битови консуматори и статистически данни за градоустройственото и демографско състояние на общините.

Прогнозната консумация на природен газ по групи клиенти през годините на бизнес плана е посочена в таблица № 3:

Таблица № 3

Групи клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански	MWh/г.	55 539	78 799	83 679	90 779	92 209
до 1000 MWh/год. вкл.	MWh/г.	7103	7963	12 843	19 943	21 373
от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл.	MWh/г.	21 536	21 536	21 536	21 536	21 536
над 10 000 MWh/год.	MWh/г.	26 900	49 300	49 300	49 300	49 300
Битови	MWh/г.	18 825	22 342	25 618	29 187	33 019
Общо:	MWh/г.	74 364	101 141	109 297	119 966	125 228

Броят на потенциалните клиенти по групи клиенти с натрупване за периода на бизнес плана е посочен в таблица № 4:

Таблица № 4

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Стопански	брой	75	86	112	117	123
до 1000 MWh/год. вкл.	брой	65	75	101	106	112
от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл.	брой	8	8	8	8	8
над 10 000 MWh/год.	брой	2	3	3	3	3
Битови	брой	1793	2128	2440	2780	3145
Общо:	брой	1868	2214	2552	2897	3268

3. Ремонтна (експлоатационна програма)

Ремонтната програма на дружеството е насочена към осигуряване на непрекъснато, безопасно и безаварийно функциониране на ГРМ, с цел надеждно снабдяване на клиентите с природен газ при спазване на изискванията за качество, за опазване на околната среда и съхраняване на здравето, живота и собствеността на населението.

Ремонтната програма на „Костинбродгаз“ ООД включва следните дейности, извършвани от експлоатационния персонал на дружеството:

По отношение на газопроводите от ГРМ: обхождане на трасето и водене на експлоатационен дневник, проверка за загазяване на шахти, колектори, сутерени и др., текуща поддръжка на кранови възли, извършване на основни ремонти, поддръжане на аварийна готовност и аварийен резерв на части, възли и детайли за съоръжения и контролно-измервателни прибори и автоматика, извършване на обследване на подземните газопроводи за наличие и локализиране на утечки на природен газ, съставяне на база данни за разпределителните газопроводи, крановите възли и отклоненията в мрежата.

По отношение на катодната защита: измерване на електрическите потенциали и съставяне на протоколи за резултатите от измерванията, поддръжка и обслужване на защитните съоръжения и инсталации, поддръжка и обслужване на въздушни преходи, извършване на ремонти по системата, участие и/или контрол при извършване на електрометрично обследване на подземните газопроводи и ремонт на изолационното покритие в случай на констатирани нарушения.

По отношение на поддръжката на съоръженията и инсталациите: извършване на проверка и настройка на оборудването, обслужвано от експлоатационния персонал; извършване на основни ремонти и преустройства; проверка и обслужване на одориращата станция и съставяне на досиета и на база данни за съоръженията; текуща поддръжка на съоръженията.

По отношение на разходомерните системи са предвидени: измерване и отчитане на количествата газ; обслужване на разходомерите; изготвяне на годишни календарни графици за метрологична проверка на средствата за измерване; съставяне на база данни за всички елементи на разходомерните системи.

Аварийната готовност и газова безопасност включва организиране и провеждане на аварийни тренировки, проверка на степента на одориране на газа по камерен метод, проверка на концентрацията на одоранта в газа, поддръжка на аварийен автомобил и оборудването.

Работата с клиентите включва: следене и регулиране на работните и аварийни режими на ГРМ, ръководство за работа с природен газ на клиентите, оперативни разпореждания на експлоатационния персонал, събиране и обработка на оперативни данни за ГРМ, поддръжка и архив на базата данни, приемане на заявки от клиенти и водене на оперативна документация.

4. Социална програма

Основните цели на социалната програма на „Костинбродгаз“ ООД са: създаване на условия за поддръжане на добър жизнен стандарт на работниците и служителите, което да доведе до повишаване на заинтересоваността на персонала към по-голяма ефективност на бизнеса, и удовлетворяване на социално-битовите и културните потребности и интереси

на персонала, зает в упражняване на лицензионните дейности.

В изпълнение на част от посочените по-горе цели дружеството предвижда да осъществи своята социална програма, включваща конкретни дейности за осигуряване на социално-битовите и културни потребности, съгласно чл. 294 от Кодекса на труда, като: трудова медицина, осигурени средства за храна, осигуряване на средства за спорт, отдых и туризъм, медицинско обслужване на служителите; подпомагане на служителите при лечение и закупуване на лекарства и медикаменти с висока стойност; подпомагане на служители при настъпване на значими събития (брак, раждане на дете, смърт, отглеждане на дете до 2-годишна възраст).

Според дружеството газификацията на общините Костинброд и Сливница ще подобри жизнения комфорт и ще създаде редица предимства на населението, живеещо на лицензионната територия, като: откриване на нови работни места, свързани с експлоатацията и управлението на ГРМ; подобряване на качеството на атмосферния въздух; нарастване на инвестиционната стойност и привлекателност на съответните населени места; подобряване на условията на живот и условията на труд; създаване на възможности за реструктуриране и подобряване на общинските бюджети, повишаване на комфорта на живот в общините.

Положителен ефект от преминаване към използване на природен газ се наблюдава при промишлените предприятия, които основно използват мазут и нафта за горивна база. Създават се възможности за многократно намаляване на разходите за производство, като по този начин се създават възможности за многократно намаляване на разходите за производство и пренасочване на освободените парични средства към други дейности.

„Костинбродгаз“ ООД планира да осигури безопасна и ефективна експлоатация на газоразпределителната мрежа в съответствие с изискванията за опазване на околната среда.

5. Прогнозна структура и обем на разходите

Структурата и обемът на разходите по години са формирани съгласно Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ). Разходите за дейностите пренос на природен газ през ГРМ и снабдяване с природен газ от краен снабдител са формирани на база цени към момента на изготвянето на бизнес плана, като в прогнозните стойности на разходите не е отчетена инфлация.

Основните фактори, даващи отражение върху прогнозните стойности на разходите, са: отчетна и балансова стойност на ГРМ; отчетна и балансова стойност на други дълготрайни активи (нематериални и други материални активи), необходими за извършването на лицензионните дейности; дължина на линейната част; брой клиенти по групи и подгрупи; продажби на природен газ по групи и подгрупи клиенти; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и за обслужване на клиентите.

Годишните разходи са групирани по икономически елементи, като във всяка група са изброени детайлно всички конкретни видове разходи. Условно-постоянните 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. Прогнозната стойност на променливите разходи е функция на прогнозираните количества природен газ и съответните разходни норми.

Структурата и обемът на разходите на „Костинбродгаз“ ООД за регулаторен период 2021 – 2025 г. са изготвени по дейности „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, разделени са на условно-постоянни и променливи и са представени по лицензионни дейности, както следва:

Дейност „разпределение на природен газ“:

- разходите за експлоатация и поддръжка на ГРМ включват: разходи за материали, външни услуги, амортизации, заплати и възнаграждения, социални осигуровки и надбавки, социални и други разходи;
- разходите, пряко зависещи от пренесените количества природен газ, включват

следните основни елементи: разходи за материали, загуби на природен газ по мрежата и други разходи.

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „разпределение на природен газ“ е посочена в таблица № 5:

Таблица № 5

Разходи за дейността „Разпределение на природен газ (хил. лв.)“	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ - УПР, в т. ч:	867	1000	1177	1304	1459
Разходи за материали	30	42	52	60	70
Разходи за външни услуги	159	165	181	198	213
Разходи за амортизации	413	519	611	701	794
Разходи за заплати и възнаграждения	196	201	245	252	279
Разходи за социални осигуровки	43	44	54	55	61
Социални разходи	7	7	8	8	8
Други разходи	19	22	26	30	34
Разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ -ПР	65	87	95	104	108
Общо разходи за разпределение:	932	1087	1272	1408	1567

В структурата на прогнозните разходи за дейност „разпределение на природен газ“ за периода 2021 – 2025 г. най-голям дял имат разходите за амортизации 48%, следвани от разходи за заплати и възнаграждения 19% и разходи за социални осигуровки 4%.

Разходите, свързани с експлоатацията и поддръжката на газоразпределителната система обхващат:

Условно-постоянни разходи:

Разходи за материали:

- разходи за текущо поддържане на ГРМ и съоръженията към нея, включващи резервни части за ремонт на линейната част, планирани на база дължината на мрежата, в размер на 0,5% от стойността на изградените линейни участъци и резервните части за ремонт на съоръженията, планирани на база брой монтирани съоръжения, прогнозирани в размер на 0,6% от стойността на изградените съоръжения;

- разходи за гориво и транспорт, планирани по 500 лв./месец на автомобил, предвид заложеното закупуване на автомобил на дружеството през 2021 г., обслужващ двете лицензионни дейности. Разходите са прогнозирани на база на необходим среден пробег на транспортното средство за обслужване на дейността и са планирани в зависимост от изградената и планирана за изграждане ГРМ;

- разходи за работно облекло, планирани в зависимост от броя персонал, зает с тази дейност и с оглед безопасни условия на труд, средно по 400 лв./служител/година;

- разходи за канцеларски материали, планирани съгласно достигнатите през 2020 г. разходи средно по 30 лв./служител/месец.

Разходи за външни услуги включват:

- разходи за застраховки на ГРМ, включващи имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“, планирани на база отчетната стойност на линейната част и съоръженията, както и застраховката на персонал за съответната дейност;

- разходи за данъци и такси, които са прогнозирани на база нормативна уредба и извършените разходи за 2020 г. Лицензионни такси са планирани в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия по 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;

- пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти, средно по 120 лв./месец, планирани на база извършени към момента разходи. Включват разходи за куриерски услуги, вкл. за пратки на разходомери за проверка, писма на клиенти за просрочени задължения и др. кореспонденция;

- разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност, които са определени

съгласно Наредбата за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ. С цел спазване законовите изисквания за превантивни мерки, както и за бърза и адекватна реакция при извънредно събитие, комплексното сервизно обслужване и аварийната готовност на газопроводите и съоръженията ще се извършва, както и до момента, от квалифициран и необходим по численост персонал на дружеството. В тези разходи са включени и разходите за технически надзор. Планираните разходи за периода за тези дейности са средно по 3 хил. лв./годишно;

- разходи за въоръжена и противопожарна охрана, включват разходи за охрана, в размер на 200 лв./месец;

- разходи за наеми на сграда, планирани на база годишен разход за 2020 г. и сключен договор за наем към момента. През 2021 г. се планира наемането на офис в гр. Сливница, предвид предстоящото изграждане на разпределителен газопровод и отклонения до населените места в община Сливница. През 2023 г. се предвижда наемане на допълнително помещение в гр. Костинброд, поради предвидено увеличение на персонала и разширяване на дейността на дружеството за изпълнение на заложената инвестиционна програма. Разходите за наем на офисите са определени съгласно пазарните цени в региона и са разпределени пропорционално към разходите за всяка от лицензионните дейности на дружеството;

- разходи за проверка на уреди, отнасят се само за дейността „разпределение на природен газ“. Планираните разходи са формирани на база брой задължителни за проверка уреди и цената на проверка на съответно средство за търговско измерване;

- експертни и одиторски разходи, които са прогнозирани на база годишен разход за 2019 г. за съответната дейност и сключени договори, в размер средно на 10 хил. лв. за всяка от годините на бизнес плана;

- разходи за вода, отопление и осветление, планирани в зависимост от средния годишен разход за предходната година и очакван годишен разход за следващите години - по 200 лв./месец.

Разходи за амортизации, представляващи основен дял от УПР за дейността „разпределение на природен газ“. Тези разходи нарастват през годините от 413 хил. лв. през 2021 г. до 794 хил. лв. през 2025 г., в съответствие с планираните инвестиции. Разходите за амортизации са определени по линеен метод съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения, които включват разходи за персонала за тази дейност и са с нива на възнагражденията от 2020 г. Разходите за възнаграждения нарастват от 194 хил. лв. на 279 хил. лв. през 2025 г. Поради разширяване на дейността и за изпълнение на планираната инвестиционна и производствена програма през новия период през 2021 г. се предвижда назначаването на трима служители, а през 2023 г. на още двама служители.

Разходи за социални осигуровки, включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др. Тези разходи са в зависимост от броя персонал през годините на периода на бизнес плана.

Други разходи включват:

- разходи за маркетинг и реклама, свързани с консултирането на клиентите по процедурата по присъединяването, подписване на договор за присъединяване и изпълнение до присъединен клиент. Разходът е необходим, за да бъдат привлечени нови потребители или бъдат активирани вече отказалите се да ползват природен газ;

- разходи за охрана на труда (трудова медицина) са прогнозирани като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност и средния годишен разход през предходни години - по 20 лв./служител/месец;

- разходи за командировки са прогнозирани в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност през предходни години и са в размер на 2 хил. лв. на година общо за дружеството;

- разходи за публикации, които са прогнозирани на база шест публикации годишно, при средна стойност на рекламното каре от около 400 лв.

Разходи, пряко зависещи пренесените и доставени количества природен газ, включват:

Разходите за одорант, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“, в зависимост от планираните продажни количества природен газ, в размер на 20 mg/1000 м³ природен газ. През първата година тези разходи са в размер на 3,6 хил. лв. и достигат до 6 хил. лв. през последната година от периода на бизнес плана.

Разходи за текущо поддържане – отнасят се за дейността „разпределение на природен газ“ и са в размер средно до 350 лв./месец.

Разходите свързани със загуби на природен газ са в съответствие с размера на технологичните загуби на газ през настоящата и предходните години и са изчислени съгласно планираните количества природен газ.

Другите разходи са в размер на 2 хил. лв./годишно.

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е посочена в таблица № 6:

Таблица № 6

Разходи за дейността „Снабдяване с природен газ-УПР“	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Разходи за материали	8	12	13	14	15
Разходи за външни услуги	31	35	47	54	61
Разходи за амортизации	4	8	8	8	8
Разходи за заплати и възнаграждения	91	96	100	102	105
Разходи за социални осигуровки	20	21	22	22	23
Социални разходи	2	2	2	2	2
Други разходи	7	8	9	11	12
Общо разходи за снабдяване:	163	182	201	213	226

При прогнозните разходи за дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за периода 2021 – 2025 г. с най-голям дял са разходите за заплати и възнаграждения – 50%, следвани от разходите за външни услуги – 23%.

Условно-постоянни разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ включват:

Разходите за материали са в размер на 12 хил. лв. годишно и включват: разходи за работно облекло, планирани в зависимост от броя на персонала в размер средно по 400 лв./служител/година; разходи за канцеларски материали в размер средно по около 150 лв./месец; разходи за гориво за автотранспорт. Поради предстоящо закупуване през 2023 г. на автомобил, обслужващ дейността по снабдяване с природен газ за гориво са предвидени средно по 500 лева/месец за периода на бизнес плана, на базата на необходим среден пробег на транспортното средство за обслужване на дейността на дружеството, който е обвързан с прогнозната дължина на ГРМ. До 2023 г. разходите за гориво на автомобила се разделят между двете лицензионни дейности.

Разходите за външни услуги включват:

- разходи за застраховки на компютърната техника и застраховки на имуществото и офиса;
- разходи за лицензионна такса, данъци и банкови такси, които са прогнозирани на база нормативна уредба и са в размер на около 7 хил. лв.;
- пощенски и телефонни разходи, прогнозирани в размер на около 400 лв. на месец;
- разходи за наеми на офиси, планирани в размер на 1,2 хил. лв. месечно;
- разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност, които включват поддържането на компютърните мрежи и системи и други софтуерни програми;
- експертни и одиторски разходи, прогнозирани на база годишен разход за 2019 г. за съответната дейност и сключени договори, в размер средно на 3 хил. лв./година;
- разходи за вода, отопление и осветление, планирани в зависимост от средния

годишен разход за предходната година, в размер средно по 90 лв./месец.

Разходи за амортизация – средно в размер на 8 хил. лв. на година.

Разходи за заплати и възнаграждения на служителите, които включват разходите за служителите пряко заети с дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и планирания 4 броя персонал за целия период на бизнес плана.

Разходи за социални осигуровки и надбавки – прогнозираны са на база нормативните изисквания и включват начисления върху работната заплата, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

Социални разходи, планирани са в размер на 600 лв./година за един служител.

Други разходи включват разходи за реклама и маркетингова дейност в размер на 4 хил. лв. годишно; разходи за охрана на труда, планирани в размер на 20 лв./служител/месец; разходи за командировки, прогнозираны в размер на 200 лв./служител/година; разходи за публикации, планирани по 400 лв./година.

През периода 2021 – 2025 г. няма планирани променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ“, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ.

6. Прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране, на „Костинбродгаз“ ООД за периода 2021 – 2025 г.

За финансиране изграждането на ГРМ в общините Костинброд и Сливница за периода 2021 – 2025 г. се предвижда използването на парични средства в размер на 8187 хил. лв. Необходимите средства на „Костинбродгаз“ ООД ще обезпечат целия размер на планираните инвестиции.

Прогнозната структура и обемът на капитала са отразени в таблица № 7:

Таблица № 7

Описание	Единица мярка	Стойности				
		2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Собствен капитал	хил. лева	3469	3952	4437	4932	5441
Дял на собствен капитал	%	44.79%	44.84%	46.07%	47.37%	48.59%
Привлечен капитал	хил. лева	4276	4861	5195	5480	5757
Дял на привлечения капитал	%	55.21%	55.16%	53.93%	52.63%	51.41%

„Костинбродгаз“ ООД предвижда да финансира инвестиционната си програма със собствени средства, акумулирани от дейността на дружеството, респективно реинвестиране на печалбата и амортизационните отчисления за всяка година от периода, както и с привлечен капитал – инвестиционен банков кредит или заемни финансови средства от съдружниците в дружеството. Предвижда се кандидатстване и възможност за усвояване на дългосрочни кредити в размер на 7900 хил. лв., разпределени почти равномерно за всяка от годините на бизнес плана, със срок на погасяване 6 години и лихвен процент 2,3% на годишна база.

Според дружеството за целите на финансовото осигуряване на проекта не се предвижда ползването на друг вид финансиране, в т.ч държавна помощ и/или приложими гарантови схеми.

7. Финансово-икономическо състояние на „Костинбродгаз“ ООД за периода 2021 – 2025 г.

„Костинбродгаз“ ООД е представило прогнозни счетоводен баланс, отчет за приходите и разходите и прогнозен паричен поток за периода 2021 – 2025 г. За целия период на бизнес плана дружеството прогнозира да реализира печалба, както следва: 394 хил. лв. за 2021 г., 482 хил. лв. за 2022 г., 486 хил. лв. за 2023 г., 494 хил. лв. за 2024 г. и 509 хил. лв. за 2025 г.

Общите приходи от дейността на дружеството се увеличават от 3296 хил. лв. през 2021 г. на 5316 хил. лв. за 2025 г. Основен дял в приходите имат приходите от продажба на природен газ, които се увеличават от 2905 хил. лв. за 2021 г. на 4945 хил. лв. за 2025 г. Структурата на общите приходи включва още приходи от продажба на услуги и други приходи.

Общите разходи на дружеството се увеличават от 2859 хил. лв. за 2021 г. до 4750 хил. лв. за 2025 г. Разходите за материали се увеличават от 44 хил. лв. на 96 хил. лв., а разходите за външни услуги се увеличават от 190 хил. лв. за 2021 г. на 274 хил. лв. за 2025 г. Разходите за амортизации също се увеличават от 418 хил. лв. за 2021 г. на 802 хил. лв. за 2025 г. Разходите за персонала се увеличават от 359 хил. лв. за 2021 г. на 479 хил. лв. за 2025 г. Други разходи, в т.ч разходите за покупка на природен газ, нарастват от 1755 хил. лв. за 2021 г. до 2956 хил. лв. за 2025 г.

Общата сума на активите на дружеството се увеличава от 7866 хил. лв. за 2021 г. на 11 429 хил. лв. за 2025 г., вследствие на увеличението на нетекущите активи. Нетекущите активи се увеличават от 7085 хил. лв. за 2021 г. на 10 899 хил. лв. за 2025 г. Текущите активи намаляват от 781 хил. лв. за 2021 г. на 530 хил. лв. за 2025 г., в резултат на намаление на вземанията.

За разглеждания период записаният капитал остава с непроменена стойност в размер на 355 хил. лв. годишно. Резервите също остават с непроменена стойност в размер на 746 хил. лв. годишно. Дружеството прогнозира поетапно увеличение на собствения капитал от 3469 хил. лв. за 2021 г. на 5441 хил. лв. за 2025 г., вследствие на увеличение на размера на натрупаната и текущата печалба. Нетекущите пасиви на дружеството нарастват от 4276 лв. за 2021 г. на 5757 лв. за 2025 г. Текущите пасиви нарастват от 115 хил. лв. за 2021 г. на 226 лв. за 2025 г.

От представените прогнозни парични потоци за периода 2021 – 2025 г. е видно, че паричните постъпления ще бъдат от основната дейност. Плащанията за основната дейност са за суровини и материали, за възнаграждения и осигуровки на персонала, и данъци. При инвестиционната дейност на дружеството са предвидени плащания, свързани с покупка на активи. По отношение на финансовата дейност през периода 2021 – 2025 г. са предвидени постъпления от банкови заеми, а плащанията са по заеми, лихви, такси и комисионни. От прогнозните парични потоци е видно, че в края на всяка една година прогнозираните парични наличности са с положителни стойности.

Отчетните и прогнозни приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в таблица № 8:

Таблица № 8

Показатели	Отчет			Прогноза	
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Общо приходи от дейността (хил. лв.)	3296	4193	4596	5004	5316
Общо разходи от дейността (хил. лв.)	2859	3657	4056	4455	4750
Счетоводна печалба/загуба (хил. лв.)	438	536	540	549	566
Финансов резултат (хил. лв.)	394	482	486	494	509
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	0,49	0,48	0,48	0,49	0,50
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	6,79	5,16	4,19	3,04	2,35
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	0,79	0,79	0,83	0,87	0,91

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Костинбродгаз“ ООД за периода 2021 – 2025 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал за периода се увеличава от 0,49 за 2021 г. на 0,50 за 2025 г., но е под единица, което означава, че дружеството може да има затруднения при инвестиране със свободен собствен капитал в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на обща ликвидност намалява от 6,79 за 2021 г. на 2,35 за 2025 г., но остава над единица, което означава, че дружеството ще разполага с достатъчно свободни оборотни средства за погасяване на текущите си задължения.

Коефициентът на финансова автономност, се увеличава от 0,79 за 2021 г. на 0,91 за 2025 г., но остава под единица. Това показва, че дружеството може да има затруднения

при покриване със собствени средства на дългосрочните и краткосрочни си задължения.

Очакваните стойности на горепосочените показатели, определени на база обща балансова структура за периода 2021 – 2025 г., показват финансово-икономическото състояние на „Костинбродгаз“ ООД като относително *лошо*.

8. Прогноза за цените на предоставяните услуги

Прогнозните цени за пренос на природен газ по газоразпределителните мрежи и за снабдяване с природен газ от краен снабдител по групи и подгрупи клиенти са образувани в съответствие с НРЦПГ при метод на регулиране „горна граница на цени“. Тарифната структура на клиентите на „Костинбродгаз“ ООД е диференцирана в зависимост от сходни характеристики на потребление, групирани съобразно вида и основната им дейност, съответно:

- стопански клиенти, включващи промишлени клиенти: заводи, фабрики, производствени цехове и др. и обществено-административни и търговски клиенти, включващи училища, детски градини, общини, хотели, ресторанти, болници, спортни зали, църкви, търговски обекти и др.;

- битови клиенти – домакинства и физически лица.

Предложените от „Костинбродгаз“ ООД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за териториите на общините Костинброд и Сливница, са посочени в таблица № 9:

Таблица № 9

Групи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Стопански клиенти		
до 1 000 MWh/год. вкл.	19,97	0,46
от 1 001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл.	14,19	0,46
над 10 000 MWh/год.	10,38	0,46
Битови	21,12	3,94 лв./клиент/месец

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

Цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на териториите на общините Костинброд и Сливница са посочени в таблица № 10:

Таблица № 10

Групи и подгрупи клиенти	Цени (лв./клиент)
Стопански клиенти с годишно потребление	
до 1000 MWh/год. вкл.	1830
от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл.	2755
над 10 000 MWh/год.	5290
Битови	575

Заявление с вх. № Е-15-40-10 от 29.09.2020 г. от „Костинбродгаз“ ООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване към ГРМ на териториите на общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период 2021 – 2025 г. е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

9. Прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи

Прогнозните цени за разпределение на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител по групи и подгрупи клиенти, са образувани в съответствие с НРЦПГ при метод на регулиране на „горна граница на цени“. Съгласно чл. 6 от НРЦПГ, образуваните цени са пределни. Газоразпределителното предприятие може да договаря, предлага и прилага по-ниски от утвърдените от комисията цени, при условие, че това не води до кръстосано субсидиране. „Костинбродгаз“ ООД заявява, че на тази

регулаторна база и отчитайки конюнктурата на пазара на енергоносителите, може да изгражда и прилага ефективна ценова стратегия, най-същественото в която е: поддържане на конкурентноспособно равнище на цените на природния газ спрямо цените на алтернативните енергоносители; поддържане на устойчивото им равнище за по-продължителен период от време и осигуряване чрез цените на дългосрочната ефективност на проекта.

10. Определяне на области за повишаване на ефективността

Дейността на газоразпределителното дружество обхваща веригата от изграждането на ГРМ до продажбите на природен газ на крайните клиенти. Дружеството определя следните области за повишаване на ефективността:

В производството: рационализиране на снабдителния процес; повишаване производителността на труда – мотивация и квалификация на персонала; подобряване на безопасността чрез балансирано развитие на персонал, техника и технологии; прилагане на съвременни компютърни системи за предпроектни проучвания и проектиране; ефективна организация на сервизната дейност, при ръководство на експлоатационния процес – годишно/сезонно/дневно.

В строителството: стандарти за строителство и осигуряване на качество съгласно международните стандарти; прилагане на съвременни компютърни системи за предпроектни проучвания и проектиране; използване на високоефективна строителна техника и създаване на организация за оптималното ѝ използване.

В маркетинга на услугата: изграждане на SCADA (System Control and Data Acquisition); мониториране на електронни разходомери; изграждане на Billing System; изграждане на центрове за работа с клиентите; квалифициран персонал; атрактивни рекламни кампании; внедряване на техническа възможност за дистанционно отчитане на разходомерите.

Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложиени от „Костинбродгаз“ ООД, в бизнес плана за периода 2021 – 2025 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения, във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на общините Костинброд и Сливница.

Изказвания по т.3.:

Докладва Р. Тахир. „Костинбродгаз“ ООД е подало заявление за одобряване на бизнес план за територията на общините Костинброд и Сливница за периода 2021 – 2025 г. С Решение № И2-Л-211 от 11.03.2020 г. КЕВР е одобрила актуализиран бизнес план на дружеството за територията на общините Костинброд и Сливница за периода 2016-2020 г. В т. I. е посочено изпълнението на бизнес плана по отношение на инвестициите, на количествата, броя на клиентите, както и обосновките на дружеството. Анализът на финансово-икономическо състояние на „Костинбродгаз“ ООД за периода 2017 – 2019 г. показва, че дружеството реализира печалби за 2017 г., 2018 г. и 2019 г., но финансово-икономическото състояние на дружеството може да се определи като относително лошо. Бизнес планът на „Костинбродгаз“ ООД за периода 2021 – 2025 г. включва изграждане на разпределителен газопровод до гр. Сливница и развитие на газоразпределителна мрежа; изграждане на разпределителен газопровод до с. Драговищица и до с. Безден; изграждане на ГРМ в с. Петърч и с. Голяновци, и поетапна газификация на селата Драговищица, Опицвет, Голяновци и Безден, като е представен подробен график за дейностите. Инвестиционната програма на „Костинбродгаз“ ООД предвижда изграждането на 70 869 м ГРМ на обща стойност 8187 хил. лв.

В края на петгодишния прогнозен период годишната консумация на природен газ за територията на общините Костинброд и Сливница се очаква да достигне 125 228 MWh/г., реализирана от 3268 клиенти, от които 3145 битови. В доклада са описани ремонтната и социалната програма, посочени са структурата и обема на разходите поотделно за

дейностите „разпределение“ и „снабдяване“. За финансиране на изграждането на газоразпределителната мрежа в общините Костинброд и Сливница се предвижда използването на собствени средства, акумулирани от дейността на дружеството, респективно реинвестиране на печалбата и амортизационните отчисления, но и с привлечен капитал – инвестиционен банков кредит или заемни финансови средства от съдружниците в дружеството. Работната група е направила и анализ на прогнозното финансово състояние. Дружеството предвижда да реализира печалби през целия период. Заявлението за цени е предмет на отделно административно производство. Посочена е прогноза за равномерно изменение на цените и определените области за повишаване на ефективността.

Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложи от „Костинбродгаз“ ООД, в бизнес плана за периода 2021 – 2025 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения, във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на общините Костинброд и Сливница. Предвид горното и на основание чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5, във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, предлагаме Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;

2. Да приеме решение за одобряване на бизнес план на „Костинбродгаз“ ООД, за територията на общините Костинброд и Сливница, за периода 2021 – 2025 г.

Р. Тахир прочете и диспозитива на самото решение:

На основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява бизнес план на „Костинбродгаз“ ООД, за територията на общините Костинброд и Сливница, за периода 2021 – 2025 г.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада и проекта на решение.

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява бизнес план на „Костинбродгаз“ ООД, за територията на общините Костинброд и Сливница, за периода 2021 – 2025 г.

В заседанието по **точка трета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонova.

Решението е взето със **седем гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за,

Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитоновна – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-ДК-977 от 04.12.2020 г. и проект на решение относно **заявление от „Костинбродгаз“ ООД 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 общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период 2021 – 2025 г.**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-40-10 от 29.09.2020 г. от „Костинбродгаз“ ООД, с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период 2021 – 2025 г.

Със Заповед № 3-Е-174 от 02.10.2020 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, 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 „Костинбродгаз“ ООД за одобряване на бизнес план.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от НРЦПГ са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-40-10 от 07.10.2020 г. е изискано „Костинбродгаз“ ООД да предостави следните данни и документи: копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно чл. 29, ал. 2, т. 6 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ); копие на договор за наем на офис на „Костинбродгаз“ ООД; обосновка за начина на формиране и необходимостта от извършване на разходите „материали за текущо поддържане“ и „други разходи“, включени в перото „Разходи, пряко зависещи от доставените количества природен газ“ към дейността „разпределение на природен газ“, както и копие на договор за комплексно сервизно обслужване за поддръжка и ремонт на газопроводите и съоръженията. С писмо с вх. № Е-15-40-10 от 19.10.2020 г. заявителят е представил изисканите данни и документи.

С писмо с вх. № Е-15-40-17 от 20.11.2020 г. заявителят е представил допълнителна информация.

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

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.

„Костинбродгаз“ ООД е титуляр на лицензия № Л-211-08 от 03.10.2006 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-211-12 от 27.04.2009 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на общини Костинброд и Сливница за срок до 25.09.2041 г.

С Решение № Ц-36 от 30.09.2016 г. Комисията е утвърдила на „Костинбродгаз“ ООД 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 територията на община Костинброд за регулаторния период от 2016 до 2020 г.

включително.

С Решение № Ц-24 от 18.10.2017 г. КЕВР е утвърдила на „Костинбродгаз“ ООД, считано от 01.11.2017 г. цени за пренос на природен газ през ГРМ на територията на община Костинброд, 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.

„Костинбродгаз“ ООД 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 „Костинброд“, бр. 50 от м. август 2020 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № 398-191 от 28.06.2019 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа. Срокът на действие на договора е от 07:00 часа на 01.01.2019 г. до 07:00 часа на 01.01.2020 г., като срокът на действие може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от страните. Към цитирания договор заявителят е представил допълнително споразумение № 1 от 25.06.2019 г. за удължаване срока на горецитирания договор с една година, считано от 07:00 часа на 01.01.2020 г. до 07:00 часа на 01.01.2021 г. „Костинбродгаз“ ООД е предоставило копие на Договор № 398-216 от 02.07.2020 г. за покупко-продажба на природен газ на анонимен краткосрочен сегмент на платформата за търговия на „Газов хъб Балкан“ ЕАД, сключен за неопределен срок. Заявителят е предоставил копие на Договор от 16.07.2020 г. за покупко-продажба на природен газ, сключен между „Мет Енерджи Трейдинг България“ ЕАД и „Костинбродгаз“ ООД за срок до 31.12.2022 г.

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).

Дружеството е диференцирало условно ползвателите на природен газ в две групи: стопански и битови клиенти, като стопанските клиенти са разпределени в три подгрупи в зависимост от годишното им потребление, както следва: до 1000 MWh/год.; от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл. и над 10 000 MWh/год.

Предлаганата тарифна структура на клиентите на дружеството се основава на анализ на отчетните данни и направено маркетингово проучване. За определянето на предлаганата тарифна структура са взети предвид пазарните условия, отчетени са пазарните сигнали на клиентите и е осигурено справедливо отразяване в цените на разходите, предизвикани от отделните клиентски групи, като същевременно е осигурена конкурентоспособност на природния газ спрямо останалите алтернативни енергоносители. Тарифната структура на клиентите на дружеството за регулаторен период 2021 – 2025 г. е съобразена с характеристиките на потребление, вида и основната дейност, както и с годишната консумация на съществуващите и бъдещи клиенти на природен газ на територията на общините Костинброд и Сливница.

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

1. Регулаторен период

„Костинбродгаз“ ООД предлага регулаторният период на цените да е с продължителност от 5 години (от 2021 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 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 2021 – 2025 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 по години, разпределени по групи клиенти и по дейности, са представени в Таблици № 1 и 2:

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

Таблица № 1

Клиенти	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Стопански	831	923	1058	1154	1263
Битови	369	471	553	626	709
Общо	1199	1395	1611	1780	1972

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

Таблица № 2

Клиенти	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Стопански	14	18	20	21	21
Битови	159	178	195	209	222
Общо	173	196	215	229	243

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 (хил. лв.)

Таблица № 3

Наименование	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	1095	1270	1472	1622	1794	7253	100%
„разпределение на природен газ“	932	1087	1271	1408	1568	6266	86%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	163	182	201	213	227	987	14%

Според представената обосновка разходите за дейностите са формирани при цени към момента на изготвянето им, като в прогнозните стойности на разходите не е отчетена инфлация. Основните фактори, даващи отражение върху прогнозните стойности на разходите са: отчетна и балансова стойност на ГРМ, в т.ч. по компоненти; отчетна и балансова стойност на други дълготрайни активи (нематериални и други материални активи), необходими за извършването на лицензионните дейности; дължина на линейната част; брой клиенти по групи и подгрупи; продажби на природен газ по групи и подгрупи клиенти; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и за 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 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 отчетни и прогнозни стойности на годишна база.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Костинбродгаз“ ООД 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 86% от общия обем разходи и се увеличават от 932 хил. лв. през 2021 г. на 1568 хил. лв. през 2025 г.

Условно-постоянните разходи представляват 93% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават през регулаторния период от 867 хил. лв. през 2021 г. на 1459 хил. лв. през 2025 г. Те са разделени, както следва:

Разходи за материали, представляват 4,4% от УПР за дейността и нарастват от 30 хил. лв. през 2021 г. на 70 хил. лв. през 2025 г. Те включват:

- *разходи за материали за текущо поддържане*, 67,6% от разходите за материали, включващи: резервни части за ремонт на линейната част, планирани на база дължината на мрежата, в размер на 0,5% от стойността на изградените линейни участъци, както и резервни части за ремонт на съоръженията, планирани на база брой монтирани съоръжения, в размер на 0,6% от стойността на изградените съоръжения;

- *разходи за гориво за транспорт*, планирани в размер на 500 лв. месечно от началото на регулаторния период, предвид предстоящо през 2021 г. закупуване на автомобил на дружеството, обслужващ първоначално двете лицензионни дейности. Прогнозирани на база необходим среден пробег на транспортното средство за обслужване на дейността на дружеството, като са обвързани със съществуващата и прогнозната дължина на ГРМ;

- *разходи за работно облекло*, планирани в зависимост от броя персонал, зает с тази дейност, средно по 400 лева/служител/година. Включват разходи за оборудване на персонала с подходящо работно облекло, вкл. и с оглед безопасност на условията на труд;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани на база направените през 2020 г. разходи, средно по около 30 лв./служител/месец;

Разходите за външни услуги представляват 16% от УПР и нарастват от 159 хил. лв. през 2021 г. на 212 хил. лв. през 2025 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, включващи задължителните по ЗЕ имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“, планирани на база отчетната стойност на линейната част и съоръженията, както и застраховка на персонала за съответната дейност;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база нормативна уредба и извършени разходи през 2020 г., 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;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, средно по 120 лв. на месец, планирани на база извършени към момента разходи. Те включват разходи за куриерски услуги, вкл. за пратки на разходомери за проверка, писма на клиенти с просрочени задължения и друга кореспонденция, разходи за телефони във функция от броя на служителите;

- *разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност*, прогнозирани съгласно Наредбата за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ. И през новия регулаторен период комплексното сервизно обслужване за поддръжка и ремонт на газопроводите и съоръженията ще се извършва от външна за дружеството фирма, като разходите по този договор са отнесени към това перо (съгласно предоставено копие на договор за поддържане и обслужване на газовите съоръжения и инсталации на дружеството, подписан на 14.12.2018 г. за срок от 5 години). Включени са и разходите за технически надзор. Планираните разходи за тези дейности са средно по 3 хил. лв./годишно за периода и са базирани на изплащаните през предходните години суми;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана*, включват разходи за охрана, в размер на 200 лв./месец;

- *разходи за наеми на сграда*, планирани на база годишен разход за 2020 г. и

сключен към момента договор за наем (съгласно предоставено копие на договор за наем от 30.12.2015 г., сключен за срок от 5 години, считано от 01.01.2016 г., както и копие на анекс от 13.10.2020 г. към този договор за удължаване на срока с 5 години, считано от 01.01.2021 г.). През 2021 г. заявителят планира наемане на офис в гр. Сливница, необходим за привличане и работа с нови клиенти, предвид предстоящото изграждане на разпределителен газопровод и отклонения до населените места в общината. През 2023 г. дружеството предвижда наемане на допълнително помещение в гр. Костинброд, поради предвидено увеличение на персонала и разширяване на дейността за изпълнение на заложената инвестиционна програма. Разходите за наем на офисите са определени от заявителя съгласно пазарните цени в региона и са разпределени пропорционално към разходите за всяка от лицензионните дейности;

- *разходи за проверка на уреди*, планирани съгласно глава трета „Ред за извършване на контрол на средствата за измерване” и глава четвърта „Знаци за удостоверяване на резултатите от контрола на средствата за измерване” от Наредба за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол (НСИПМК), както и съгласно Тарифа № 11 за таксите, които се събират в системата на Държавната агенция за метрологичен и технически надзор по Закона за държавните такси. Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ”. Проверката на средства за търговско измерване (СТИ) е в съответствие с НСИПМК, като диафрагмените разходомери подлежат на проверка на всеки четири години, а ротационните се проверяват през две години. Планираните разходи са в съответствие с графика за извършване на метрологични проверки на СТИ и са формирани на база брой задължителни за проверка уреди и пазарната цена за проверка на съответно СТИ, поради което тези разходи са различни през годините от регулаторния период (от 38 хил. лв. до 50 хил. лв./годишно);

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани на база годишен разход за 2020 г. за съответната дейност, средно в размер на около 10 хил. лв. за всяка от годините на регулаторния период;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани в зависимост от средния годишен разход за 2020 г. по 200 лв. месечно.

Разходите за амортизации представляват 52% от УПР, като се увеличават от 413 хил. лв. през 2021 г. на 794 хил. лв. през 2025 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 20% от УПР и нарастват от 196 хил. лв. през 2021 г. до 279 хил. лв. през 2025 г. Според заявителя разходите за възнаграждения включват разходите за заплати на персонала на дружеството (ръководители, аналитични специалисти, квалифицирани и неквалифицирани работници), заети с дейността „разпределение на природен газ”, определени на база нивата на възнагражденията от 2020 г., като разликата в общата сума спрямо текущата 2020 г. се дължи на факта, че поради разширяване на дейността и за изпълнение планираните инвестиционна и производствена програми за новия регулаторен период, през 2021 г. заявителят предвижда назначаване на още трима служители за дейността „разпределение на природен газ”, а през 2023 г. – на още двама служители.

Разходите за социални осигуровки представляват 4% от УПР, като нарастват от 43 хил. лв. през 2021 г. на 61 хил. лв. през 2025 г. и включват социалноосигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др. Тези разходи са в пряка зависимост от броя на персонала през годините на регулаторния период.

Социални разходи, в размер на 0,6% от общия УПР за дейността „разпределение на природен газ”. Тези разходи се увеличават от 7 хил. лв. през 2021 г. на 8 хил. лв. през 2025 г., като са прогнозирани по 600 лв./служител/година.

Други разходи, представляват 2% от УПР, като нарастват от 19 хил. лв. през 2021 г. на 34 хил. лв. през 2025 г. и включват:

- *разходи за маркетинг и реклама* – с най-голям дял в перото (около 34%), свързани с консултиране на клиентите по процедурата за присъединяване, подписване на договор за присъединяване и изпълнение до присъединен клиент. Разходът е необходим, за да бъдат привлечени нови клиенти или да бъдат активирани вече отказали се клиенти. Предвидените разходи са средно в размер на 9 хил. лв. на година за периода;

- *разходи за охрана на труда (трудова медицина)*, прогнозирани като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност – по 20 лв./служител/месец;

- *разходи за командировки*, прогнозирани, като функция от персонала и в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност през предходни години, средно по 2 хил. лв. на година;

- *разходи за данъци, удържани при източника*, включват нормативното задължение на дружеството за удържане на данък върху социалните разходи, изчислени са съгласно чл. 35, чл. 36 и чл. 48 от ЗКПО, планирани в размер на средно 60 лв./месец;

- *разходи за публикации*, прогнозирани на база шест публикации годишно, при средна стойност на рекламното каре от 400 лв.;

- *разходи за служебни карти*, които нарастват от 6 хил. лв. през 2021 г. на 12 хил. лв. през 2025 г.

Променливите разходи, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, представляват около 7% от общите разходи за тази дейност, като се увеличават през регулаторния период от 65 хил. лв. през 2021 г. на 104 хил. лв. през 2025 г. и включват:

- *разходи за одорант*, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ”, и са планирани в зависимост от количествата природен газ, предназначени за продажба. Тези разходи са прогнозирани при норма 20 mg/хил. м³, като през първата година възлизат на 3,6 хил. лв., а през последната година от регулаторния период достигат 6 хил. лв.;

- *материали за текущо поддържане*, 4,6% от променливите разходи за дейността „разпределение на природен газ”, средно до 350 лв./месец;

- *разходи, свързани със загуби на природен газ*, в съответствие с размера на технологичните загуби на газ през настоящата и предходните години и изчислени съгласно планираните количества природен газ. Тези разходи са в рамките на утвърдените размери, съгласно приетата от Комисията Методика за определяне на допустимите размери на технологични разходи при пренос, разпределение и съхранение на природен газ. Загуби на газ се допускат при периодични планови ремонти в котелните централи на стопанските клиенти, изпразване на отклонения до обекта през свещ, която е преди разходомера и запълване на системата след ремонта, загуби от утечки на газ вследствие на възникнали аварии с разпределителни газопроводи при комуникационни изкопни работи на БТК, ВиК и други;

- *други разходи*, в размер на 2 хил. лв. годишно през регулаторния период, включват непредвидените в останалите пера разходи и всички допълнително възникващи разходи за външни услуги и във връзка с административната дейност на дружеството, както и разходи, произтичащи от задължения по нормативни актове и договори, които не са обхванати в изброените пера.

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

Тези разходи представляват 14% от общия обем разходи и включват само условно-постоянни разходи, тъй като дружеството не е планирало променливи разходи. Разходите за дейността нарастват от 163 хил. лв. през 2021 г. на 227 хил. лв. през 2025 г. 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 6,3%, нарастват от 8 хил. лв. през 2021 г. на 15 хил. лв. през 2025 г., като включват:

- *разходи за работно облекло*, планирани в зависимост от броя персонал, средно по

400 лв./служител/година;

- *разходи за горива за автотранспорт* – поради предстоящо през 2023 г. закупуване на автомобил, обслужващ дейността по снабдяване с природен газ, за гориво са предвидени средно по 500 лв./месец за периода, на базата на необходим среден пробег на транспортното средство за обслужване на дейността на дружеството, който е обвързан с прогнозната дължина на ГРМ. До 2023 г. разходите за гориво на автомобила се разделят между двете лицензионни дейности;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани съгласно достигнатите през 2020 г. разходи, средно по около 150 лв./месец;

Разходите за външни услуги представляват 23% от разходите за дейността, като се увеличават от 31 хил. лв. през 2021 г. на 61 хил. лв. през 2025 г. и включват:

- *разходи за застраховки на компютърна техника*, с която се осъществява фактурирането и поддържането на базата данни след инкасиране и измерване на доставеното количество природен газ на клиентите на дружеството, както и застраховки на имуществото и офиса;

- *пощенски разходи и разходи за телефони*, в размер на около 400 лв. месечно;

- *разходи за наем на офиси*, наемите за действащия офис и предстоящите за наемане помещения са разпределени между двете лицензионни дейности – средно по около 1200 лв. месечно;

- *разходи за лицензионна такса, банкови такси и данъци*, планирани средно 7 хил. лв., на година през регулаторния период, в т.ч. прогнозираните такси на основание Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия по енергийно и водно регулиране по закона за енергетиката;

- *разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност*, свързани с поддържането на компютърните мрежи и системи, и на програмното осигуряване за отчитане и фактуриране на продадените количества природен газ, и други софтуерни програми и интернет страницата на дружеството. Те са в размер на 20% от разходите за външни услуги;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани на база годишен разход за 2020 г. за съответната дейност и сключени договори, в размер средно на 3 хил. лв. на година от регулаторния период;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани в зависимост от средния годишен разход за предходната година и очакван годишен разход за следващите години, както и във функция от персонала на дружеството, средно по 90 лв./месец.

Разходите за амортизации представляват 3,6% от разходите, предвидени за дейността, като нарастват от 4 хил. лв. през 2021 г. на 8 хил. лв. през 2025 г.;

Разходите за заплати и възнаграждения са с относителен дял 50% от разходите за дейността, като размерът им нараства от 91 хил. лв. през 2021 г. на 105 хил. лв. през 2025 г. Според дружеството тези разходи са планирани за служителите, пряко заети с дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” – четирима за целия период.

Разходите за социални осигуровки представляват 11% от разходите за дейността, като размерът им нараства от 20 хил. лв. през 2021 г. на 23 хил. лв. през 2025 г. Те включват начисленията върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.;

Социалните разходи, в размер на 1,2% от общия размер на прогнозираните разходи за дейността „снабдяване с природен газ”, като остават с непроменен размер от 2,4 хил. лв. през регулаторния период и се равняват на 600 лв./година за един служител или 50 лв./месечно;

Други разходи, в размер на 7 хил. лв. през първата година от регулаторния период, достигащи 12 хил. лв. през последната година, представляващи 4,7% от общите разходи за тази дейност, като включват:

- *разходи за реклама и маркетинг дейност*, нарастват от 2 хил. лв. през 2021 г. на 6 хил. лв. през 2025 г.;

- *разходи за охрана на труда*, прогнозиран като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност и средния годишен разход през 2020 г. по 20 лв./служител/месец;

- *разходи за командировки*, прогнозиран по 250 лв./служител/година;

- *разходи за публикации*, планирани по 3 броя публикации по 400 лв. за всяка от петте години на регулаторния период.

През регулаторния период 2021 г. – 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 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	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	6693	7837	8692	9524	10 336
2.	Балансова стойност на ДНА	0	0	0	0	0
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	348	546	745	914	1090
4.	Необходим оборотен капитал	65	71	83	88	97
5.	Регулаторна база на активите	6409	7362	8029	8698	9342
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	4,17%	4,17%	4,22%	4,28%	4,33%
7.	Възвръщаемост	267	307	339	372	405
8.	Разходи, в т.ч.:	932	1087	1271	1408	1568
8.1.	УПР	867	1000	1177	1304	1459
8.2.	Променливи разходи	65	87	95	104	108

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	3	12	6	2	0
2.	Балансова стойност на ДНА	10	8	7	5	3
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0	0	0	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	229	306	331	363	379
5.	Регулаторна база на активите	241	326	344	370	382
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	4,17%	4,17%	4,22%	4,28%	4,33%
7.	Възвръщаемост	10	14	15	16	17
8.	Разходи, в т.ч.:	163	182	201	213	227
8.1.	УПР	163	182	201	213	227
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 2021 – 2025 г. са в размер на 8187 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 6729 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани

1458 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Като източник на финансиране дружеството предвижда използването на собствени средства, акумулирани от дейността му, респективно реинвестиране на печалбата и амортизационните отчисления за всяка една година от периода, както и привлечен капитал – инвестиционен банков кредит или заемни финансови средства от съдружниците в дружеството. Заявителят предвижда използваният като източник на финансиране собствен капитал чрез реинвестиране на парични средства, представляващи сума от получената нетна печалба от текущия период и амортизационните отчисления за същия период, да се увеличава през регулаторния период. За финансовото осигуряване на бизнес плана, дружеството предвижда също така и усвояване на дългосрочни кредити (банкови или заемни средства от съдружници), съответстващи на необходимите за изпълнение на инвестиционната програма за периода парични средства. Те са в общ размер 7900 хил. лв., разпределени почти равномерно за всяка от годините на регулаторния период, със срок на погасяване 6 години и лихвен процент 2,3% на годишна база. Дружеството не предвижда да използва финансиране чрез държавна помощ и/или приложими грантови схеми.

Предложената от „Костинбродгаз“ ООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2025 г. е в размер на 4,38%, която е изчислена при 49,74% дял собствен капитал с норма на възвръщаемост 5,83% и привлечен капитал 50,26% с норма на възвръщаемост 2,3% 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 Business³ и на Българската народна банка (БНБ)⁴. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Костинбродгаз“ ООД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Костинбродгаз“ ООД е използван безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,74 за 2020 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на „Костинбродгаз“ ООД, безлостовият коефициент се преобразува в лостов с размер 1,50. 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

³<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

⁴<http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 0,2784%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период август 2019 г. – юли 2020 г. Дружеството планира да използва привлечен капитал с норма на възвръщаемост от 2,3%.

При прилагане на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала се получава в размер на 7,95%, при дял от 49,74% на собствен капитал и норма на възвръщаемост 12,29%, дял на привлечения капитал от 50,26% с норма на възвръщаемост 2,30% и при 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 „Костинбродгаз“ ООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 4,38%, изчислена при 49,74% дял собствен капитал с норма на възвръщаемост 5,83% и привлечен капитал 50,26% с норма на възвръщаемост 2,30%, 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 Таблицы № 6 и 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Стопански	MWh/год.	55 539	78 799	83 679	90 779	92 209
Битови	MWh/год.	18 825	22 342	25 618	29 187	33 019
Общо	MWh/год.	74 364	101 141	109 297	119 966	125 228

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Стопански	бр.	75	86	112	117	123
Битови	бр.	1793	2128	2440	2780	3145
Общо	бр.	1868	2214	2552	2897	3268

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 стопанските клиенти намалява от 0,690 през 2021 г. на 0,635 през 2025 г.; за битовите клиенти се увеличава от 0,310 през 2021 г. на 0,365 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, както следва: за стопанските клиенти се увеличава от 0,081 през 2021 г. на 0,085 през 2025 г.; за битовите клиенти намалява от 0,919 през 2021 г. 0,915 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 двете 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 стопанските клиенти намалява от 0,747 през

2021 г. на 0,736 през 2025 г.; за битовите клиенти се увеличава от 0,253 през 2021 г. на 0,264 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 „Костинбродгаз“ ООД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на общините Костинброд и Сливница, 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)	Цени за снабдяване (лв./клиент/месец)
Стопански:			
до 1000 MWh/год. вкл.	19,97	0,46	
от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл.	14,19	0,46	
над 10 000 MWh/год.	10,38	0,46	
Битови	21,12		3,94

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

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-40-10 от 29.09.2020 г. от „Костинбродгаз“ ООД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените от „Костинбродгаз“ ООД 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 – 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 заявления 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 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 общините Костинброд и Сливница, посочени в Таблица № 9:

Групи и подгрупи клиенти	Цени (лв./клиент)
Стопански:	
до 1000 MWh/год. вкл.	1830
от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл.	2755
над 10 000 MWh/год.	5290
Битови	575

Забележка: посочените по-горе цени са в лева за присъединен клиент, без ДДС и са единни за периода.

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.

Изказвания по т.4.:

Докладва Г. Дечева. „Костинбродгаз“ ООД осъществява лицензионните си дейности на територията на общините Костинброд и Сливница. Тарифната структура на клиентите на дружеството за регулаторен период 2021 – 2025 г. е съобразена с характеристиките на потребление, вида и основната дейност, както и с годишната консумация на съществуващите и бъдещи клиенти на природен газ на територията на общините Костинброд и Сливница. Дружеството е диференцирало условно ползвателите на природен газ в две групи: стопански и битови клиенти, като стопанските клиенти са разпределени в три подгрупи в зависимост от годишното им потребление.

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

Предложената от „Костинбродгаз“ ООД продължителност на регулаторния период от 5 години (от 2021 до 2025 г.), е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ.

Всички ценообразуващи елементи са подробно описани заедно с приложените от дружеството обосновки.

Предложената от „Костинбродгаз“ ООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2025 г. е в размер на 4,38%.

При прилагането на Модела за оценка на капиталовите активи и използването на актуални данни от официалния сайт на Stern School of Business и на Българската народна банка, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена в размер на 7,95%, при отчитане на данъчните задължения, т.е. получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството. В тази връзка е целесъобразно да бъде приета предложената от „Костинбродгаз“ ООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 4,38%, изчислена при отчитане на данъчните задължения.

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, като цената за присъединяване на битовите клиенти остава непроменена в сравнение с предходния регулаторен период.

Към доклада е приложен проект на решение, който отразява ценообразуващите елементи подробно описани в доклада

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 и 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и 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, работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад и проект 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 „Костинбродгаз“ ООД 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.

И. Иванов каза, че насрочва откритото заседание по т.2 на 15.12.2020 г. от 10:10 часа. Общественото обсъждане по т. 4 се насрочва на 15.12.2020 г. от 10:15 часа.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада и проекта на решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 и 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и 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,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-ДК-977 от 04.12.2020 г. и проект на решение относно заявление от „Костинбродгаз“ ООД 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 общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период 2021 – 2025 г.;

2. Приема проект на решение относно заявление от „Костинбродгаз“ ООД 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 общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период 2021 – 2025 г.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада и проекта на решение по т.1 на 15.12.2020 г. от 10:10 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Костинбродгаз“ ООД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 15.12.2020 г. от 10:15 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение чрез съобщение на интернет страницата на Комисията да бъдат поканени за дистанционно участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

7. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

8. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата

на КЕВР;

9. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна.

Решението е взето със **седем гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитоновна – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.5. Комисията, след като разгледа подаденото от „Аресгаз“ ЕАД **заявление за одобряване на бизнес план за обособена територия „Добруджа“ и общините: Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, за периода 2021 – 2022 г. и доклад с вх. № Е-ДК-978 от 04.12.2020 г., установи следното:**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-60-38 от 30.09.2020 г. от „Аресгаз“ ЕАД, с искане за одобряване на бизнес план за обособена територия „Добруджа“ и общините: Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, за периода 2021 – 2022 г.

Със Заповед № 3-Е-184 от 06.10.2020 г. на Председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проучване на бизнес плана на „Аресгаз“ ЕАД, за обособена територия „Добруджа“ и общините: Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, за периода 2021 – 2022 г., от техническа, финансово-икономическа и правна страна, като разглежда същия при отчитане на параметрите на заявлението за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа, което е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

В резултат на извършена проверка на подаденото заявление по реда на чл. 4 от НЛДЕ са установени непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-38 от 07.10.2020 г. от дружеството е изискано да представи следните данни и документи: бизнес план, в който обособените подгрупи на стопански клиенти да са в енергийни единици; информация за вида на предвидените инвестиции в позиция „други дълготрайни активи“; обосновка на изпълнението на бизнес плана за периода 2018 – 2020 г.; данни относно изпълнението на бизнес плана за периода 2018 – 2020 г. по отношение на извършени инвестиции, изградена газоразпределителна мрежа, клиенти с натрупване по групи и годишна консумация на природен газ по групи клиенти. С писма с вх. № Е-15-60-38 от 21.10.2020 г. и вх. № Е-15-60-38 от 04.11.2020 г. „Аресгаз“ ЕАД е предоставило изисканите данни, допълнителна и коригирана информация.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, Комисията приема за установено следното:

„Аресгаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество, вписано в Търговския регистър с ЕИК 813101815, със седалище и адрес на управление: гр. София, район Триадица, ул. „Алабин“ № 36, ет. 2. Предметът на дейност на дружеството е изграждане и управление на газоразпределителни мрежи, както и пренос, разпределение и снабдяване с природен газ, включително всички свързани с това дейности, присъединяване, развитие и поддръжка на мрежите и всякаква второстепенна производствена дейност и/или дейност, свързана с посочената, доставка и пренос с камион на компресиран газ на крайни клиенти, както и всяка друга сходна дейност, незабранена от закона. Дружеството е с едностепенна система

на управление и се управлява от Съвет на директорите в състав: Даниеле Романело, Масимо Бонато, Микеле Петроне, Борис Николов и Венета Райкова. Представява се от Венета Иванова Райкова – изпълнителен директор.

Размерът на акционерния капитал е 22 572 241 лв., състоящ се от 22 572 241 броя акции с номинална стойност 1 лв. всяка. Едноличен собственик на капитала е „АчегазАпсАмга“ СпА, идентификация 930530324, чуждестранно юридическо лице, регистрирано съгласно законите на Република Италия.

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

С Решение № БП-8 от 29.11.2017 г. КЕВР е одобрила бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ и общините: Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за периода 2018 – 2020 г.

В чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ са регламентирани задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа, като е предвидено, че същият се съставя за срок до пет години според указанията на Комисията. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 и ал. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е неразделна част от издадената лицензия и периодично се актуализира, без това да се счита за изменение на лицензията.

Бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД за периода 2021 – 2022 г.

Бизнес планът на „Аресгаз“ ЕАД е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ. Въз основа на предоставената информация са разгледани и анализирани основните технически и икономически аспекти, както и финансовото състояние на дружеството, към момента на съставяне на бизнес плана и очакваното развитие на дейността за периода 2021 – 2022 г.

Към момента на изготвяне на бизнес плана със започнал процес на газификация са единадесет от населените места, включени в обхвата на обособена територия „Добруджа“ градовете: Търговище, Добрич, Шумен, Белослав, Провадия, Дългопол, Аксаково, Каспичан, Вълчи дол, Тервел и Девня, като се очаква към 31.12.2020 г. дължината на изградените ГРМ да достигне над 402 км. Съществуващите ГРМ са на различен етап на изграждане, като най-развити са тези на териториите на общините Добрич, Търговище и Шумен.

Към 31.12.2020 г. се очаква броят на клиентите по групи, използващи природен газ в градовете, изброени по-долу да достигне:

- община Търговище-(...) стопански, (...) битови;
- община Добрич-(...) стопански, (...) битови;
- община Шумен-(...) стопански, (...) битови;
- община Белослав-(...) стопански, (...) битови;
- община Провадия-(...) стопански, (...) битови;
- община Дългопол-(...) стопански, (...) битови;
- община Каспичан-(...) стопански, (...) битови;
- община Аксаково-(...) стопански, (...) битови;
- община Вълчи дол-(...) стопански, (...) битови;
- община Тервел-(...) стопански, (...) битови;
- община Девня-(...) стопански клиент.

Според „Аресгаз“ ЕАД във всички градове има наличие на клиенти и от двете групи, сключили договори за присъединяване и доставка на природен газ, които към момента на изготвяне на бизнес плана поради различни причини не използват природен газ.

1. Инвестиционна програма

За периода на бизнес плана за населените места със стартирал процес на газификация се предвижда разширяване на съществуващите ГРМ чрез изграждане на нови

линейни участъци и отклонения, както и чрез присъединяване на клиентите по програма „газекспрес“ - монтиране на съоръжения за присъединяване, без да е необходимо ново строителство на ГРМ.

Инвестиционната програма на „Аресгаз“ ЕАД за газификация на обособена територия „Добруджа“ за периода 2021 – 2022 г. предвижда изграждането на 18 466 м ГРМ на обща стойност 3811 хил. лв.

Предвидената за изграждане газоразпределителна мрежа и брой съоръжения по групи клиенти по години за периода на бизнес плана са посочени в таблица № 1:

Таблица № 1

Параметри	Мярка	2021 г.	2022 г.	Общо
Дължина на ГРМ, в т.ч. линейна част и отклонения	м	11 055	7411	18 466
Общ брой съоръжения, в т.ч.:	бр.	750	695	1445
Стопански съоръжения	бр.	3	2	5
Битови съоръжения	бр.	747	693	1440

Стойността на инвестициите по години за периода на бизнес плана са посочени в таблица № 2:

Таблица № 2

Инвестиции	Мярка	2021 г.	2022 г.	Общо:
Линейна част и отклонения	хил. лв.	1430	947	2377
Системни и небитови съоръжения	хил. лв.	3	1	4
Съоръжения битови	хил. лв.	684	746	1430
Общо ГРМ:	хил. лв.	2116	1694	3811
Други ДА	хил. лв.	280	500	780
Общо инвестиции:		2396	2194	4591

Графикът за изпълнение на строително-монтажните работи на територията на общините от обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг ще бъде съобразен със следните обстоятелства: брой подадени заявления за присъединяване от потенциални клиенти; разположението на потенциалните клиенти в различните зони на населените места; технически параметри на обектите на потенциалните клиенти; планове на общинските ръководства за реконструкция и модернизация на инфраструктурата.

„Аресгаз“ ЕАД е представил подробна обосновка, относно предвидените инвестиции в други дълготрайни активи в бизнес плана за периода 2021 – 2022 г.

(...)

2. Производствена програма

Дружеството посочва, че за периода на бизнес плана запазва разделението на клиентите в две групи - стопански и битови, както и разделението на групата на стопанските клиенти на две подгрупи в зависимост от режима на потребление (равномерността на месечното потребление в годишен аспект) – с равномерно потребление и с неравномерно потребление.

В края на периода на бизнес плана годишната консумация на природен газ за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг се очаква да достигне 439 595 MWh/година, реализирана от 14 564 клиенти, от които 13 614 битови.

Консумацията на природен газ по групи клиенти през годините на бизнес плана е посочена в таблица № 3:

Таблица № 3

Групи и подгрупи клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.
Стопански общо:	MWh/г.	305 126	319 715

Стопански с равномерно потребление	MWh/г.	210 818	220 752
Стопански с неравномерно потребление	MWh/г.	94 309	98 964
Битови	MWh/г.	113 307	119 880
Общо:	MWh/г.	418 433	439 595

Броят на потенциалните клиенти по групи клиенти с натрупване за периода на бизнес плана е посочен в таблица № 4:

Таблица № 4

Групи и подгрупи клиенти с натрупване	Мярка	2021 г.	2022 г.
Стопански общо:	брой	948	950
Брой стопански с равномерно потребление	брой	113	113
Брой стопански с неравномерно потребление	брой	835	837
Битови	брой	12 957	13 614
Общо:	брой	13 905	14 564

В таблицата са посочени клиенти със сключени договори с „Аресгаз“ ЕАД. Част от стопанските клиенти не консумират природен газ. Стопански клиенти с равномерно потребление с очаквана консумация са 92 броя годишно и за двете години, а стопански с неравномерно потребление са 761 бр. за 2021 г. и 763 бр. за 2022 г.

3. Ремонтна (експлоатационна програма)

Ремонтната програма на дружеството е насочена към осигуряване на непрекъснато, безопасно и безаварийно функциониране на ГРМ, с цел надеждно снабдяване на клиентите с природен газ при спазване на изискванията за качество, за опазване на околната среда и съхраняване на здравето, живота и собствеността на населението.

Ремонтната програма на дружеството обхваща следните дейности:

По отношение на газопроводите от ГРМ са предвидени: обхождане на трасето и водене на експлоатационен дневник; проверка за загазяване на шахти, колектори, сутерени от двете страни на газопровода; съгласуване и контрол на строително-монтажни работи в близост до подземни газопроводи от външни организации и лица; обезгазяване и запълване с природен газ на действащи и нови газопроводи при планови дейности по разширение на ГРМ; текуща поддръжка на кранови възли; боядисване, противопожарни мерки около площадките, гърнета; извършване на основни ремонти; поддържане на аварийна готовност и аварийен резерв на части, възли и детайли за съоръжения; анализ на качеството на природния газ; планов ремонт и обследване на ГРМ и съоръжения; извънпланови (аварийни) ремонти; извършване на обследване на подземните газопроводи за наличие и локализиране на пропуски на природен газ; съставяне на досиета, картографичен материал (картни листове) и база данни за разпределителните газопроводи, крановите възли и отклоненията в мрежата.

По отношение на системата за катодна защита са предвидени: измерване на електрическите потенциали и съставяне на протоколи за резултатите от измерванията, анализ на резултатите и прилагане на подходящи мерки за ефективност; поддръжка и обслужване на защитните съоръжения и инсталации, включително настройващи работи; поддръжка и обслужване на въздушни преходи; извършване на ремонти по системата; участие и/или контрол при извършване на електрометрично обследване на подземните газопроводи и ремонт на изолационното покритие в случай на констатирани нарушения.

Поддръжката на съоръженията и инсталациите включва: извършване на проверка и настройка на оборудването, обслужвано от експлоатационния персонал; извършване на основни ремонти и преустройства; проверка и обслужване на одориращата станция; проверка и подаване на природен газ на нови клиенти и инструктаж; текуща

поддръжка на съоръженията.

По отношение на разходомерните системи се предвижда: измерване и отчитане на количествата природен газ; обслужване на разходомерите; изготвяне на годишни календарни графици за метрологична проверка на средствата за търговско измерване и съставяне на база данни за всички елементи на разходомерните системи.

Аварийната готовност и газова безопасност включва: организиране и провеждане на аварийни тренировки; проверка на концентрацията на одорант в природния газ по приборен метод; поддръжка на аварийните автомобили и оборудването.

Работата с клиентите включва: следене и регулиране на работните и аварийни режими на ГРМ в съответствие с договорите за доставка; ръководство при пускането и спирането на природен газ към клиентите; издаване на оперативни разпореждания на експлоатационния персонал; събиране и обработка на оперативни данни за ГРМ, поддръжка и архив на базата данни; приемане на заявки от клиенти и упълномощени лица и подаване на заявки към висшестоящ диспечер, водене на оперативна документация.

4. Социална програма

Социалната програма на дружеството има за цел: повишаване заинтересоваността на персонала от ефективно реализиране на работните процеси и дейности; създаване на предпоставки за поддържане на приемлив жизнен стандарт на работниците и служителите; повишаване на имиджа и репутацията на дружеството; удовлетворяване на социално-битовите потребности на персонала; привличане на амбициозни, подготвени, висококвалифицирани и образовани служители.

„Аресгаз“ ЕАД предвижда да развива активна социална програма, насочена към служителите на дружеството, която включва: предоставяне на средства за храна, спорт, отдых и туризъм; подпомагане на персонала при настъпване на значими събития (брак, раждане на дете, смърт, отглеждане на дете до 2-годишна възраст); подпомагане при лечение и закупуване на лекарства с висока стойност; медицинско обслужване на служителите; допълнително доброволно пенсионно, здравно осигуряване и застраховане.

Според „Аресгаз“ ЕАД газификацията на лицензионната територия ще има социално-икономическо влияние върху населението, изразяващо се в следните аспекти:

- социален – разкриване на нови работни места в следните области: маркетинг, реклама и обслужване на клиентите, продажба на природен газ, строително-монтажни дейности; обучение и квалификация на местни специалисти; възможности за реструктуриране на общинските бюджети; постигане на висок икономически ефект в стопанския сектор; нарастване на инвестиционната стойност и привлекателност на общините; повишаване на жизненото равнище на населението; подобряване и осъвременяване на инфраструктурата;

- екологичен – подобряване на качеството на атмосферния въздух, подобряване на санитарно-хигиенните условия и намален здравен риск към заболявания, причинени от замърсяването на въздуха и др.

5. Прогнозна структура и обем на разходите

Структурата и обемът на разходите по години са формирани съгласно Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ). Разходите за дейността са прогнозирани въз основа на стойностите им от базовата година, а именно: консумация на природен газ; брой клиенти по групи клиенти; цената на природния газ, доставян от обществения доставчик и търговци на природен газ; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите; брой на офисите, складовите площи и транспортните средства; дължина на линейната част; брой на потенциалните клиенти.

Дейност „разпределение на природен газ“:

- разходите за експлоатация и поддръжка на ГРМ включват: разходи за материали, външни услуги, амортизации, заплати и възнаграждения, социални осигуровки и надбавки, социални и други разходи;

- разходите, пряко зависещи от пренесените количества природен газ, включват

следните основни елементи: разходи за одорант, разходи за материали за текущо поддържане, загуби на природен газ по мрежата и други разходи.

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „разпределение на природен газ“ е посочена в таблица № 5:

Таблица № 5

Разходи за дейността „Разпределение на природен газ“ (хил. лв.)	2021 г.	2022 г.
Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ - УПР, в т. ч:	5913	6172
Разходи за материали	20	21
Разходи за външни услуги	904	938
Разходи за амортизации	4325	4474
Разходи за заплати и възнаграждения	508	533
Разходи за социални осигуровки	78	81
Социални разходи	5	5
Други разходи	74	94
Разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ -ПР	24	25
Общо разходи за разпределение:	5937	6172

В структурата на прогнозните разходи за дейност „разпределение“ за периода 2021 – 2022 г. най-голям дял имат разходите за амортизации – 72,67%, следвани от разходи за външни услуги – 15,21% и разходи за заплати и възнаграждения – 8,59%.

Разходите, свързани с експлоатацията и поддръжката на газоразпределителната система, обхващат:

Условно-постоянни разходи:

Разходите за материали, включват: разходи за гориво и транспорт и разходи за канцеларски материали, планирани в съответствие със стойността им за базовата година

Разходите за външни услуги включват:

- разходи за застраховки, планирани в размер на 0,03% от стойността на нетекущите активи;

- разходи за данъци и такси: прогнозиран са лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана;

- пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти, разходи за абонаментно поддържане, аварийна готовност, разходи за въоръжена и противопожарна охрана, разходи за наеми, разходи за проверка на уреди, експертни и одиторски разходи и разходи за вода, отопление и осветление, планирани в съответствие със стойността им за базовата година .

Разходи за амортизации, прогнозиран са на база параметрите от бизнес плана и са изчислени по линейен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ;

Разходите за заплати и възнаграждения: включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление. Прогнозиран са в съответствие със стойността им за базовата година.

Разходи за социални осигуровки: са прогнозиран в съответствие със стойността им от базовата година и прогнозните стойности на разходите за заплати и възнаграждения за периода на бизнес плана.

Други разходи: включват: разходи за охрана на труда, разходите за реклама и маркетингова дейност, разходи за командировки и обучения, разходи за публикации, които са прогнозиран в съответствие със стойността им за базовата година .

Разходи, пряко зависещи пренесените и доставени количества природен газ, включват:

Разходи за одорант, прогнозиран са в размер на 0,37 лв./1000 м³ природен газ.

Разходи, свързани със загуби на природен газ, прогнозиран са като 0,1% от прогнозната консумация на природен газ.

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността е посочена в таблица № 6:

Таблица № 6

Разходи по елементи (хил. лв.)	2021 г.	2022 г.
Разходи за дейността „Снабдяване с природен газ-УПР“	136	139
Разходи за материали	2	2
Разходи за външни услуги	29	31
Разходи за амортизации	31	27
Разходи за заплати и възнаграждения	56	59
Разходи за социални осигуровки	9	9
Социални разходи	1	1
Други разходи	8	10
Общо разходи за снабдяване:	136	139

При прогнозните разходи за дейност „снабдяване“ за периода 2021 – 2022 г. с най-голям дял са разходите за заплати и възнаграждения - 42%, следвани от разходите за външни услуги – 21,69%.

Разходите за дейността се разпределят както следва:

Разходите за материали: включват: разходи за гориво и транспорт, и разходи за канцеларски материали, планирани в съответствие със стойността им за базовата година.

Разходите за външни услуги: включват: разходи за лицензионна такса, данъци и банкови такси, които са прогнозирани на база нормативна уредба, пощенски и телефонни разходи, разходи за наеми на офиси, експертни и одиторски разходи и разходи за вода, отопление и осветление, планирани в зависимост от средния годишен разход за базовата година

Разходи за амортизация: прогнозирани са на база параметрите от бизнес плана и са изчислени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходи за заплати и възнаграждения на служителите, които включват разходите за служителите пряко заети с дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Разходи за социални осигуровки: прогнозирани са на база нормативните изисквания уредба и включват начисления върху работната заплата, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

Социални разходи: прогнозирани са като процент от стойността на разходите за заплати и възнаграждения

Други разходи: включват разходи за реклама и маркетингова дейност, както и разходи за охрана на труда.

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 разпределени разходите за: горива; работно облекло; канцеларски материали; пощенски и телефонни разходи; наеми; съдебни разходи; вода, отопление и осветление; заплати и възнаграждения; социални осигуровки; социални разходи; командировки и обучение на персонала; охрана на труда; маркетинг и реклама; публикации, както и 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, както и загуби на газ по мрежата;

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

6. Прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране, на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за периода 2021 – 2022 г.

Като източници на финансиране на инвестиционната програма се предвиждат собствени средства, респективно реинвестиране на печалбата, амортизационни отчисления за всяка една година от периода.

За периода на бизнес плана дружеството планира капиталовата структура да е със 100% дял на собствения капитал. Собственият капитал се прогнозира от 40 044 хил. лв. през 2021 г. да се увеличи на 41 959 хил. лв. през 2022 г. За целите на финансовото осигуряване, дружеството не предвижда друг вид финансиране, в т.ч. държавна помощ и/или приложими грантови схеми.

7. Финансово-икономическо състояние на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за периода 2021 – 2022 г.

„Аресгаз“ ЕАД е представило прогнозни счетоводен баланс, отчет за приходите и разходите и прогнозен паричен поток за периода 2021 – 2022 г. Дружеството прогнозира да реализира печалба в размер на 1761 хил. лв. за 2021 г. и 1914 хил. лв. за 2022 г.

Общите приходи от дейността на дружеството се увеличават от 19 409 хил. лв. през 2021 г. на 20 388 хил. лв. за 2022 г. Основен дял в реализираните приходи имат приходите от продажба на природен газ, които се увеличават от 19 167 хил. лв. през 2021 г. на 20 142 хил. лв. за 2022 г. Структурата на общите приходи включва още други приходи.

Общите разходи на дружеството през разглеждания период се увеличават от 17 452 хил. лв. за 2021 г. до 20 388 хил. лв. за 2022 г. Разходите за персонала се увеличават от 656 хил. лв. за 2021 г. на 689 хил. лв. за 2022 г. Разходите за амортизации се увеличават от 4356 хил. лв. за 2021 г. на 4501 хил. лв. за 2022 г. Разходите за материали се увеличават от 22 хил. лв. за 2021 г. на 24 хил. лв. За 2022 г., а разходите за външни услуги се увеличават от 933 хил. лв. за 2021 г. на 968 хил. лв. за 2024 г.

Общата сума на активите на дружеството се увеличава от 42 767 хил. лв. за 2021 г. на 44 631 хил. лв. за 2022 г., вследствие на увеличението на текущите активи. Нетекущите активи намаляват от 35 637 хил. лв. за 2021 г. на 33 284 хил. лв. за 2022 г. Текущите активи се увеличават от 7129 хил. лв. за 2021 г. на 11 347 хил. лв. за 2022 г., в резултат на увеличение на паричните средства и еквиваленти.

За разглежданият период основния капитал остава с непроменена стойност в размер на 10 563 хил. лв. Резервите нарастват от 2891 хил. лв. за 2021 г. на 3067 хил. лв. за 2022 г. Дружеството прогнозира увеличение на собствения капитал от 40 044 хил. лв. за 2021 г. на 41 959 хил. лв. за 2022 г., вследствие на увеличение на размера на резервите и неразпределената и текущата печалба. За периода 2021 – 2022 г. дружеството няма нетекущи пасиви. Текущите пасиви намаляват от 2723 хил. лв. за 2021 г. на 2672 хил. лв. за 2022 г.

Отчетните и прогнозни приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в таблица № 7:

Таблица № 7

Показатели	Прогноза	
	2021 г.	2022 г.
Общо приходи от дейността (хил. лв.)	19 409	20 388
Общо разходи от дейността (хил. лв.)	17 452	18 260
Счетоводна печалба/загуба (хил. лв.)	1957	2128
Финансов резултат (хил. лв.)	1761	1914
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	1,12	1,26
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	2,62	4,25
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	14,71	15,70

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел,

Търговище и Омуртаг за периода 2021 – 2022 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал за периода се увеличава от 1,12 за 2021 г. на 1,26 за 2022 г. и е над единица за периода, което означава, че дружеството ще разполага със свободен собствен капитал за инвестиране в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на обща ликвидност се увеличава от 2,62 за 2021 г. на 4,25 за 2022 г., което означава, че дружеството ще разполага с достатъчно свободни оборотни средства за погасяване на текущите си задължения.

Коефициентът на финансова автономност, който показва степента на независимост от ползване на привлечени средства, се увеличава от 14,71 за 2021 г. на 15,70 за 2022 г. Стойностите на този коефициент показват добра финансова автономност. Дружеството няма да има затруднения при покриването на задълженията си.

Стойностите на горепосочените показатели, изчислени на база обща балансова структура, определят финансово-икономическо състояние на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг като много добро за периода 2021 – 2022 г. Дружеството запазва общата си ликвидност през целия период и ще разполага с достатъчно свободни оборотни средства и със собствен капитал за обезпечаване на инвестиционните си мероприятия и за обслужване на финансовите си задължения.

8. Прогноза за цените на предоставяните услуги

Прогнозните цени за пренос на природен газ през ГРМ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител по групи клиенти и за присъединяване на клиенти към ГРМ са образувани в съответствие с НРЦПГ при метод на регулиране „горна граница на цени“. Тарифната структура на клиентите на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг е диференцирана в зависимост от сходни характеристики на потребление, групирани съобразно вида и основната им дейност, съответно: стопански клиенти с равномерно потребление; стопански клиенти с неравномерно потребление и битови клиенти.

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 „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, са посочени в таблица № 8:

Таблица № 8

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос през ГРМ (лв.)	Цени за снабдяване (лв.)
Стопански клиенти с равномерно потребление		
до 106 MWh	19,61	0,22
до 211 MWh	18,76	0,22
до 528 MWh	17,24	0,22
до 1056 MWh	15,83	0,22
до 2112 MWh	15,24	0,22
до 5281 MWh	14,44	0,22
до 10 562 MWh	13,85	0,22
над 10 562 MWh	9,75	0,22
Стопански клиенти с неравномерно потребление		
до 106 MWh	24,73	0,29
до 211 MWh	23,28	0,29
до 528 MWh	21,92	0,29
до 1056 MWh	21,34	0,29
до 2112 MWh	20,56	0,29
до 5281 MWh	19,98	0,29
до 10 562 MWh	19,30	0,29
над 10 562 MWh	17,36	0,29
Битови клиенти	25,56	1,33

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

„Аресгаз“ ЕАД снабдява със съгъстен природен газ (СПГ) по метода „виртуален газопровод“ клиенти от община Тервел, поради липса на връзка с газопреносната система.

Предложените от „Аресгаз“ ЕАД цени за групата на клиентите от община Тервел са посочени в таблица № 9:

Таблица № 9

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос през ГРМ (лв.)	Цени за снабдяване (лв.)	Компонента снабдяване с СПГ (лв.)
Стопански клиенти с равномерно потребление			
до 106 MWh	19,61	0,22	36,70
до 211 MWh	18,76	0,22	36,70
до 528 MWh	17,24	0,22	36,70
до 1056 MWh	15,83	0,22	36,70
до 2112 MWh	15,24	0,22	36,70
до 5281 MWh	14,44	0,22	36,70
до 10 562 MWh	13,85	0,22	36,70
над 10 562 MWh	9,75	0,22	36,70
Стопански клиенти с неравномерно потребление			
до 106 MWh	24,73	0,29	36,70
до 211 MWh	23,28	0,29	36,70
до 528 MWh	21,92	0,29	36,70
до 1056 MWh	21,34	0,29	36,70
до 2112 MWh	20,56	0,29	36,70
до 5281 MWh	19,98	0,29	36,70
до 10 562 MWh	19,3	0,29	36,70
над 10 562 MWh	17,36	0,29	36,70
Битови клиенти	25,56	1,33	36,70

Предложените цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг са посочени в таблица № 10:

Таблица № 10

Клиентски групи и подгрупи	Цени за присъединяване лв./клиент
Стопански	
до 0,264 MWh	1355
до 0,739 MWh	1560
до 4,225 MWh	2025
до 21,124 MWh	3200
над 21,124 MWh	3840
Битови	485

Заявление с вх. № Е-15-60-37 от 21.10.2020 г. от „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени за продажба на природен газ и цени за присъединяване, за регулаторен период 2021 – 2022 г. е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

9. Прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на

ценообразуващите елементи

Прогнозните цени за разпределение на природен газ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към ГРМ, са образувани в съответствие с НРЦПГ при метод на регулиране на „горна граница на цени“ и са единни за територията на лицензията. Съгласно чл. 6 от НРЦПГ, образуваните цени са пределни. Газоразпределителното предприятие може да предлага и прилага по-ниски от утвърдените от Комисията цени, при условие, че това не води до кръстосано субсидиране. „Аресгаз“ ЕАД заявява, че отчитайки естеството на услугите и икономическата среда може да изгражда и прилага ефективна ценова стратегия, най-същественото в която е: поддържане на устойчиви пределни цени за по-продължителни периоди от време; комплексно удовлетворяване на потребностите на клиентите и предлагане на пределни цени, които да са достъпни за максимален брой клиенти от всички сектори и най-вече битовия сектор.

10. Определяне на области за повишаване на ефективността

Дейността на газоразпределителното дружество обхваща веригата от изграждането на газоразпределителните мрежи до продажбите на природен газ на крайните клиенти. Дружеството определя следните области за повишаване на ефективността:

В производството: оптимизиране извършването на всеобхватни и комплексни предварителни проучвания; попълване и осъвременяване на техническата база данни; прилагане на съвременни компютърни системи, хардуер и софтуер за предпроектни проучвания и проектиране; ефективен подбор на персонал, провеждане на регулярни курсове за поддържане квалификацията.

В строителството: по-ефективна организация на сервизната дейност и процесите, свързани с обследване на газоразпределителните мрежи и съоръженията; регулярно планиране и ръководство на експлоатационните процеси и попълване и осъвременяване на базите данни за ГРМ и прилежащите и съоръжения.

В маркетинга на услугата: монтиране на съвременни интелигентни разходомерни системи; поддържане и оптимизиране на центрове за работа с клиенти; квалифициран персонал; атрактивни рекламни кампании и промоции.

Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложиени от „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, в бизнес плана за периода 2021 – 2022 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения, във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг.

Изказвания по т.5.:

Докладва Р. Тахир. „Аресгаз“ ЕАД е подало заявление с искане за одобряване на бизнес план за периода 2021 – 2022 г., което е допустимо по Наредба № 2 за лицензиране на дейностите в енергетиката. В доклада за цените е посочено по-подробно защо е поискано одобряване на бизнес план за две години. С Решение № БП-8 от 29.11.2017 г. КЕВР е одобрила бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ и общините: Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за периода 2018 – 2020 г. В т.І. е посочено изпълнението на бизнес плана по отношение на инвестиции, количества и брой потребители. Видно е, че изпълнението е 202% и е подробно описано в доклада. В бизнес плана на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ е посочено, че дружеството ще развива ГРМ на територията на общините на които е започнал процес на газификация (посочен е и брой на клиентите в различните общини): община Търговище; община Добрич; община Шумен; община Белослав; община Провадия; община Дългопол; община Каспичан; община Аксаково; община Вълчи дол; община Тервел; община Девня. В община Тервел клиентите се снабдяват със съгъстен природен газ.

Инвестиционна програма на „Аресгаз“ ЕАД за тази територия предвижда изграждането на 18 466 м ГРМ на обща стойност 3811 хил. лв.

Производствена програма предвижда в края на периода на бизнес плана консумацията да достигне 439 595 MWh/година, реализирана от 14 564 клиенти.

В доклада са посочени ремонтната и социалната програма, прогнозата, структурата и обема на разходите. Източници на финансирание на инвестиционната програма. За тази територия се предвиждат собствени средства, съответно реинвестиране на печалбата и амортизационните отчисления за всяка една година. От анализа на финансово-икономическо състояние на „Аресгаз“ ЕАД за периода 2021 – 2022 г. може да се направи извод, че финансовото състояние на дружеството за тази територия е много добро и предвижда да реализира печалби за двете години (2021 – 2022 г.). Всички други раздели на бизнес плана са посочени в доклада.

Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложи от „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, в бизнес плана за периода 2021 – 2022 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения, във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг.

Предвид горното и на основание чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5, във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;

2. Да приеме решение за одобряване на бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, за периода 2021 – 2022 г.

Р. Тахир прочете и диспозитива на проекта на решение:

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД, за обособена територия „Добруджа“ и общините: Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, за периода 2021 – 2022 г.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада и проекта на решение.

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД, за обособена територия „Добруджа“ и общините: Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, за периода 2021 – 2022 г.

В заседанието по **точка пета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете

на Комисията Георги Добрев, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето със **седем гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.6. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-ДК-979 от 04.12.2020 г. и проект на решение 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 „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2021 – 2022 г.**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-60-37 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 и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2021 – 2022 г.

Със Заповед № 3-Е-181 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, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти 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 март 2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-37 от 07.10.2020 г. е изискано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните данни и документи: заявление за утвърждаване на цени, което да съдържа искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по ГРМ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към ГРМ на дружеството за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, със съответните приложения и справки, с обособени подгрупи клиенти в енергийни единици; електронен модел на цените, в който обособените подгрупи на стопански клиенти да са в енергийни единици; обосновка за продължителността на предложения регулаторен период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; копия на договори за наем на офиси на дружеството; обосновка на разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, образуващи ценова компонента съгласно чл. 19а, ал. 1 от НРЦПГ, както и копия на договорите, съгласно които дружеството извършва цитираните разходи; данни относно частта от съответната лицензионна територия, на която се намират клиентите, снабдявани със сгъстен природен газ, предвид разпоредбата на чл. 19а, ал. 2 от НРЦПГ; данни за броя на персонала по години, както и обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“ от електронния модел на цените.

С писмо с вх. № Е-15-60-37 от 21.10.2020 г., заявителят е представил изисканите данни и документи, както и заявление с вх. № Е-15-60-37 от 21.10.2020 г. за утвърждаване на цени, в което подгрупите клиенти са обособени в енергийни единици, а предложената компонента по чл. 19а от НРЦПГ е променена в съответствие със сключен от

дружеството нов договор за закупуване на компресиран природен газ.

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

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от 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-36 от 22.12.2017 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 на клиенти към ГРМ за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище за регулаторен период от 2018 до 2020 г.

„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. Заявителят е представил и договор за покупко-продажба на природен газ, сключен на 24.10.2019 г. между „Черноморска газова компания“ ЕООД и „Аресгаз“ ЕАД със срок на действие до 31.12.2021 г.

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, която се състои от две групи клиенти: стопански и битови, като стопанските клиенти са обособени в две подгрупи, съобразно потреблението им – равномерно и неравномерно.

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

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 предложения 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 разпоредбите 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, както и по дейности, са представени в Таблицы № 1 и 2:

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

Таблица № 1

Клиенти	2021 г.	2022 г.
Стопански	4830	4758
Битови	2902	3058
Общо	7732	7816

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

Таблица № 2

Клиенти	2021 г.	2022 г.
Стопански	75	77
Битови	152	157
Общо	227	234

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 (хил. лв.)

Таблица № 3

Наименование	2021 г.	2022 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	6073	6311	12 384	100%
„разпределение на природен газ“	5937	6172	12 109	98%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	136	139	275	2%

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 отчетни и прогнозни стойности на годишна база.

Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозировал разходите си за периода 2021 – 2022 г. въз основа на стойностите им от базовата година (отчетно-прогнозни стойности). Влияние върху стойностите на разходите оказват: консумацията на природен газ; броят на клиентите по групи; цената на природния газ, доставян от обществен доставчик и търговци на природен газ; броят на персонала, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите; броят на офисите, складовите площи и транспортните средства; дължина на ГРМ и брой на съоръженията, монтирани при клиентите, както и броят на потенциалните клиенти.

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 98% от общия обем разходи и се увеличават от 5937 хил. лв. през 2021 г. на 6172 хил. лв. през 2022 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99,6% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени, както следва:

Разходите за материали представляват 0,34% от УПР за дейността, увеличават се през регулаторния период от 20 хил. лв. на 21 хил. лв. и включват:

- *разходи за гориво за транспорт*, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година – 0,78 хил. лв. за 2021 г. и 0,85 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за канцеларски материали*, нарастват от 19 хил. лв. през 2021 г. на 21 хил. лв. през 2022 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година.

Разходите за външни услуги представляват 15% от УПР и нарастват от 904 хил. лв. през 2021 г. на 938 хил. лв. през 2022 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани в размер на 0,03% от стойността на нетекущите активи, като нарастват от 18,8 хил. лв. през 2021 г. на 19,1 хил. лв. през 2022 г.;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база нормативна уредба, 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. Нарастват от 6,4 хил. лв. през 2021 г. на 6,5 хил. лв. през 2022 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в размер на 88 хил. лв. за 2021 г. и 91 хил. лв. за 2022 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година;

- *разходи за абонаментно поддържане*, в размер на 572 хил. лв. за 2021 г. и 582 хил. лв. за 2022 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана*, включват разходи за охрана и се променят от 9 хил. лв. през 2021 г. на 10 хил. лв. през 2022 г.;

- *разходи за наеми*, нарастват от 83 хил. лв. на 91 хил. лв. в края на регулаторния период, планирани съгласно подписани от дружеството договори за наем и в съответствие със стойността им за базовата година. Дружеството е представило следните копия на договори:

- договор за наем на недвижим имот, сключен на 30.06.2017 г. между „Аресгаз“ АД и „Сити Гардън“ ЕООД, с предмет отдаване под наем за временно и възмездно ползване на обект в Търговски комплекс „Пазарище“, находящ се в гр. Аксаково, обл. Варна. Заявителят е представил анекс към цитирания договор, според който срокът на договора е две години, считано от 30.12.2018 г., датата на подписване на анекса;

- договор № 121 за наем на недвижим имот от 05.11.2019 г., сключен между „Бел Ком Инвест“ ЕООД и „Аресгаз“ ЕАД, с предмет отдаване под наем за временно и възмездно ползване на имот – офис помещение, находящ се в гр. Белослав. Договорът влиза в сила от 01.01.2020 г. и е със срок една година. Представено и Приложение № 1 към договор № 121 от 05.11.2019 г. за осигуряване на месечна поддръжка на имота за сметка увеличаване на наема;

- договор за отдаване под наем на помещение общинска собственост, сключен на 01.07.2020 г. между Община Провадия и „Аресгаз“ ЕАД, с предмет отдаване под наем за временно и възмездно ползване на помещение – офис, разположено в сграда частна общинска собственост, находящо се в гр. Провадия. Договорът е сключен за срок от 5 години;

- договор за наем № 101 от 09.11.2016 г., сключен между частни лица и „Аресгаз“ ЕАД с предмет отдаване под наем за временно и възмездно ползване на недвижим имот за офис. Договорът е сключен за срок от пет години;

- договор за наем от 07.07.2016 г., сключен между Териториална организация на научно-техническите съюзи – Варна и „Аресгаз“ ЕАД, с предмет отдаване под наем на обект, състоящ се от 12 бр. стаи, сервизно помещение и коридор, помещение на партерния етаж и складово помещение. Към договора за наем е сключено допълнително споразумение от 01.04.2020 г., съгласно което срокът на договора се удължава до 30.03.2021 г.

- *разходи за проверка на уреди*, планирани в размер на 57 хил. лв. през 2021 г. и 63 хил. лв. през 2022 г., в съответствие със стойността им за базовата година;

- *съдебни разходи*, планирани в размер на около 1000 лв. годишно през регулаторния период, в съответствие със стойността им за базовата година;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозираны в размер на 42 хил. лв. през 2021 г. и 46 хил. лв. през 2022 г., в съответствие със стойността им за базовата година;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, в размер на 28 хил. лв. през 2021 г. и 29 хил. лв. през 2022 г., прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година.

Разходите за амортизации представляват 73% от УПР, като се увеличават от 4325 хил. лв. през 2021 г. на 4474 хил. лв. през 2022 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 8,6% от УПР и нарастват от 508 хил. лв. през 2021 г. на 533 хил. лв. през 2022 г. Включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление. Прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година. Според предоставената от дружеството обосновка, прогнозният брой на персонала за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за периода 2021 – 2022 г. е функция от два параметъра: брой на персонала, зает в разкрити офиси от населените места в обхвата на територията и брой на персонала от централния офис на дружеството в гр. Варна, в т.ч. управленски персонал. Обвързването на персонала във функционална зависимост се обуславя от естеството на дейностите, които дружеството осъществява и необходимостта от персонал, пряко и непряко зает с извършване на дейности в обособената територия. Служителите, назначени в разкритите офиси от

обособена територия „Добруджа“ директно се разпределят към броя на персонала за обособената територия. Част от служителите от централния офис условно се разпределят към персонала от обособената територия. За условно разпределение е използвана комплексна оценка на спецификата на територията на база величината на специфичните параметри за територията – обхват, брой на клиентите, изградена мрежа, консумация на природен газ, потенциал и др. Отчитайки спецификата, около 2/3 от броя на персонала, зает в централния офис може условно да бъде отнесен към персонала на обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг. По този начин, имайки предвид и пряко назначения персонал от 13 служители, очакваният брой на персонала към края на 2021 г. и 2022 г. е 28 служители. Този прогнозен брой се отнася за служителите, назначени на трудов договор, съгласно щатното разписание на дружеството към 31.08.2020 г., като не се предвижда промяна на щатното разписание чрез разкриване на нови щатни длъжности, а само възможни персонални промени по отношение на заемащите щатните длъжности. Освен персонала, назначен на трудов договор, дружеството има взаимоотношения с персонал, нает по граждански договори. Този персонал не е включен в указания по-горе брой на персонала за обособената територия, с възприемането на подхода за указване на персонала съгласно щатното разписание. Като за персонала, нает по граждански договори дружеството извършва разходи за изплащане на договорените възнаграждения, които участват при формирането на стойностите на разходите за персонал. Това обстоятелство трябва да бъде взето под внимание при аналитична обработка на данните за разходите за персонал и броя на персонала в търсене на усреднен показател – измерител за средните трудови разходи.

Разходите за социални осигуровки представляват 1,3% от УПР, като нарастват от 78 хил. лв. през 2021 г. на 81 хил. лв. през 2022 г.

Социални разходи – в размер на 0,1% от общия размер на прогнозираните разходи за дейността и в размер на 1% от стойността на разходите за заплати и възнаграждения, като са в размер на около 5 хил. лв. годишно през регулаторния период.

Други разходи представляват 1,4% от УПР, нарастват от 74 хил. лв. през 2021 г. на 94 хил. лв. през 2022 г., прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година, като включват:

- *разходи за охрана на труд*, планирани в размер на 20 хил. лв. за 2021 г. и 22 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за маркетинг и реклама*, планирани в размер на 28 хил. лв. за 2021 г. и 37 хил. лв. през 2022 г.;

- *разходи за командировки*, нарастват от 25 хил. лв. през 2021 г. на 34 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за публикации*, прогнозирани в размер на около 1000 лв. на година за периода.

Променливите разходи, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, представляват около 0,4% от общите разходи за тази дейност, включват:

- *разходи за одорант*, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“, в зависимост от планираните продажни количества природен газ, прогнозирани с норма 0,37 лв./1000 м³, като през 2021 г. възлизат на 14,7 хил. лв., а през 2022 г. – 15,4 хил. лв.;

- *разходи, свързани със загуби на природен газ*, планирани като 0,1% от прогнозната консумация на природен газ.

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

Тези разходи представляват 2% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността са в размер от 136 хил. лв. за 2021 г. и се увеличават на 139 хил. лв. за 2022 г.

Условно-постоянните разходи представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. УПР за дейността са разпределени по икономически елементи, както следва:

Разходи за материали, с относителен дял 2% от разходите за дейността, като размерът им от около 2 хил. лв. годишно остава непроменен през регулаторния период.

Разходите за външни услуги са 22% от разходите за дейността, планирани в размер от 29 хил. лв. през 2021 г., като се увеличават на 31 хил. лв. през 2022 г. Те включват *разходи за наеми, за данъци и такси „снабдяване”, пощенски разходи, телефони и абонаменти, за експертни и одиторски услуги, както и разходи за вода, отопление и осветление.*

Разходите за амортизации представляват 21% от разходите, предвидени за дейността и намаляват от 31 хил. лв. през 2021 г. на 27 хил. лв. през 2022 г.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял 42% от разходите за дейността, като размерът им от 56 хил. лв. през 2021 г. нараства на 59 хил. лв. през 2022 г.

Разходи за социални осигуровки, прогнозиран в размер на 6% от разходите за заплати и възнаграждения, като размерът им е около 9 хил. лв. годишно през периода.

Социални разходи, с относителен дял 0,4% от разходите за дейността, като се увеличават от 0,56 хил. лв. през 2021 г. на 0,59 хил. лв. през 2022 г., прогнозиран в размер на 1% от разходите за заплати и възнаграждения.

Други разходи, с относителен дял 6,7% от разходите за дейността, като се увеличават от 8 хил. лв. през 2021 г. на 10 хил. лв. през 2022 г.

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

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 разпределени разходите за: горива; работно облекло; канцеларски материали; пощенски и телефонни разходи; наеми; съдебни разходи; вода, отопление и осветление; заплати и възнаграждения; социални осигуровки; социални разходи; командировки и обучение на персонала; охрана на труда; маркетинг и реклама; публикации, както и 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, както и загуби на газ по мрежата;

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

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

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

Компресиране на природен газ. До месец септември 2020 г. дружеството е закупувало компресиран природен газ от фирма „Атанасов груп“ ЕООД, гр. Добрич (съгласно представени копия на Договор № 91 от 01.11.2012 г. и допълнителни споразумения – 6 бр., съгласно последното допълнително споразумение, срокът на договора за доставка на компресиран природен газ се удължава до 01.09.2020 г.), като заплаща, освен цената на природния газ, доставян от обществения доставчик и търговска надбавка за компресиране на газа в размер на 7,76 лв./MWh (82 лв./1000 м³, при използван коефициент за преобразуване в енергийни единици 10,562 kWh/м³), както и цена за пренос и достъп до газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз” ЕАД. С оглед на невъзможност за продължаване на договора с „Атанасов груп“ ЕООД, както и с цел осигуряване на непрекъснатост на доставките на природен газ към своите клиенти, в края на месец

септември 2020 г. заявителят е сключил нов договор за закупуване на компресиран природен газ с фирма „Проучване и добив на нефт и газ“ АД (съгласно представено копие на Договор за покупко-продажба на компресиран природен газ от 28.09.2020 г.), гр. София, при цена за компресиране 7,57 лв./MWh (80 лв./1000 м³), от която ползва отстъпка от 3% или 7,35 лв./MWh.

Транспорт на компресиран (сгъстен) природен газ. Услугата се извършва от „Черноморска газова компания“ ЕООД (съгласно представено копие на Договор № 135 от 16.12.2019 г. за предоставяне на транспортни услуги на компресиран природен газ), а договорната цена е в размер на 29,35 лв./MWh (310 лв./1000 м³).

Декомпресиране на природен газ. Извършва се на площадка за декомпресиране, изградена в гр. Тервел, собственост на „Аресгаз“ ЕАД, на която се разтоварва транспортирания компресиран природен газ.

Подгръване на природния газ. Извършва се на площадката за декомпресиране в гр. Тервел и представлява изразходване на количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на газа, който ще бъде подаден в ГРМ. Измерването на природния газ за подгръване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствена консумация. Стойността на природния газ, използван за подгръване е сравнително малка и не оказва значително влияние върху равнището на компонентата по чл. 19а от НРЦПГ.

При така договорените цени до края на месец септември 2020 г., стойността на компонентата за снабдяване със СПГ е 37,11 лв./MWh (392 лв./1000 м³), като съответства на предложената ценова компонента за тази дейност в първоначално депозираното от дружеството заявление за цени. Във връзка с настъпилата промяна на договора за закупуване на компресиран природен газ, с депозираното второ заявление за утвърждаване на цени, дружеството е променило стойността на предложената компонента по чл. 19а от НРЦПГ за клиенти, снабдявани със СПГ на територията на община Тервел на 36,70 лв./MWh (387,60 лв./1000 м³).

Предвид горното, дружеството предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгръване на природния газ за лицензионната територия на община Тервел, обслужвана от „Аресгаз“ ЕАД да бъде в размер на **36,70 лв./MWh** без ДДС.

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 № 4 и 5:

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

Таблица № 4

№	Позиция	2021 г.	2022 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	33 504	31 025
2.	Балансова стойност на ДНА	1060	939
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	4501	4461
4.	Необходим оборотен капитал	201	212
5.	Регулаторна база на активите	30 265	27 716
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,93%	5,93%
7.	Възвръщаемост	1795	1644
8.	Разходи, в т.ч.:	5937	6172
8.1.	УПР	5913	6147
8.2.	Променливи разходи	24	25

№	Позиция	2021 г.	2022 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	19	26
2.	Балансова стойност на ДНА	107	93
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	1413	1487
5.	Регулаторна база на активите	1539	1606
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,93%	5,93%
7.	Възвръщаемост	91	95
8.	Разходи, в т.ч.:	136	139
8.1.	УПР	136	139
8.2.	Променливи разходи	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).

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 3811 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 2377 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 1434 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Като източник на финансиране дружеството предвижда използването на собствени средства – паричните потоци, възникнали от обичайната дейност на дружеството, част от които ще бъдат използвани за финансиране на инвестиционните програми.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2022 г. е 5,93%, изчислена при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,34%, 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 Business⁵ и на Българската народна банка (БНБ)⁶. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД следва да се използват актуални данни за

⁵<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

⁶<http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД е използван безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,74 за 2020 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на „Аресгаз“ ЕАД, безлостовият коефициент остава непроменен. Общата пазарна рискова премия за Република 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.

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 „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2022 г. в размер на 5,93%, която е изчислена при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,34% 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 Таблицы № 6 и 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.
Стопански:	MWh/год.	305 126	319 715
<i>С равномерно потребление</i>	MWh/год.	210 818	220 752
<i>С неравномерно потребление</i>	MWh/год.	94 309	98 964
Битови	MWh/год.	113 307	119 880
Общо	MWh/год.	418 433	439 595

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.
Стопански:	бр.	853	855
<i>С равномерно потребление</i>	бр.	92	92
<i>С неравномерно потребление</i>	бр.	761	763
Битови	бр.	12 957	13 614
Общо	бр.	13 810	14 469

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 стопанските клиенти коефициентът намалява от 0,624 през 2021 г. на 0,608 през 2022 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,376 през 2021 г. на 0,392 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 се променя през периода, както следва: за стопанските клиенти намалява от 0,062 през 2021 г. на 0,059 през 2022 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,938 през 2021 г. на 0,941 през 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 двете 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 стопанските клиенти намалява от 0,729 през 2021 г. на 0,727 през 2022 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,271 през 2021 г. на 0,273 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 „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище 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)
Стопански:		
<i>Сравномерно потребление</i>		
до 106 MWh/год.	19,61	0,22
до 211 MWh/год.	18,76	0,22
до 528 MWh/год.	17,24	0,22
до 1056 MWh/год.	15,83	0,22
до 2112 MWh/год.	15,24	0,22
до 5281 MWh/год.	14,44	0,22
до 10 562 MWh/год.	13,85	0,22
над 10 562 MWh/год.	9,75	0,22
<i>С неравномерно потребление</i>		
до 106 MWh/год.	24,73	0,29
до 211 MWh/год.	23,28	0,29
до 528 MWh/год.	21,92	0,29
до 1056 MWh/год.	21,34	0,29
до 2112 MWh/год.	20,56	0,29
до 5281 MWh/год.	19,98	0,29
до 10 562 MWh/год.	19,30	0,29
над 10 562 MWh/год.	17,36	0,29

Битови	25,56	1,33
---------------	-------	------

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ е в размер на **36,70 лв./MWh** за всички групи клиенти на територията на община Тервел.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявлението с вх. № Е-15-60-37 от 30.09.2020 г. от „Аресгаз“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените за утвърждаване от „Аресгаз“ ЕАД 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 на клиенти към ГРМ за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище са посочени в Таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./присъединяване)
Стопански :	
до 0,264 MWh	1355
до 0,739 MWh	1560
до 4,225 MWh	2025
до 21,124 MWh	3200
над 21,124 MWh	3840
Битови	485

Забележка: предложените цени са в лева за едно присъединяване, без 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.

Изказвания по т.6.:

Р. Осман излезе от зала 4.

Докладва Г. Дечева. „Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензии за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг.

През новия регулаторен период „Аресгаз“ ЕАД предлага тарифна структура, която се състои от две групи клиенти: стопански и битови, като стопанските клиенти са обособени в две групи с равномерно и неравномерно потребление, които от своя страна са разделени на по 8 подгрупи в зависимост от годишното си потребление

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

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.

Ценообразуващите елементи са подробно описани в доклада заедно с представените от дружеството обосновки.

Дружеството снабдява с компресиран природен газ по метода „виртуален газопровод“ клиенти от община Тервел. В цената за продажба на природен газ на клиентите от община Тервел ще бъде включена компонента за снабдяване със сгъстен природен газ, която е формирана от допълнителните разходи за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природен газ. В тази връзка дружеството е представило обосновка на отделните разходи, формиращи цената за СПГ.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2022 г. е в размер на 5,93%, изчислена при 100% собствен капитал.

При прилагане Модела за оценка на капиталовите активи, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена в размер на 6,94% 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 „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2022 г. в размер на 5,93%, и при отчитане на данъчните задължения.

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.

Приложен е и проект на решение, който отразява ценообразуващите елементи описани в доклада.

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, работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад и проект 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.

И. Иванов каза, че насрочва откритото заседание по т.2 на 15.12.2020 г. от 10:20 часа. Общественото обсъждане по т. 4 се насрочва на 15.12.2020 г. от 10:25 часа.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада и проекта на решение.

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,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-ДК-979 от 04.12.2020 г. и проект на решение 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 „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2021 – 2022 г.;

2. Приема проект на решение 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 „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2021 – 2022 г.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада и проекта на решение по т.1 на 15.12.2020 г. от 10:20 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Аресгаз“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 15.12.2020 г. от 10:25 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение чрез съобщение на интернет страницата на Комисията да бъдат поканени за дистанционно участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

7. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

8. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

9. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

В заседанието по **точка шеста** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.7. Комисията, след като разгледа подаденото от „Аресгаз“ ЕАД **заявление за одобряване на бизнес план за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за периода 2021 – 2022 г.** и доклад с вх. № Е-ДК-984 от 04.12.2020 г., установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-60-40 от

30.09.2020 г. от „Аресгаз” ЕАД, с искане за одобряване на бизнес план за обособена територията „Мизия” и община Бяла Слатина, за периода 2021 – 2022 г.

Със Заповед № 3-Е-183 от 06.10.2020 г. на Председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проучване на бизнес плана на „Аресгаз” ЕАД за обособена територия „Мизия” и община Бяла Слатина, за периода 2021 – 2022 г. от техническа, финансово-икономическа и правна страна, като разглежда същия при отчитане на параметрите на заявлението за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа, което е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

В резултат на извършена проверка на подаденото заявление и приложените към него документи по реда на чл. 4 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ) са установени непълноти. В тази връзка с писмо с изх. № Е-15-60-40 от 23.10.2020 г. от дружеството е изискано да представи следните допълнителни данни и документи: бизнес план, в който обособените подгрупи на стопански клиенти да са в енергийни единици; подробна обосновка на изпълнението на бизнес плана за периода 2018 – 2020 г.; сравнение на прогнозните данни, заложиени в инвестиционната и производствената програма на одобрения бизнес план за периода 2018 – 2020 г., както и отчетни данни за същия период за извършени инвестиции, изградена газоразпределителна мрежа (ГРМ), брой клиенти с натрупване по групи и годишна консумация на природен газ по групи клиенти. С писмо с вх. № Е-15-60-40 от 30.10.2020 г. дружеството е предоставило изисканата информация.

С писмо с вх. № Е-15-60-40 от 04.11.2020 г. заявителят е представил допълнителна информация.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, Комисията приема за установено следното:

„Аресгаз” ЕАД е еднолично акционерно дружество, вписано в Търговския регистър с ЕИК 813101815, със седалище и адрес на управление: гр. София, район Триадица, ул. „Алабин” № 36, ет. 2. Предметът на дейност на дружеството е изграждане и управление на газоразпределителни мрежи, както и пренос, разпределение и снабдяване с природен газ, включително всички свързани с това дейности, присъединяване, развитие и поддръжка на мрежите и всякаква второстепенна производствена дейност и/или дейност, свързана с посочената, доставка и пренос с камион на компресиран газ на крайни клиенти, както и всяка друга сходна дейност, незабранена от закона. Дружеството е с едностепенна система на управление и се управлява от Съвет на директорите в състав: Даниеле Романело, Масимо Бонато, Микеле Петроне, Борис Николов и Венета Райкова. Представлява се от Венета Иванова Райкова – изпълнителен директор.

Размерът на акционерния капитал е 22 572 241 лв., състоящ се от 22 572 241 броя акции с номинална стойност 1 лв. всяка. Едноличен собственик на капитала е „АчегазАпсАмга“ СпА, идентификация 930530324, чуждестранно юридическо лице, регистрирано съгласно законите на Република Италия.

„Аресгаз” ЕАД е титуляр на лицензия № Л-131-08 от 10.02.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и лицензия № Л-131-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за обособена територия Мизия и община Бяла Слатина за срок до 10.02.2039 г.

С Решение № БП-9 от 29.11.2017 г. КЕВР е одобрила бизнес план на „Аресгаз” ЕАД за обособена територия Мизия и община Бяла Слатина за периода 2018 – 2020 г.

В чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ са регламентирани задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа, като е предвидено, че същият се съставя за срок до пет години според указанията на Комисията. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 и ал. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е неразделна част от издадената лицензия и периодично се актуализира, без това да се счита за изменение на лицензията.

Бизнес план на „Аресгаз” ЕАД за периода 2021 – 2022 г.

Бизнес планът на „Аресгаз” ЕАД е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ. Въз основа на предоставената информация са разгледани и анализирани основните технически и икономически аспекти, както и финансовото състояние на дружеството, към момента на съставяне на бизнес плана и очакваното развитие на дейността за периода 2021 – 2022 г.

Към момента на изготвяне на бизнес плана със започнал процес на газификация са четири от населените места, включени в обхвата на обособена територия „Мизия” - градовете Плевен, Луковит, Летница и Червен бряг, като се очаква към 31.12.2020 г. дължината на изградените ГРМ да достигне над 124 км, а направените инвестиции – над 23 млн. лв. Съществуващите ГРМ са на различен етап на изграждане, като най-развита е тази на територията на град Плевен.

Към 31.12.2020 г. се очаква броят на клиентите по групи, използващи природен газ в градовете, изброени по-долу да достигне:

- община Плевен -(...) стопански, (...) битови;
- община Луковит - (...) стопански, (...) битови;
- община Летница -(...) стопански, (...) битови;
- община Червен бряг - (...) стопански, (...) битови клиенти.

Според „Аресгаз” ЕАД във всички градове има наличие на клиенти и от двете групи, сключили договори за присъединяване и доставка на природен газ, които към момента на изготвяне на бизнес плана поради различни причини не използват природен газ.

1. Инвестиционна програма

За периода на бизнес плана за населените места със стартирал процес на газификация се предвижда разширяване на съществуващите ГРМ чрез изграждане на нови линейни участъци и отклонения, както и чрез присъединяване на потребители по програма „газекспрес” - монтиране на съоръжения за присъединяване, без да е необходимо ново строителство на ГРМ.

Инвестиционната програма на „Аресгаз“ ЕАД за газификация на обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина за периода 2021 – 2022 г. предвижда изграждането на 5945 м ГРМ на обща стойност 1030 хил. лв.

Предвидената за изграждане газоразпределителна мрежа и брой съоръжения по групи клиенти по години за периода на бизнес плана са посочени в таблица № 1:

Таблица № 1

Параметри	Мярка	2021 г.	2022 г.	Общо:
Дължина на ГРМ, в т.ч. линейна част и отклонения	м.	4068	1877	5945
Общ брой съоръжения, в т.ч.:	бр.	147	148	295
Стопански съоръжения	бр.	0	2	2
Битови съоръжения	бр.	147	146	293

Стойността на инвестициите по години за периода на бизнес плана са посочени в таблица № 2:

Таблица № 2

Инвестиции	Мярка	2021 г.	2022 г.	Общо:
Линейна част и отклонения	хил. лв.	517	242	759
Системни и небитови съоръжения	хил. лв.	0	20	20
Съоръжения битови	хил. лв.	113	138	251
Други ДА	хил. лв.	0	25	25
Общо:	хил. лв.	630	425	1055

Графикът за изпълнение на строително-монтажните работи на територията на общините от обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина ще бъде съобразен със следните обстоятелства: брой подадени заявления за присъединяване от потенциални клиенти; разположението на потенциалните клиенти в различните зони на населените места; технически параметри на обектите на потенциалните клиенти; планове на общинските ръководства за реконструкция и модернизация на инфраструктурата.

(...)

2. Производствена програма

Дружеството посочва, че за периода на бизнес плана запазва разделението на клиентите в две групи - стопански и битови, както и разделението на групата на стопанските клиенти на две подгрупи в зависимост от режима на потребление (равномерността на месечното потребление в годишен аспект) - с равномерно потребление и с неравномерно потребление.

В края на двегодишния прогнозен период годишната консумация на природен газ за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина се очаква да достигне 163 155 MWh/година, реализирана от 3099 клиенти, от които 2878 битови.

Консумацията на природен газ по групи клиенти през годините на бизнес плана е посочена в таблица № 3:

Таблица № 3

Групи и подгрупи клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.
Стопански общо:	MWh/г.	125 970	135 372
Стопански с равномерно потребление	MWh/г.	99 524	106 891
Стопански с неравномерно потребление	MWh/г.	26 445	28 480
Битови	MWh/г.	26 359	27 783
Общо стопански и битови:	MWh/г.	152 329	163 155

Броят на потенциалните клиенти по групи клиенти с натрупване за периода на бизнес плана е посочен в таблица № 4:

Таблица № 4

Групи и подгрупи клиенти с натрупване	Мярка	2021 г.	2022 г.
Стопански общо:	брой	238	240
Брой стопански с равномерно потребление	брой	39	40
Брой стопански с неравномерно потребление	брой	199	200
Битови	брой	2746	2878
Общо:	брой	2984	3118

В таблицата са посочени клиенти със сключени договори с „Аресгаз“ ЕАД. Част от стопанските клиенти с неравномерно потребление не консумират природен газ, а като тези, които се очаква да консумират природен газ са 180 бр. за 2021 г. и 181 бр. за 2022 г.

3. Ремонтна (експлоатационна програма)

Ремонтната програма на дружеството е насочена към осигуряване на непрекъснато, безопасно и безаварийно функциониране на ГРМ, с цел надеждно снабдяване на клиентите с природен газ при спазване на изискванията за качество, за опазване на околната среда и съхраняване на здравето, живота и собствеността на населението.

Ремонтната програма на дружеството обхваща следните дейности:

По отношение на газопроводите от ГРМ са предвидени: обхождане на трасето и водене на експлоатационен дневник; проверка за загазяване на шахти, колектори, сутерени от двете страни на газопровода; съгласуване и контрол на строително-монтажни

работи в близост до подземни газопроводи от външни организации и лица; обезгазяване и запълване с природен газ на действащи и нови газопроводи при планови дейности по разширение на ГРМ; текуща поддръжка на кранови възли; боядисване, противопожарни мерки около площадките, гърнета; извършване на основни ремонти; поддържане на аварийна готовност и аварийен резерв на части, възли и детайли за съоръжения; анализ на качеството на природния газ; планов ремонт и обследване на ГРМ и съоръжения; извънпланови (аварийни) ремонти; извършване на обследване на подземните газопроводи за наличие и локализиране на пропуски на природен газ; съставяне на досиета, картографичен материал (картни листове) и база данни за разпределителните газопроводи, крановите възли и отклоненията в мрежата.

По отношение на системата за катодна защита са предвидени: измерване на електрическите потенциали и съставяне на протоколи за резултатите от измерванията, анализ на резултатите и прилагане на подходящи мерки за ефективност; поддръжка и обслужване на защитните съоръжения и инсталации, включително настройващи работи; поддръжка и обслужване на въздушни преходи; извършване на ремонти по системата; участие и/или контрол при извършване на електрометрично обследване на подземните газопроводи и ремонт на изолационното покритие в случай на констатирани нарушения.

Поддръжката на съоръженията и инсталациите включва: извършване на проверка и настройка на оборудването, обслужвано от експлоатационния персонал; извършване на ремонти и преустройства; проверка и обслужване на одориращата станция; проверка и подаване на природен газ на нови клиенти и инструктаж; текуща поддръжка на съоръженията.

По отношение на разходомерните системи се предвижда: измерване и отчитане на количествата природен газ; обслужване на разходомерите; изготвяне на годишни календарни графици за метрологична проверка на средствата за търговско измерване и съставяне на база данни за всички елементи на разходомерните системи.

Аварийната готовност и газова безопасност включва: организиране и провеждане на аварийни тренировки; проверка на концентрацията на одорант в природния газ по приборен метод; поддръжка на аварийните автомобили и оборудването.

Работата с клиентите включва: следене и регулиране на работните и аварийни режими на ГРМ в съответствие с договорите за доставка; ръководство при пускането и спирането на природен газ към клиентите; издаване на оперативни разпореждания на експлоатационния персонал; събиране и обработка на оперативни данни за ГРМ, поддръжка и архив на базата данни; приемане на заявки от клиенти и упълномощени лица и подаване на заявки към висшестоящ диспечер, водене на оперативна документация.

4. Социална програма

Социалната програма на дружеството има за цел: повишаване заинтересоваността на персонала от ефективно реализиране на работните процеси и дейности; създаване на предпоставки за поддържане на приемлив жизнен стандарт на работниците и служителите; повишаване на имиджа и репутацията на дружеството; удовлетворяване на социално-битовите потребности на персонала; привличане на амбициозни, подготвени, висококвалифицирани и образовани служители.

„Аресгаз“ ЕАД предвижда да развива активна социална програма, насочена към служителите на дружеството, която включва: предоставяне на средства за храна, спорт, отдых и туризъм; подпомагане на персонала при настъпване на значими събития (брак, раждане на дете, смърт, отглеждане на дете до 2-годишна възраст); подпомагане при лечение и закупуване на лекарства с висока стойност; медицинско обслужване на служителите; допълнително доброволно пенсионно, здравно осигуряване и застраховане.

Според „Аресгаз“ ЕАД газификацията на лицензионната територия ще има социално-икономическо влияние върху населението, изразяващо се в следните аспекти:

- социален – разкриване на нови работни места в следните области: маркетинг, реклама и обслужване на клиентите, продажба на природен газ, строително-монтажни дейности; обучение и квалификация на местни специалисти; възможности за

преструктуриране на общинските бюджети; постигане на висок икономически ефект в стопанския сектор; нарастване на инвестиционната стойност и привлекателност на общините; повишаване на жизненото равнище на населението; подобряване и осъвременяване на инфраструктурата;

- екологичен – подобряване на качеството на атмосферния въздух, подобряване на санитарно-хигиенните условия и намален здравен риск към заболявания, причинени от замърсяването на въздуха и др.

5. Прогнозна структура и обем на разходите

Структурата и обемът на разходите по години са формирани съгласно Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ). Разходите за лицензионните дейности са прогнозирани въз основа на стойностите им от базовата година. Влияние върху стойностите на разходите имат: консумацията на природен газ; броят на клиентите по групи; цената на природния газ, доставян от обществените доставчици и търговци на природен газ; броят на персонала, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите; броят на офисите, складовите площи и транспортните средства; дължина на ГРМ и брой на съоръженията, монтирани при клиентите и броя на потенциалните клиенти.

Дейност „разпределение на природен газ“:

- разходите за експлоатация и поддръжка на ГРМ включват: разходи за материали, външни услуги, амортизации, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални и други разходи;

- разходите, пряко зависещи от пренесените количества природен газ, включват следните основни елементи: разходи за одорант, разходи за материали за текущо поддържане, загуби на природен газ по мрежата и други разходи.

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „разпределение на природен газ“ е посочена в таблица № 5:

Таблица № 5

Разходи за дейността „Разпределение на природен газ (хил. лв.)	2021 г.	2022 г.
1. Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ - УПР, в т. ч:	1854	1843
Разходи за материали	5	6
Разходи за външни услуги	277	285
Разходи за амортизации	1393	1353
Разходи за заплати и възнаграждения	138	152
Разходи за социални осигуровки	21	23
Социални разходи	1	2
Други разходи	18	23
2. Разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ -ПР	9	9
Общо разходи за разпределение:	1863	1852

В структурата на прогнозните разходи за дейност „разпределение“ за периода 2021 – 2022 г. най-голям дял имат разходите за амортизации – 74% следвани от разходи за външни услуги – 15% и разходи за заплати и възнаграждения – 8%.

Разходите, свързани с експлоатацията и поддръжката на газоразпределителната система, обхващат:

Условно-постоянни разходи:

Разходи за заплати и възнаграждения включват разходите за заплати на

административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление. Прогнозирани са в съответствие със стойността им за базовата година.

Социални осигуровки, прогнозирани са в съответствие със стойността им от базовата година и прогнозните стойности на разходите за заплати и възнаграждения за периода на бизнес плана.

Социални разходи, прогнозирани са в размер на 1% от стойността на разходите за заплати и възнаграждения.

Разходи за амортизации, прогнозирани са на база параметрите от бизнес плана и са изчислени по линейен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходи за материали, включващи: разходи за горива и автотранспорт, както и канцеларски материали, прогнозирани са в съответствие със стойността им за базовата година.

Разходи за външни услуги включват:

- разходи за застраховки на ГРМ, включващи задължителните по нормативна уредба имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“ - прогнозирани са в размер на 0,03% от стойността на нетекущите активи.

- разходи за данъци и такси, прогнозирани са лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана;

- пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти, разходи за абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, проверка на уреди, съдебни разходи експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, прогнозирани са в съответствие със стойността им за базовата година.

Други разходи включват: охрана на труда, командировки и обучение на персонала разходи за маркетинг и реклама, както и разходи за публикации, прогнозирани в съответствие със стойността им за базовата година

Разходи, пряко зависещи пренесените и доставени количества природен газ, включват:

- разходи за одорант, прогнозирани са в размер на 0,37 лв./MWh природен газ.
- загуби на газ, прогнозирани са като 0,1% от прогнозната консумация на природен газ.

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“:

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е посочена в таблица № 6:

Таблица № 6

Разходи по елементи (хил. лв.)	2021 г.	2022 г.
Разходи за дейността „Снабдяване с природен газ-УПР“	41	40
Разходи за материали	1	1
Разходи за външни услуги	9	9
Разходи за амортизации	11	8
Разходи за заплати и възнаграждения	15	17
Разходи за социални осигуровки	2	3
Други разходи	2	3
Общо разходи за снабдяване:	41	40

При прогнозните разходи за дейност „снабдяване“ за периода 2021 – 2022 г. с най-голям дял са разходите за разходите за заплати и възнаграждения – 40%, следвани от разходите за амортизации – 24% и външни услуги – 22%.

Разходите за дейността се разпределят както следва:

Разходите за материали включват: разходи за гориво и транспорт, и разходи за канцеларски материали, планирани в съответствие със стойността им за базовата година.

Разходите за външни услуги включват: разходи за лицензионна такса за дейността

и данъци, пощенски и телефонни разходи, разходи за наеми на офиси, експертни и одиторски разходи, прогнозиран на годишен разход за базовата година и сключени договори, разходи за вода, отопление и осветление, планирани в зависимост от средния годишен разход за базовата година.

Разходи за амортизации, прогнозиран са на база параметрите от бизнес плана и са изчислени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходи за заплати и възнаграждения, които включват разходите за служителите пряко заети с дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

Разходи за социални осигуровки, прогнозиран са като процент от стойността на разходите за заплати и възнаграждения

Други разходи включват: разходи за реклама и маркетингова дейност, разходи за охрана на труда и разходи за командировки и обучение на персонала.

Разходите за дейността се разпределят както следва:

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

- 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.

6. Прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране, на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина за периода 2021 – 2022 г.

Като източник на финансиране за периода на бизнес плана се предвижда да се използват собствени парични средства, акумулирани от дейността на дружеството. Собствените парични средства представляват парични потоци, възникнали от обичайната дейност на дружеството, част от които биват използвани за финансиране на инвестиционните програми.

За периода на бизнес плана дружеството планира капиталовата структура да е със 100% дял на собствения капитал. Собственият капитал нараства за периода, като от 14 382 хил. лв. през 2021 г. достига 15 174 хил. лв. през 2022 г.

7. Финансово-икономическо състояние на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина за периода 2021 – 2022 г.

„Аресгаз“ ЕАД е представило прогнозни счетоводен баланс, отчет за приходите и разходите и прогнозен паричен поток за периода 2021 – 2022 г. За периода на бизнес плана дружеството прогнозира да реализира печалба, както следва: 625 хил. лв. за 2021 г., 792 хил. лв. за 2022 г.

Общите приходи от дейността на дружеството се увеличават от 6956 хил. лв. през 2021 г. на 7431 хил. лв. за 2022 г. Основен дял в реализираните приходи имат приходите от продажба на природен газ, които се увеличават от 6906 хил. лв. през 2021 г. на 7381 хил. лв. за 2022 г. Структурата на общите приходи включва още други приходи.

Общите разходи на дружеството през разглеждания период намаляват от 6260 хил. лв. за 2022 г. на 6551 хил. лв. за 2022 г. Разходите за персонала се увеличават от 178 хил. лв. за 2021 г. на 196 хил. лв. за 2022 г. Разходите за амортизации намаляват от 1404 хил. лв. за 2021 г. на 1360 хил. лв. за 2022 г. Разходите за материали се увеличават от 6 хил. лв. на 7 хил. лв., а разходите за външни услуги се увеличават от 286 хил. лв. за 2021 г. на 294 хил. лв. за 2022 г. Други разходи се увеличават от 148 хил. лв. за 2021 г. на 154 хил. лв. за 2022 г.

Общата сума на активите на дружеството се увеличава от 15 228 хил. лв. за 2021 г. на 16 079 хил. лв. за 2022 г., в следствие на увеличението на текущите активи. Нетекущите

активи намаляват от 13 561 хил. лв. за 2021 г. на 12 610 хил. лв. за 2022 г. Текущите активи се увеличават от 1668 хил. лв. за 2021 г. на 3470 хил. лв. за 2022 г., в резултат на увеличение на паричните средства.

За разглежданият период основният капитал остава с непроменена стойност в размер на 5341 хил. лв. Резервите нарастват от 877 хил. лв. за 2021 г. на 940 хил. лв. за 2022 г. Дружеството прогнозира поетапно увеличение на собствения капитал от 14 382 хил. лв. за 2021 г. на 15 174 хил. лв. за 2022 г., вследствие на увеличение на размера на резервите и натрупаната и текущата печалба. За периода 2021 – 2022 г. за тази територия дружеството няма дългосрочни задължения. Текущите пасиви се увеличават от 846 хил. лв. за 2021 г. на 905 хил. лв. за 2022 г., в резултат на увеличение на търговски задължения, задължения към персонала, за социално осигуряване и задължения за данъци.

Отчетните и прогнозни приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в таблица № 7:

Таблица № 7

Показатели	Прогноза	Прогноза
	2021 г.	2022 г.
Общо приходи от дейността (хил. лв.)	6956	7431
Общо разходи от дейността (хил. лв.)	6260	6551
Счетоводна печалба/загуба (хил. лв.)	694	880
Финансов резултат (хил. лв.)	625	792
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	1,06	1,20
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	1,97	3,83
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	17,00	16,77

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Аресгаз” ЕАД за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина за периода 2021 – 2022 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал за периода се увеличава от 1,06 за 2021 г. на 1,20 за 2022 г. и е над единица за периода, което означава, че дружеството ще разполага със свободен собствен капитал за инвестиране в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на обща ликвидност се увеличава от 1,97 за 2021 г. на 3,83 за 2022 г., което означава, че дружеството ще разполага с достатъчно свободни оборотни средства за погасяване на текущите си задължения.

Коефициентът на финансова автономност, който показва степента на независимост от ползване на привлечени средства, намалява от 17,00 за 2021 г. на 16,77 за 2022 г. Но стойностите на този коефициент показват добра финансова автономност. Дружеството няма да има затруднения при покриването на задълженията си.

Стойностите на горепосочените показатели, изчислени на база обща балансова структура, определят финансово-икономическо състояние на „Аресгаз” ЕАД за обособена територия „Мизия“ като *много добро* за периода 2021 – 2022 г. Дружеството запазва общата си ликвидност през целия период и ще разполага с достатъчно свободни оборотни средства и със собствен капитал за обезпечаване на инвестиционните си мероприятия и за обслужване на финансовите си задължения.

8. Прогноза за цените на предоставяните услуги

Прогнозните цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за обособена територия „Мизия” и Бяла Слатина за подгрупите на стопанските потребители и за групата на битовите потребители са посочени в таблица № 8:

Таблица № 8

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос през ГРМ (лв.)	Цени за снабдяване (лв.)
Стопански клиенти с равномерно потребление		
до 106 MWh	19,98	0,23
до 211 MWh	18,76	0,23
до 528 MWh	17,83	0,23
до 1056 MWh	17,08	0,23
до 2112 MWh	16,06	0,23
до 5281 MWh	15,13	0,23
до 10 562 MWh	13,83	0,23
до 52 810 MWh	10,63	0,23
над 52 810 MWh	7,96	0,23
Стопански клиенти с неравномерно потребление		
до 106 MWh	28,03	0,31
до 211 MWh	26,39	0,31
до 528 MWh	25,42	0,31
до 1056 MWh	23,00	0,31
до 2112 MWh	20,67	0,31
до 5281 MWh	19,42	0,31
до 10 562 MWh	18,25	0,31
над 10 562 MWh	14,47	0,31
Битови клиенти	28,16	1,60

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

„Аресгаз“ ЕАД снабдява със съгъстен природен газ (СПГ) по метода „виртуален газопровод“ клиенти от община Червен бряг, поради липса на връзка с газопреносната система. Предложените от „Аресгаз“ ЕАД цени за групата на клиентите от община Червен бряг са посочени в таблица № 9:

Таблица № 9

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос през ГРМ (лв.)	Цени за снабдяване (лв.)	Компонента снабдяване със СПГ (лв.)
Стопански клиенти с равномерно потребление			
до 106 MWh	19,88	0,23	38,82
до 211 MWh	18,76	0,23	38,82
до 528 MWh	17,83	0,23	38,82
до 1056 MWh	17,08	0,23	38,82
до 2112 MWh	16,06	0,23	38,82
до 5281 MWh	15,13	0,23	38,82
до 10 562 MWh	13,83	0,23	38,82
до 52 810 MWh	10,63	0,23	38,82
над 52 810 MWh	7,96	0,23	38,82
Стопански клиенти с неравномерно потребление			
до 106 MWh	28,03	0,31	38,82
до 211 MWh	26,39	0,31	38,82
до 528 MWh	25,42	0,31	38,82
до 1056 MWh	23,00	0,31	38,82
до 2112 MWh	20,67	0,31	38,82
до 5281 MWh	19,42	0,31	28,82

до 10 562 MWh	18,25	0,31	28,82
над 10 562 MWh	14,47	0,31	28,82
Битови клиенти	28,16	1,60	38,82

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

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ е в размер на 38,82 лв./ MWh за всички групи клиенти на територията на община Червен бряг.

Предложените цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на обособена територия „Мизия“ са посочени в таблица № 10:

Таблица № 10

Клиентски групи и подгрупи	Цени на присъединяване (лв./клиент)
Стопански	
до 0,264 MWh	1355
до 0,739 MWh	1560
до 4,225 MWh	2025
до 21,124 MWh	3200
Над 21,124 MWh	3840
Битови	485

9. Прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи

Прогнозните цени за разпределение на природен газ по газоразпределителната мрежа и за снабдяване с природен газ от краен снабдител по групи клиенти, са образувани в съответствие с НРЦПГ при метод на регулиране на „горна граница на цени“. Съгласно чл. 6 от НРЦПГ, образуваните цени са пределни. Газоразпределителното предприятие може да договаря, предлага и прилага по-ниски от утвърдените от Комисията цени, при условие, че това не води до кръстосано субсидиране. Естеството на услугите и икономическата среда, в която „Аресгаз“ ЕАД осъществява дейността си са основа за поддържане на устойчиви пределни цени за по-продължителни периоди от време и за плавното им и равномерно актуализиране по време на регулаторен период.

10. Определяне на области за повишаване на ефективността

Дейността на газоразпределителното дружество обхваща веригата от изграждането на газоразпределителните мрежи до продажбите на природен газ на крайните клиенти. Дружеството определя следните области за повишаване на ефективността:

По отношение на проектните и проучвателни дейности: рационализиране на снабдителния процес; повишаване производителността на труда – квалификация и мотивация на персонала; подобряване на безопасността чрез балансирано развитие на персонал, техника и технологии; ефективна организация на сервизната дейност, при ръководство на експлоатационния процес – годишно/ сезонно/ дневно.

По отношение на строително-монтажните работи: стандарти за строителство и осигуряване на качество съгласно международните стандарти; използване на високоефективна строителна техника и създаване на организация за оптималното ѝ използване.

По отношение на експлоатационната дейност: поддържане и оптимизиране на центровете за работа с клиентите; правилен подбор на персонала, качествено обучение, поддържане и развитие на достигнатите знания и умения; монтиране на съвременни интелигентни разходомерни системи; комплексно и пълно обслужване на клиентите и удовлетворяване на потребностите им от информация и експертна помощ.

Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложиени от „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, в бизнес плана за периода 2021 – 2022 г., ще осигурят на дружеството необходимите

материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения, във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина.

Изказвания по т.7.:

Докладва Р. Тахир. Заявлението на „Аресгаз“ ЕАД е за одобряване на бизнес план за обособена територията „Мизия“ и община Бяла Слатина, за периода 2021 – 2022 г. Изискана е допълнителна информация от дружеството, която е представена и анализирана. „Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за срок до 10.02.2039 г. С Решение № БП-9 от 29.11.2017 г. КЕВР е одобрила бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия Мизия и община Бяла Слатина за периода 2018 – 2020 г.

В т. I. е посочено изпълнението на бизнес плана на „Аресгаз“ ЕАД по отношение на инвестиции, количества и брой потребители. Изпълнението на инвестициите е 199%. Представени са и обосновки от страна на заявителя. За тази територия „Аресгаз“ ЕАД предвижда да развива ГРМ в общините, в които вече е започнал процес на газификация: община Плевен; община Луковит; община Летница и община Червен бряг, която се снабдява със съгъстен природен газ. За периода на бизнес плана дружеството предвижда да изгради 5945 м ГРМ на обща стойност 1030 хил. лв. В доклада е посочен и броят на съоръженията, които следва да изгради. В края на двегодишния прогнозен период се предвижда годишната консумация да достигне 163 154 MWh/година, реализирана от 3099 клиенти, от които 2878 битови. В доклада подробно са посочени ремонтната програма, социалната програма, разходите и обема на разходите. За тази територия дружеството предвижда да използва собствени средства за изпълнението на инвестиционната програма. От анализа на финансово-икономическото състояние се вижда, че то ще бъде много добро и дружеството предвижда да реализира за двете години печалба. В доклада са посочени и цените (които са предмет на отделно административно производство) и другите раздели – прогноза за равномерното развитие, определяне на областите за повишаване на ефективността. Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложи от „Аресгаз“ ЕАД, в бизнес плана за периода 2021 – 2022 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения, във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на обособена територия „Мизия и община Бяла Слатина. Предвид горното и на основание чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5, във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;

2. Да приеме решение за одобряване на бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД, за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за периода 2021 – 2022 г.

Р. Тахир прочете диспозитива на проекта на решение:

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД, за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за периода 2021 – 2022 г.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада и проекта на решение.

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД, за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за периода 2021 – 2022 г.

В заседанието по **точка седма** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.8. Комисията разглежда доклад с вх. № Е-ДК-985 от 04.12.2020 г. и проект на решение 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 „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2021 – 2022 г.**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-60-39 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 „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2021 – 2022 г.

Със Заповед № 3-Е-182 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 разпределение 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 „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-15-60-39 от 23.10.2020 г. е изискано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните допълнителни данни и документи: заявление за утвърждаване на цени със съответните приложения и справки, с обособени подгрупи клиенти в енергийни единици; електронен модел на цените, в който обособените подгрупи на стопански клиенти са в енергийни единици; 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 договори за наем на

дружеството; обосновка на разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, образуващи ценова компонента съгласно чл. 19а, ал. 1 от НРЦПГ, както и копия на договорите, съгласно които дружеството извършва цитираните разходи; данни относно частта от съответната лицензионна територия, на която се намират клиентите, снабдявани със съгъстен природен газ, предвид разпоредбата на чл. 19а, ал. 2 от НРЦПГ; подробна обосновка за начина на планиране на разходите по дейности с посочени натурални показатели (бр. персонал, л.м газоразпределителна мрежа, разход за 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 и копие на публикацията на предложените за утвърждаване цени, от които да е виден броят на издания вестник. С писмо с вх. № Е-15-60-39 от 30.10.2020 г. „Аресгаз” ЕАД е представило заявление с вх. № Е-15-60-39 от 30.10.2020 г., ведно с изисканите данни и документи. Със същото писмо заявителят е направил искане приложените документи да бъдат разглеждани в условията на търговска тайна. В тази връзка дружеството е представило нероверителен вариант на заявлението, заедно с приложенията към него.

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-131-08 от 10.02.2004 г. за дейността „разпределение на природен газ” и лицензия № Л-131-12 от 27.04.2009 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за срок до 10.02.2039 г.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закон 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-35 от 22.12.2017 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 и цени за присъединяване към ГРМ за обособена територия „Мизия” и община Бяла Слатина за регулаторен период от 2018 г. до 2020 г.

„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 януари 2021 г. до 07:00 часа на 01 януари 2022 г., като срокът на действие може да се удължи 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).

През новия регулаторен период „Аресгаз” ЕАД предлага тарифната структура да се състои от две основни групи клиенти: стопански и битови. Стопанските клиенти са обособени в две подгрупи, съобразно режима им на потребление (равномерността на месечното потребление в годишен аспект), а именно: с равномерно и с неравномерно потребление.

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

1. Регулаторен период

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените за обособената територия „Мизия“ и община Бяла Слатина 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 дружеството да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в предложението 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 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 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.
Стопански	хил. лв.	1830	1757
Битови	хил. лв.	758	766
Общо:	хил. лв.	2587	2523

Таблица № 2

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.
Стопански	хил. лв.	31	33
Битови	хил. лв.	44	43
Общо:	хил. лв.	75	76

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.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	хил. лв.	1903	1891	3795	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	1863	1852	3715	98%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	41	40	80	2%

В обосновката дружеството посочва, че нивото на разходите за 2021 и 2022 г. е в съответствие с отчетните стойности, като влияние върху техните нива оказват 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, както и лицензионни задължения – по отношение на разходите за публикации. Прогнозните стойности на определящите параметри са следните: брой клиенти с натрупване – за 2021 г. е 2988, а за 2022 г. – 3122; нетни приходи – 2717 хил. лв. за 2021 г. и 2890 хил. лв. за 2022 г.; изградена ГРМ с натрупване – за 2021 г. е 128 786 м., а за 2022 г. – 130 664 м.; нетекущи активи (ГРМ и съоръжения) с натрупване – 23 674 хил. лв. за 2021 г. и 24 074 хил. лв. за 2022 г.; брой на офисите – еднакъв за двете години от регулаторния период – 3 бр., включително централен офис Варна; брой на персонала – еднакъв за двете години от регулаторния период – 13 бр., включително условно разпределен персонал от централен офис Варна (9 бр.); брой на съоръженията с натрупване, определени с използване на приемането „един клиент – едно съоръжение“ – за 2021 г. е 3247, а за 2022 г. – 3380; консумация на природен газ, общо за групите клиенти – 152 329 MWh за 2021 г. и 163 155 MWh за 2022 г.

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, „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 98% от общия обем разходи и се увеличават от 1863 хил. лв. през 2021 г. на 1852 хил. лв. през 2022 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99,5% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“ и са, както следва:

Разходи за материали, които представляват 0,31% от УПР за дейността, нарастват от 5 хил. лв. през 2021 г. на 6 хил. лв. през 2022 г. и включват *разходи за горива за автотранспорт и канцеларски материали*.

Разходите за външни услуги представляват 15% от УПР и нарастват от 277 хил. лв. през 2021 г. на 285 хил. лв. през 2022 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозирани в размер 0,03% от стойността на нетекущите активи;

- *разходи за 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, в размер на 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година. Нарастват от 3,4 хил. лв. през 2021 г. на 3,5 хил. лв. през 2022 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, прогнозирани спрямо стойността им за базовата година;

- *разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност*, прогнозирани спрямо стойността им за базовата година;

- *въоръжена и противопожарна охрана*, прогнозирани спрямо стойността им за базовата година;

- *разходи за наеми на сгради*, в размер на около 17 хил. лв. годишно през разглеждания период, прогнозирани спрямо стойността им за базовата година и сключени от заявителя договори за наем. Дружеството е приложило копия на договори за наем на офиси във гр. Варна и гр. Луковит;

- *разходи за проверка на уреди*, планирани в размер на 13 хил. лв. през 2021 г. и 15 хил. лв. през 2022 г., в съответствие със стойността им за базовата година;

- *съдебни разходи*, прогнозирани спрямо стойността им за базовата година, като стойността им нараства от 0,99 хил. лв. за 2021 г. до 1,09 хил. лв. за 2022 г.;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от 11 хил. лв. за 2021 г. на 13 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани спрямо базовата година, като стойността им е около 12 хил. лв. през разглеждания период.

Разходите за амортизации представляват 74% от УПР, като намаляват от 1393 хил. лв. през 2021 г. на 1353 хил. лв. през 2022 г. и са в съответствие с планираните инвестиции. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 7,8% от УПР и нарастват от 138 хил. лв. през 2021 г. на 152 хил. лв. през 2022 г., прогнозирани в съответствие със стойността им от базовата година.

Разходите за социални осигуровки представляват 1,2% от УПР, като нарастват от 21 хил. лв. през 2021 г. на 23 хил. лв. през 2022 г., прогнозирани спрямо стойността им от базовата година и прогнозните стойности на разходите за възнаграждения.

Социални разходи, представляват 0,1% от УПР, като нарастват от 1,4 хил. лв. през 2021 г. на 1,5 хил. лв. през 2022 г. и са прогнозирани в размер на 1% от стойността на разходите за заплати и възнаграждения.

Други разходи, представляват 1,1% от УПР, нарастват през регулаторния период от 18 хил. лв. през 2021 г. на 23 хил. лв. през 2022 г., като включват:

- *разходи за охрана на труда (трудова медицина)*, прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от 5,1 хил. лв. за 2021 г. на 5,6 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи за реклама и маркетинг*, прогнозираны спрямо базовата година, стойността им нараства от 5,5 хил. лв. за 2021 г. на 6,9 хил. лв. за 2022 г.;
- *разходи за командировки и обучение на персонала*, прогнозираны спрямо базовата година, като стойността им нараства от 6,6 хил. лв. за 2021 г. на 9,3 хил. лв. за 2022 г.;
- *разходи за публикации*, прогнозираны спрямо базовата година, като стойността им нараства от 0,99 хил. лв. за 2021 г. на 1,1 хил. лв. за 2022 г.

Променливите разходи представляват 0,49% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“ и нарастват от 8,8 хил. лв. за 2021 г. на 9,4 хил. лв. за 2022 г. Тези разходи пряко зависят от пренесените и доставени количества природен газ и включват:

- *разходи за одорант*, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“, в зависимост от планираните продажни количества природен газ, прогнозираны с норма 0,37 лв./1000 м³ природен газ, съответно 5,3 хил. лв. през 2021 г., нарастващи на 5,7 хил. лв. за 2022 г.;

- *разходи, свързани със загуби на природен газ*, прогнозираны като 0,1% от прогнозната консумация на природен газ и нарастват от 3,4 хил. лв. през 2021 г. на 3,7 хил. лв. през 2022 г.

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

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ представляват 2% от общия обем разходи и включват само УПР, тъй като дружеството не е планирало променливи разходи. Разходите за дейността намаляват от 41 хил. лв. през 2021 г. на 40 хил. лв. през 2022 г. УПР представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността. Те са разпределени по икономически елементи, както следва:

Разходи за материали, с относителен дял от 1,6% от УПР за дейността и нарастват от 0,6 хил. лв. през 2021 г. на 0,7 хил. лв. през 2022 г. Тези разходи включват *разходи за горива за автотранспорт и канцеларски материали*.

Разходите за външни услуги представляват 22% от разходите за дейността, като се увеличават от 8,7 хил. лв. през 2021 г. на 9 хил. лв. през 2022 г. Те включват:

- *разходи за данъци и такси*, включващи лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисията 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, размерът им от 2 хил. лв. годишно остава непроменен през регулаторния период;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, прогнозираны спрямо стойността им за базовата година, средно в размер на 2 хил. лв./годишно;

- *разходи за наеми на сграда*, планирани на база годишен разход за базовата година и съгласно договорите за наеми на офиси, в размер на около 2 хил. лв./годишно.

Разходите за амортизации представляват 24% от разходите, предвидени за дейността, в размер на 11 хил. лв. през 2021 г. и 8 хил. лв. през 2022 г., в зависимост от планираните инвестиции.

Разходи за заплати и възнаграждения с относителен дял 40% от разходите за дейността, като размерът им нараства от 15 хил. лв. през 2021 г. на 17 хил. лв. през 2022 г. Според дружеството тези разходи са планирани при нива на възнагражденията от 2019 г. и 2020 г.

Разходите за социални осигуровки представляват 6% от разходите за дейността, като размерът им нараства от 2 хил. лв. през 2021 г. на 3 хил. лв. през 2022 г., прогнозираны спрямо стойността им от базовата година и прогнозните стойности на разходите за възнаграждения.

Социалните разходи представляват 0,4% от УПР, като нарастват от 0,15 хил. лв. през 2021 г. на 0,17 хил. лв. през 2022 г., прогнозираны в размер на 1% от стойността на разходите за заплати и възнаграждения.

Други разходи, с относителен дял 5,7% от общия обем на разходите за дейността

,като размерът им нараства от 2 хил. лв. през 2021 г. на 2,5 хил. лв. през 2022 г. и включват:

- *разходи за охрана на труда (трудова медицина)*, прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от 0,57 хил. лв. за 2021 г. на 0,63 хил. лв. за 2022 г.;
- *разходи за реклама и маркетинг*, прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от 0,6 хил. лв. за 2021 г. на 0,8 хил. лв. за 2022 г.;
- *разходи за командировки и обучение на персонала*, прогнозирани спрямо базовата година, като стойността им нараства от 0,7 хил. лв. за 2021 г. на 1 хил. лв. за 2022 г.;
- *разходи за публикации*, планирани спрямо базовата година, като стойността им от 0,1 хил. лв. за 2021 г. се запазва и през 2022 г.

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

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 разпределени разходите за: горива, работно облекло, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, наеми, съдебни разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални разходи, командировки и обучение на персонала, охрана на труда, реклама, публикации, експертни и одиторски разходи.

- 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.

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

Дружеството посочва, че към 30.09.2020 г. е осигурено снабдяване с компресиран природен газ по метода „виртуален газопровод“ на гр. Червен бряг – административен център на община Червен бряг, която е част от териториалния обхват на обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина.

В цената за продажба на природен газ на клиентите от община Червен бряг ще бъде включена компонента за снабдяване със сгъстен природен газ (СПГ), която е формирана от допълнителните разходи за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгръване на природен газ. В тази връзка дружеството е представило обосновка, съгласно която разходите от извършваните дейности са, както следва:

Компресиране на природен газ – дружеството закупува компресиран природен газ от фирма „Таси“ ООД, гр. Долни Дъбник (съгласно представени копия на Договор № 93 от 01.11.2012 г. за покупка на компресиран природен газ и 6 бр. допълнителни споразумения към него), като заплаща, освен цената на природния газ, доставян от обществеността доставчик, и търговска надбавка за компресиране на газа в размер на 8,52 лв./MWh (90 лв./1000 куб. м, при използван коефициент за преобразуване в енергийни единици 10,562 kWh/m³);

Транспорт на компресиран (сгъстен) природен газ – услугата се извършва от „Черноморска газова компания“ ЕООД (съгласно представено копие на Договор № 134 от 16.12.2019 г. за предоставяне на транспортни услуги), а договорената цена е в размер на 30,30 лв./MWh (320 лв./1000 куб. м);

Декомпресиране на природен газ – извършва се на площадка за декомпресиране, изградена в гр. Червен бряг, собственост на „Аресгаз“ ЕАД, на която се извършва разтоварване на транспортирания компресиран природен газ;

Подгряване на природния газ – извършва се на площадката за декомпресиране в гр. Червен бряг и представлява изразходване на количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на газа, който ще бъде подаден в газоразпределителната мрежа. Измерването на природния газ за подгряване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствена консумация. Стойността на природния газ, използван за подгряване е сравнително малка и не оказва значително влияние върху равнището на компонентата „снабдяване със СПГ“.

Предвид горното, дружеството предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за лицензионната територия на Червен бряг, обслужвана от „Аресгаз“ ЕАД да бъде в размер на **38,82 лв./MWh, без ДДС**.

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 № 4 и 5:

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

Таблица № 4

№	Позиция	2021 г.	2022 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	12 679	11 817
2.	Балансова стойност на ДНА	575	507
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	1095	1080
3.	Необходим оборотен капитал	59	62
4.	Регулаторна база на активите	12 218	11 307
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	5,9%	5,9%
6.	Възвръщаемост	725	671
7.	Разходи, в т.ч.:	1863	1852
8.	УПР	1854	1843
9.	Променливи разходи	9	9

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

Таблица № 5

№	Позиция	2021 г.	2022 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	0	2
2.	Балансова стойност на ДНА	64	56
3.	Необходим оборотен капитал	514	551
4.	Регулаторна база на активите	578	610
5.	Норма на възвръщаемост	5,9%	5,9%
6.	Възвръщаемост	34	36
7.	Разходи, в т.ч.:	41	40
7.1.	УПР	41	40

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 1030 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 759 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 271 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. При съвкупното наличие на фактори и обстоятелства, които биха позволили на дружеството да изпълни прогнозната си инвестиционна програма за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, осигурените средства за финансирането ѝ ще бъдат изцяло от паричните средства от бъдещата дейност.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2022 г. е в размер на 5,93%, която е изчислена при 100% дял на собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,34% 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 Business⁷ и на Българската народна банка (БНБ)⁸. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД е използван безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,74 за 2020 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на „Аресгаз“ ЕАД, безлостовият коефициент остава в размер 0,74. 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 Р 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

⁷<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

⁸<http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

капитал.

При прилагането 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 „Аресгаз” ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 5,93%, 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.
Стопански:	MWh/год.	125 970	135 372
<i>С равномерно потребление</i>	MWh/год.	99 524	106 891
<i>С неравномерно потребление</i>	MWh/год.	26 445	28 480
Битови	MWh/год.	26 359	27 783
Общо	MWh/год.	152 329	163 155

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.
Стопански:	бр.	219	221
<i>С равномерно потребление</i>	бр.	39	40
<i>С неравномерно потребление</i>	бр.	180	181
Битови	бр.	2746	2878
Общо	бр.	2965	3099

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 стопанските клиенти коефициентът намалява от 0,707 през 2021 г. на 0,696 през 2022 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,293 през 2021 г. на 0,304 през 2022 г.

Коефициентът за разпределение на 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, както следва: за стопанските клиенти намалява от 0,074 през 2021 г. на 0,071 през 2022 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,926 през 2021 г. на 0,929 през 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 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 стопанските клиенти се увеличава от 0,827 през 2021 г. на 0,830 през 2022 г., а за битовите клиенти намалява от 0,173 през 2021 г. на 0,170 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 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 снабдителни 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 „Мизия“ и община Бяла Слатина, 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)
Стопански:		
<i>С равномерно потребление</i>		
до 106 MWh	19,88	0,23
до 211 MWh	18,76	0,23
до 528 MWh	17,83	0,23
до 1056 MWh	17,08	0,23
до 2112 MWh	16,06	0,23
до 5281 MWh	15,13	0,23
до 10 562 MWh	13,83	0,23
до 52 810 MWh	10,63	0,23
над 52 810 MWh	7,96	0,23
<i>С неравномерно потребление</i>		
до 106 MWh	28,03	0,31
до 211 MWh	26,39	0,31
до 528 MWh	25,42	0,31
до 1056 MWh	23,00	0,31
до 2112 MWh	20,67	0,31
до 5281 MWh	19,42	0,31
до 10 562 MWh	18,25	0,31
над 10 562 MWh	14,47	0,31
Битови	28,16	1,60

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

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ за всички групи клиенти на територията на община Черевен бряг е в размер на **38,82 лв./MWh без ДДС**.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-30-10 от 18.05.2020 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 АД 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 часов разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Предложените цени за присъединяване от „Аресгаз“ ЕАД на клиенти към ГРМ за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина са посочени в Таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица

№ 9

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./клиент)
Стопански	
до 0,264 MWh	1355
до 0,739 MWh	1560
до 4,225 MWh	2025
до 21,124 MWh	3200
над 21,124 MWh	3840
Битови	485

Забележка: предложените цени са в лева за едно присъединяване, без 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.

Изказвания по т.8.:

Докладва Г. Дечева. „Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензии за дейностите: „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина.

През новия регулаторен период „Аресгаз“ ЕАД предлага тарифната структура да се състои от две основни групи клиенти: стопански и битови. Стопанските клиенти са обособени в две групи, съобразно режима им на потребление, а именно: с равномерно и с неравномерно потребление, като от своя страна клиентите с равномерно потребление са разделени на 9 подгрупи, а тези с неравномерно в 8 подгрупи определени в зависимост от равномерността на месечното потребление в годишен аспект.

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

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените за обособената територия „Мизия“ и община Бяла Слатина 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.

Ценообразуващите елементи са описани в доклада заедно с представените от заявителя обосновки.

Дружеството снабдява с компресиран природен газ по метода „виртуален газопровод“ гр. Червен бряг който е част от териториалния обхват на обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина. В цената за продажба на природен газ на клиентите от община Червен бряг ще бъде включена компонента за снабдяване със съгъстен природен газ (СПГ), която е формирана от допълнителните разходи за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природен газ. В тази връзка дружеството е представило обосновка на отделните разходи, формиращи цената за СПГ.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2022 г. е в размер на 5,93%, която е изчислена при 100% дял на

собствен капитал при отчитане на данъчните задължения.

При прилагане на Модела за оценка на капиталовите активи, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена в размер на 6,94%, като получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството. Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 5,93%, и при отчитане на данъчните задължения.

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.

Приложен е и проект на решение, който отразява ценообразуващите елементи подробно описани в доклада.

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, работната група предлага на 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.

И. Иванов каза, че насрочва откритото заседание по т.2 на 15.12.2020 г. от 10:30 часа. Общественото обсъждане по т. 4 се насрочва на 15.12.2020 г. от 10:35 часа.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада и проекта на решение.

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,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-ДК-985 от 04.12.2020 г. 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 „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2021 – 2022 г.;

2. Приема проект на решение 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 „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2021 – 2022 г.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада и проекта на решение по т.1 на 15.12.2020 г. от 10:30 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Аресгаз“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 15.12.2020 г. от 10:35 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение чрез съобщение на интернет страницата на Комисията да бъдат поканени за дистанционно участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

7. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

8. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

9. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

В заседанието по **точка осма** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.9. Комисията, като разгледа подаденото от „Аресгаз“ ЕАД **заявление за одобряване на бизнес план за обособена територия „Запад“, за периода 2021 – 2022 г.** и доклад с вх. № Е-ДК-986 от 04.12.2020 г., установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-60-36 от 30.09.2020 г. от „Аресгаз“ ЕАД, с искане за одобряване на бизнес план за обособена територия „Запад“, за периода 2021 – 2022 г.

Със Заповед № 3-Е-185 от 06.10.2020 г. на Председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проучване на бизнес плана на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Запад“ за периода 2021 – 2022 г. от техническа, финансово-икономическа и правна страна, като разглежда същия при отчитане на параметрите на заявлението за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа, което е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

В резултат на извършена проверка на подаденото заявление по реда на чл. 4 от НЛДЕ са установени непълноти. В тази връзка с писмо с изх. № Е-15-60-36 от 23.10.2020 г. от дружеството е изискано да представи следните допълнителни данни и документи: пояснения относно нулевата стойност на собствения капитал за тази лицензионна

територия, прогнозните отрицателни финансови резултати за 2021 г. и 2022 г., както и възможността на дружеството да изпълнява лицензионната си дейност; подробна обосновка на изпълнението на бизнес плана за периода 2016 – 2020 г.; данни относно изпълнението на бизнес плана за периода 2016 – 2020 г. по отношение на извършени инвестиции, изградена газоразпределителна мрежа, присъединени клиенти с натрупване по групи и отчетна консумация на природен газ. С писма с вх. № Е-15-60-36 от 30.10.2020 г. и вх. № Е-15-60-36 от 04.11.2020 г. „Аресгаз“ ЕАД е предоставило изискваната информация.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, Комисията приема за установено следното:

„Аресгаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество, вписано в Търговския регистър с ЕИК 813101815, със седалище и адрес на управление: гр. София, район Триадица, ул. „Алабин“ № 36, ет. 2. Предметът на дейност на дружеството е изграждане и управление на газоразпределителни мрежи, както и пренос, разпределение и снабдяване с природен газ, включително всички свързани с това дейности, присъединяване, развитие и поддръжка на мрежите и всякаква второстепенна производствена дейност и/или дейност, свързана с посочената, доставка и пренос с камион на компресиран газ на крайни клиенти, както и всяка друга сходна дейност, незабранена от закона. Дружеството е с едностепенна система на управление и се управлява от Съвет на директорите в състав: Даниеле Романело, Масимо Бонато, Микеле Петроне, Борис Николов и Венета Райкова. Представява се от Венета Иванова Райкова – изпълнителен директор.

Размерът на акционерния капитал е 22 572 241 лв., състоящ се от 22 572 241 броя акции с номинална стойност 1 лв. всяка. Едноличен собственик на капитала е АчегазАпсАмга СпА, чуждестранно юридическо лице, регистрирано съгласно законите на Република Италия.

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

С Решение № Л-462 от 18.03.2016 г. КЕВР е одобрила бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД за територия Запад за периода 2016 – 2020 г.

В чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ са регламентирани задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа, като е предвидено, че същият се съставя за срок до пет години според указанията на Комисията. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 и ал. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е неразделна част от издадената лицензия и периодично се актуализира, без това да се счита за изменение на лицензията.

Бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД за периода 2021 – 2022 г.

Бизнес планът на „Аресгаз“ ЕАД е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ. Въз основа на предоставената информация са разгледани и анализирани основните технически и икономически аспекти, както и финансовото състояние на дружеството, към момента на съставяне на бизнес плана и очакваното развитие на дейността за периода 2021 – 2022 г.

Към момента на изготвяне на бизнес плана със започнал процес на газификация са шест от населените места, включени в обхвата на обособена територия „Запад“ – градовете Благоевград, Дупница, Враца, Сандански, Перник и Радомир, като се очаква към 31.12.2020 г. дължината на изградените ГРМ да достигне над 390 км. Съществуващите ГРМ са на различен етап на изграждане, като най-развити са тези на територията на градовете Благоевград, Дупница, Враца.

Към 31.12.2020 г. се очаква броят на клиентите по групи, използващи природен газ в градовете, изброени по-долу да достигне:

- община Благоевград: (...) промишлени, (...) обществено-административни и търговски, (...) битови;

- община Дупница: (...) промишлени, (...) обществено-административни и търговски, (...) битови;
- община Враца: (...) промишлени, (...) обществено-административни и търговски, (...) битови;
- община Сандански: (...) промишлени, (...) обществено-административни и търговски, (...) битови;
- община Перник: (...) промишлени, (...) обществено-административни и търговски, (...) битови;
- община Радомир: (...) промишлени, (...) обществено-административни и търговски, (...) битови.

1. Инвестиционна програма

За периода на бизнес плана за населените места със стартирал процес на газификация се предвижда разширяване на съществуващите ГРМ чрез изграждане на нови линейни участъци и отклонения, както и чрез присъединяване на потребители по програма „газекспрес”-монтиране на съоръжения за присъединяване, без да е необходимо ново строителство на ГРМ.

Инвестиционната програма на „Аресгаз“ ЕАД за газификация на обособена територия „Запад“ за периода 2021 – 2022 г. предвижда изграждането на 11 620 м ГРМ на обща стойност 2053 хил. лв.

Предвидената за изграждане газоразпределителна мрежа и брой съоръжения по групи клиенти по години за периода на бизнес плана са посочени в таблица № 1:

Таблица № 1

Параметри	Мярка	2021 г.	2022 г.	Общо:
Дължина на ГРМ, в т.ч. линейна част и отклонения	м	8957	2663	11 620
Общ брой съоръжения:	бр.	430	430	860
Битови клиенти	бр.	430	430	860

Стойността на инвестициите по години за периода на бизнес плана са посочени в таблица № 2:

Таблица № 2

Инвестиции	Мярка	2021 г.	2022 г.	Общо:
Линейна част и отклонения	хил. лв.	1217	358	1575
Съоръжения битови	хил. лв.	239	239	478
Общо:	хил. лв.	1456	597	2053

Графикът за изпълнение на строително-монтажните работи на територията на общините от обособена територия „Запад” ще бъде съобразен със следните обстоятелства: брой подадени заявления за присъединяване от потенциални клиенти; разположението на потенциалните клиенти в различните зони на населените места; технически параметри на обектите на потенциалните клиенти; планове на общинските ръководства за реконструкция и модернизация на инфраструктурата.

2. Производствена програма

За периода на бизнес плана дружеството запазва разделението на три групи клиенти: промишлени, обществено-административни и търговски клиенти, и битови.

В края на двегодишния прогнозен период годишната консумация на природен газ за обособена територия „Запад“ се очаква да достигне 168 188 MWh/г., реализирана от 7383 клиенти, от които 7069 битови.

Консумацията на природен газ по групи клиенти през годините на бизнес плана е посочена в таблица № 3:

Таблица № 3

Групи клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.
---------------	-------	---------	---------

Промислени	MWh/г.	49 884	52 510
ОА и Т	MWh/г.	34 968	36 808
Битови	MWh/г.	73 834	78 870
Общо:	MWh/г.	158 686	168 188

Броят на потенциалните клиенти по групи клиенти с натрупване за периода на бизнес плана е посочен в таблица № 4:

Таблица № 4

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2021 г.	2022 г.
Промислени	брой	30	30
ОА и Т	брой	284	284
Битови	брой	6649	7069
Общо:	брой	6963	7383

3. Ремонтна (експлоатационна програма)

Ремонтната програма на дружеството е насочена към осигуряване на непрекъснато, безопасно и безаварийно функциониране на ГРМ, с цел надеждно снабдяване на клиентите с природен газ при спазване на изискванията за качество, за опазване на околната среда и съхраняване на здравето, живота и собствеността на населението.

Ремонтната програма на дружеството обхваща следните дейности:

По отношение на газопроводите от ГРМ са предвидени: обхождане на трасето и водене на експлоатационен дневник; проверка за загазяване на шахти, колектори, сутерени от двете страни на газопровода; съгласуване и контрол на строително-монтажни работи в близост до подземни газопроводи от външни организации и лица; обезгазяване и запълване с природен газ на действащи и нови газопроводи при планови дейности по разширение на ГРМ; текуща поддръжка на кранови възли; боядисване, противопожарни мерки около площадките, гърнета; извършване на основни ремонти; поддържане на аварийна готовност и аварийен резерв на части, възли и детайли за съоръжения за ГРМ; планов ремонт и обследване на ГРМ, съоръжения; извънпланови (аварийни) ремонти; извършване на обследване на подземните газопроводи за наличие и локализиране на пропуски на природен газ; съставяне на досиета, картографичен материал (картни листове) и база данни за разпределителните газопроводи, крановите възли и отклоненията в мрежата.

По отношение на системата за катодна защита са предвидени: измерване на електрическите потенциали и съставяне на протоколи за резултатите от измерванията, анализ на резултатите и прилагане на подходящи мерки за ефективност; поддръжка и обслужване на защитните съоръжения и инсталации, включително настройващи работи; поддръжка и обслужване на въздушни преходи; извършване на ремонти по системата; участие и/или контрол при извършване на електрометрично обследване на подземните газопроводи и ремонт на изолационното покритие в случай на констатирани нарушения.

Поддръжката на съоръженията и инсталациите включва: извършване на проверка и настройка на оборудването, обслужвано от експлоатационния персонал; извършване на ремонти и преустройства; проверка и обслужване на одориращата станция; проверка и подаване на природен газ на нови клиенти и инструктаж; текуща поддръжка на съоръженията.

По отношение на разходомерните системи се предвижда: измерване и отчитане на количествата природен газ; обслужване на разходомерите; изготвяне на годишни календарни графици за метрологична проверка на средствата за търговско измерване и съставяне на база данни за всички елементи на разходомерните системи.

Аварийната готовност и газова безопасност включва: организиране и провеждане на аварийни тренировки; проверка на концентрацията на одорант в природния газ по приборен метод; поддръжка на аварийните автомобили и оборудването.

Работата с клиентите включва: следене и регулиране на работните и аварийни режими на ГРМ в съответствие с договорите за доставка; ръководство при пускането и спирането на природен газ към клиентите; издаване на оперативни разпореждания на експлоатационния персонал; събиране и обработка на оперативни данни за ГРМ, поддръжка и архив на базата данни; приемане на заявки от клиенти и упълномощени лица и подаване на заявки към висшестоящ диспечер, водене на оперативна документация.

4. Социална програма

Социалната програма на дружеството има за цел: повишаване заинтересоваността на персонала от ефективно реализиране на работните процеси и дейности; създаване на предпоставки за поддържане на добър жизнен стандарт на работниците и служителите; повишаване на имиджа и репутацията на дружеството; удовлетворяване на социално-битовите потребности на персонала; привличане на амбициозни, подготвени, висококвалифицирани и образовани служители.

„Аресгаз“ ЕАД предвижда да развива активна социална програма, насочена към служителите на дружеството, която включва: предоставяне на средства за храна, спорт, отход и туризъм; подпомагане на персонала при настъпване на значими събития (брак, раждане на дете, смърт, отглеждане на дете до 2-годишна възраст); подпомагане при лечение и закупуване на лекарства с висока стойност; медицинско обслужване на служителите; допълнително доброволно пенсионно, здравно осигуряване и застраховане.

Според „Аресгаз“ ЕАД газификацията на лицензионната територия ще има социално-икономическо влияние върху населението, изразяващо се в следните аспекти:

- социален – разкриване на нови работни места в следните области: маркетинг, реклама и обслужване на клиентите, продажба на природен газ, строително-монтажни дейности; обучение и квалификация на местни специалисти; възможности за реструктуриране на общинските бюджети; постигане на висок икономически ефект в стопанския сектор; нарастване на инвестиционната стойност и привлекателност на общините; повишаване на жизненото равнище на населението; подобряване и осъвременяване на инфраструктурата;
- екологичен – подобряване на качеството на атмосферния въздух, подобряване на санитарно-хигиенните условия и намален здравен риск към заболявания, причинени от замърсяването на въздуха и др.

5. Прогнозна структура и обем на разходите

Структурата и обемът на разходите по години са формирани съгласно Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ). Разходите за лицензионните дейности за периода на бизнес плана са прогнозирани въз основа на стойностите им от базовата година (отчетно-прогнозни стойности), като влияние върху тези разходи оказват: консумацията на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи клиенти; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите; дължина на линейната част и брой на съоръженията, монтирани при потребителите; броя на потенциалните клиенти.

Дейност „разпределение на природен газ“:

- разходите за експлоатация и поддръжка на ГРМ включват: разходи за материали, външни услуги, амортизации, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални и други разходи;

- разходите, пряко зависещи от пренесените количества природен газ, включват следните основни елементи: разходи за одорант, разходи за материали за текущо поддържане, загуби на природен газ по мрежата и други разходи.

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „разпределение на природен газ“ е посочена в таблица № 5:

Таблица № 5

Разходи за дейността „Разпределение на природен газ“ (хил. лв.)	2021 г.	2022 г.
Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ - УПР, в т. ч:	7265	7363

Разходи за материали	6	7
Разходи за външни услуги	1101	1113
Разходи за амортизации	5970	6046
Разходи за заплати и възнаграждения	153	161
Разходи за социални осигуровки и надбавки	23	25
Социални разходи	2	2
Други разходи	9	9
Разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ -ПР	9	6
Общо разходи за разпределение:	7274	7369

В структурата на прогнозните разходи за дейност „разпределение“ за периода 2021 – 2022 г. най-голям дял имат разходите за амортизации – 82%, следвани от разходи за външни услуги – 15% и разходи за заплати и възнаграждения – 2%.

Разходите, свързани с експлоатацията и поддръжката на ГРМ обхващат:

Условно-постоянни разходи:

Разходите за материали включват канцеларски материали – планирани в съответствие със стойността им за базовата година.

Разходи за външни услуги включват:

- разходи за застраховки, планирани в размер на 0,03% от стойността на нетекущите активи;

- разходи за данъци и такси, прогнозираны са лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана;

- пощенски разходи, телефони и абонаменти, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, проверка на уреди, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година.

Разходи за амортизации, прогнозираны са на база параметрите от бизнес плана в размер на 5970 лв. за 2021 г. и 6046 лв. за 2022 г.

Разходите за заплати и възнаграждения, включват разходите за заплати на административно-управленския и помощния персонал и разходи за управление. Прогнозираны са в съответствие със стойността им за базовата година.

Разходи за социални осигуровки – прогнозираны са в съответствие със стойността им от базовата година и прогнозните стойности на разходите за заплати и възнаграждения за периода на бизнес плана.

Социални разходи – прогнозираны са в размер на 1% от стойността на разходите за заплати и възнаграждения.

Други разходи включват разходи: за охрана на труда, за реклама и маркетинг, за командировки и публикации, които са прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година

Разходи, пряко зависещи пренесените и доставени количества природен газ, включват:

Разходи за одорант, прогнозираны са в размер на 0,37 лв./1000 м³ природен газ.

Разходи, свързани със загуби на природен газ, прогнозираны са като 0,1% от прогнозната консумация на природен газ.

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е посочена в таблица № 6:

Таблица № 6

Разходи по елементи (хил. лв.)	2021 г.	2022 г.
Разходи за дейността „Снабдяване с природен газ-УПР“	35	36

Разходи за материали	1	1
Разходи за външни услуги	10	10
Разходи за амортизации	4	4
Разходи за заплати и възнаграждения	17	18
Разходи за социални осигуровки	3	3
Други разходи	1	1
Общо разходи за снабдяване:	35	36

При прогнозните разходи за дейност „снабдяване“ за периода 2021 – 2022 г. с най-голям дял са разходите за заплати и възнаграждения – 49%, следвани от разходите за външни услуги – 28%.

Разходите за дейността се разпределят, както следва:

Разходите за материали включват: разходи за канцеларски материали, планирани в съответствие със стойността им за базовата година

Разходите за външни услуги включват разходи за: лицензионна такса и данъци, които са прогнозирани на база нормативна уредба, пощенски и телефонни разходи; за наеми на офиси, експертни и одиторски разходи, прогнозирани на база годишен разход за 2020 г. и сключени договори и разходи за вода, отопление и осветление, планирани в зависимост от средния годишен разход за предходната година.

Разходи за амортизация – прогнозирани са на база параметрите от бизнес плана и са изчислени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ;

Разходи за заплати и възнаграждения на служителите, които включват разходите за служителите пряко заети с дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

Разходи за социални осигуровки – прогнозирани са на база нормативните изисквания уредба и включват начисления върху работната заплата.

Други разходи включват: разходи за реклама и маркетингова дейност както и разходи за охрана на труда.

Разходите за лицензионните дейности са разпределени от „Аресгаз“ ЕАД, 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.

6. Прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране, на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Запад“ за периода 2021 – 2022 г.

За периода на бизнес плана „Аресгаз“ ЕАД предвижда капиталовата структура да е с 0% дял на собствен капитал и 100% дял на привлечения капитал. Съгласно допълнително предоставена информация от дружеството до момента на прекратяване без ликвидация през 2016 г. дружеството „Рила газ“ ЕАД, лицензиант на обособена територия „Запад“ на което е правоприемник „Аресгаз“ ЕАД приключва всяка от годините на съществуването си като самостоятелно юридическо лице с нетен отрицателен счетоводен резултат (счетоводна загуба). Към момента на изготвяне на бизнес плана обособена територия „Запад“ продължава да генерира счетоводна загуба и стойността на собствения капитал би била отрицателна величина, тъй като натрупаните загуби биха превишили стойността на записания капитал за тази обособена територия.

Преди началото на регулаторния период, до края на 2020 г., за обособена територия „Запад“ се очаква стойността на привлечения капитал да достигне общо (...) млн. лв., от които (...) млн. лв. дългосрочен и (...) млн. лв. краткосрочен. Дългосрочния привлечен капитал и част от краткосрочния (...) е дължим към основния акционер на дружеството, а част от краткосрочния (...) към банки.

Стойността на дългосрочния заем се формира от стойността на заема към банка до извършване на процедурата по преобразуване на лицензианти, като в периода след това този заем е изкупен от основния акционер, а до началото на регулаторния период, като резултат от продължаващите инвестиционна и оперативна дейности на тази територия, заема достига до прогнозните нива, описани по-долу. В следващите години се предвижда погасяване на краткосрочните заеми и извършване на лихвени плащания по дългосрочния заем, а в зависимост от разполагаемите парични потоци и плащания по главницата.

Привлечения капитал нараства за периода, като от (...) хил. лв. през 2021 г. достига (...) хил. лв. през 2022 г. През 2021 г. „Аресгаз“ ЕАД планира да усвои нов заем в размер на (...) хил. лв. за срок от (...) години, а през 2022 г. втори заем в размер на (...) хил. лв. за срок от (...) години при размер на годишния лихвения процент (...) %.

Информация за обслужването на заемите е представена в таблица № 7:

Таблица № 7

(...)

7. Финансово-икономическо състояние на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Запад“ за периода 2021 – 2022 г.

„Аресгаз“ ЕАД е представило за обособена територия „Запад“ прогнозни отчет за приходите и разходите и прогнозен паричен поток за периода 2021 – 2022 г. За периода на бизнес плана дружеството не може да представи прогнозен баланс поради очаквана отрицателна стойност на собствения капитал, породено от превишаване на пасивите над активите. Привлечения капитал е от едноличния акционер на дружеството, което гарантира възможността за установяване на гратисен период за изплащане на задълженията, както и възможността за предоставяне на облекчени условия в зависимост от моментното състояние и баланса на паричните потоци.

„Аресгаз“ ЕАД прогнозира да реализира загуба, както следва: 6586 хил. лв. за 2021 г. и 6436 хил. лв. за 2022 г. Общите приходи от дейността на дружеството се увеличават от 8528 хил. лв. през 2021 г. на 9036 хил. лв. за 2022 г. Основен дял в реализираните приходи имат приходите от продажба на природен газ, които се увеличават от 8400 хил. лв. за 2021 г. на 8908 хил. лв. за 2022 г. Структурата на общите приходи включва още други приходи.

Разходите на дружеството от оперативната дейност през разглеждания период се увеличават от 15 583 хил. лв. за 2021 г. до 11 934 хил. лв. за 2022 г. Разходите за персонала се увеличават от 198 хил. лв. за 2021 г. на 208 хил. лв. за 2022 г. Разходите за амортизации също се увеличават от 5974 хил. лв. за 2021 г. на 6050 хил. лв. за 2022 г. Разходите за материали остават непроменени за периода и са в размер на 7 хил. лв. а разходите за външни услуги се увеличават от 1111 хил. лв. за 2021 г. на 1123 хил. лв. за 2022 г. Други разходи намаляват от 19 хил.лв. за 2021 г. на 16 хил. лв. за 2022 г.

Нетните финансови разходи са в размер на 3531 хил.лв. за 2021 г. и 3537 хил. лв. за 2022 г.

Дружеството прогнозира основните парични постъпления да са от основната търговска дейност – приходи от продажба на природен газ на промишлени, обществено-административни, търговски и битови клиенти и получени заеми. А основните разходи са съответно:

- при оперативната дейност са прогнозирани плащания на доставчици, плащания за трудови възнаграждения, осигуровки и други плащания. Прогнозираните парични наличности са с положителни стойности в края на всяка една година от периода, с което е осигурено покриване на оперативните разходи

- при инвестиционна дейност на дружеството са прогнозирани плащания, свързани с покупката на имоти, машини и оборудване.

- при финансовата дейност дружеството прогнозира плащания по заеми, лихви и банкови такси.

От представените парични потоци за периода 2021 – 2022 г. е видно, че „Аресгаз“ ЕАД планира с приходите от лицензионните дейности изцяло да бъдат покрити оперативните разходи за лицензионни дейности. Сумата от паричните потоци от трите вида дейности за периода е положителна величина.

8. Прогноза за цените на предоставяните услуги

Прогнозните цени за пренос на природен газ по ГРМ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител и за присъединяване на клиенти към ГРМ по групи клиенти са образувани в съответствие с НРЦПГ при метод на регулиране „горна граница на цени“. Тарифната структура на клиентите на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Запад“ е диференцирана в зависимост от сходни характеристики на потребление, групирани съобразно вида и основната им дейност, съответно: промишлени клиенти, обществено-административни и търговски клиенти и битови клиенти.

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 № 8:

Таблица № 8

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
ОА и търговски	25,67	0,16
Битови	29,30	0,57

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

Цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на обособена територия „Запад“ са посочени в таблица № 9:

Таблица № 9

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./клиент)
Промислени	
до 4,224 MW	2860
до 21,124 MW	3780
над 21,124 MW	4120
ОАТ	
до 0,739 MW	1350
до 4,224 MW	1600
над 4,224 MW	1650
Битови	485

Заявление с вх. № Е-15-60-47 от 23.11.2020 г. от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия „Запад“, за регулаторен период 2021 – 2022 г. е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

9. Прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи

Прогнозните цени за пренос на природен газ по ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител по групи клиенти, са образувани в съответствие с НРЦПГ при метод на регулиране на „горна граница на цени“. Съгласно чл. 6 от НРЦПГ, образуваните цени са пределни. Газоразпределителното предприятие може да договаря, предлага и прилага по-ниски от утвърдените от Комисията цени, при условие, че това не води до кръстосано субсидиране. „Аресгаз“ ЕАД заявява, че на тази регулаторна база и отчитайки естеството на услугите и икономическата среда, може да изгражда и прилага ефективна

ценова стратегия, най-същественото в която е: поддържане на устойчиви пределни цени за по-продължителни периоди от време и за плавното им и равномерно актуализиране по време на регулаторен период.

10. Определяне на области за повишаване на ефективността

Дейността на газоразпределителното дружество обхваща веригата от изграждането на ГРМ до продажбите на природен газ на крайните клиенти. Дружеството определя следните области за повишаване на ефективността:

По отношение на проектните и проучвателни дейности: оптимизиране на предварителните проучвания; осъвременяване на техническата база данни; прилагане на съвременни компютърни системи, хардуер и софтуер за предпроектни проучвания и проектиране; ефективен подбор на персонал, провеждане на регулярни курсове за поддържане квалификацията и натрупване на нови знания и умения.

По отношение на строително-монтажните работи: създаване и поддържане на договорни отношения с утвърдени фирми; използване на високоефективна строителна техника и оборудване; създаване на ефективна строителна организация и условия; създаване на предпоставки за персонала, зает с тези дейности за по-ефективното им изпълнение; прилагане и съблюдаване на всички национални и международни стандарти за строителство.

По отношение на експлоатационната дейност: ефективна организация на сервизната дейност и процесите, свързани с обследване на ГРМ и съоръженията; планиране и ръководство на експлоатационните процеси; осъвременяване на базите данни за ГРМ и съоръженията.

В маркетинга на услугата: монтиране на съвременни интелигентни разходомерни системи; оптимизиране на центрове за работа с потребителите; квалифициран персонал; атрактивни рекламни кампании и промоции.

Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложиени от „Аресгаз“ ЕАД, в бизнес плана за периода 2021 – 2022 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения, във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на обособена територия „Запад“.

Изказвания по т.9.:

Докладва Р. Тахир. Във връзка с искането на „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за обособена територия „Запад“ за периода 2021 – 2022 г. е изискана допълнителна информация от дружеството, която е представена и описана. „Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-462-08 от 18.03.2016 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-462-12 от 18.03.2016 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за обособена територия Запад, издадени за срок до 25.09.2041 г. Преди това тези лицензии са били на „Рила газ“ – дружество, което се е вляло в „Аресгаз“ ЕАД. С Решение № Л-462 от 18.03.2016 г. КЕВР е одобрила бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД за територия Запад за периода 2016 – 2020 г.

В т.І. е посочено изпълнението на бизнес плана на „Аресгаз“ ЕАД. От представените данни е видно, че изпълнението е 169%. През новия период (2021 – 2022 г.) дружеството предвижда да развива ГРМ в градовете със започнал процес на газификация. Това са: Благоевград; Дупница; Враца; Сандански; Перник и Радомир. Посочен е и броят на клиентите в тези общини. Инвестиционната програма предвижда изграждането на 11 620 м ГРМ на обща стойност 2053 хил. лв. В производствената програма клиентите са разделени на промишлени, обществено-административни и битови, като няма подгрупи. Предвижда се консумацията да достигне 168 188 MWh/г., реализирана от 7383 клиенти, от които 7069 битови. Представени са ремонтната и социалната програма, както и обемът на разходите. Прогнозната структура на капитала, размера и начина на финансиране за тази територия. Дружеството предвижда нула участие със собствен капитал и 100% дял на

привлечения капитал. Съгласно представената допълнителната информация дружеството приключва всяка от годините на съществуването си с отрицателен счетоводен резултат. Към момента на изготвянето на новия бизнес план територия „Запад“ продължава да генерира счетоводна загуба и стойността на собствения капитал би била отрицателна величина. В тази връзка дружеството е предвидило делът на собствения капитал да е нула. „Аресгаз“ ЕАД има дългосрочен заем, който е към основния акционер. Това е посочено в Таблица № 10. Той е на стойност (...) хил. лв. Към основния акционер за момента се изплащат само лихвите, тъй като това, което се реализира като приходи не е достатъчно. За изпълнение на инвестиционната програма дружеството предвижда нови краткосрочни заеми. Предвижда се основните парични постъпления да са от основната търговска дейност: приходи от продажбата на природен газ на трите групи клиенти и получени заеми. При оперативната дейност са прогнозирани плащания на доставчици, трудови възнаграждения и осигуровки. Паричните наличности са положителни стойности. При инвестиционната дейност са прогнозирани плащания, които са свързани с покупката и изграждането на имоти, машини и оборудване. Финансовата прогнозира плащане на лихви и банкови такси. От представените парични потоци е видно, че с приходите от лицензионните дейности „Аресгаз“ ЕАД ще успее да покрие оперативните си разходи. Сумата от паричните потоци е положителна величина, независимо, че през двете години дружеството ще завърши на загуба. Тази загуба е предвид старите заеми, които следва да се изплащат. Дружеството успява да изпълнява лицензионните си дейности на тази територия. Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложили от „Аресгаз“ ЕАД, в бизнес плана за периода 2021 – 2022 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения, във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на обособена територия „Запад“. Предвид горното и на основание чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 13, ал. 1 и ал. 5, във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да приеме решение за одобряване на бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД, за обособена територия „Запад“, за периода 2021 – 2022 г.

Р. Тахир прочете и диспозитива на проекта на решение:

На основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Запад“, за периода 2021 – 2022 г.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада и проекта на решение.

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Запад“, за периода 2021 – 2022 г.

В заседанието по **точка девета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.10. Комисията разглежда доклад с вх. № Е-ДК-987 от 04.12.2020 г. и проект на решение 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.**

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 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 по години, разпределени по групи клиенти, за дейността „разпределение на природен газ“ са представени в Таблица № 1:

<i>Дейност „разпределение на природен газ“</i>		<i>Таблица № 1</i>	
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 промислени 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:

<i>Дейност „разпределение на природен газ“</i>		<i>Таблица № 2</i>	
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, по-ниски 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, прогнозираны 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*, прогнозираны 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*, прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година, като остават с непроменен размер от 9 хил. лв. през регулаторния период на цените;

- *абонаментно поддържане*, прогнозираны 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*, прогнозираны 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*, прогнозираны 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*, прогнозираны 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*, прогнозираны в размер около шестотин лева и през двете години на регулаторния период;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозираны в съответствие със стойността им за базовата година в размер на 3 хил. лв. за 2021 г. и 2022 г.;

- *вода, отопление и осветление*, прогнозираны 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 линейен 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, прогнозираны 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. Прогнозираны в съответствие със стойността им от базовата година и прогнозните стойности на разходите за заплати и възнаграждения за регулаторния период на цените.

Социални разходи, прогнозираны 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*, прогнозираны 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*, прогнозираны 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*, прогнозирани 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*, прогнозирани 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*, прогнозирани 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 Таблицы № 5 и 6:

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

Таблица № 5

№	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 общественения 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 Таблицы № 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 часов 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:

Цени за присъединяване		Таблица № 11
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.

Изказвания по т.10.:

Докладва Г. Дечева. Една от териториите на които „Аресгаз“ ЕАД осъществява лицензионните дейности: „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е обособена територия „Запад“

През новия регулаторен период „Аресгаз“ ЕАД предлага тарифна структура за обособена територия „Запад“, да се състои от три групи клиенти: промишлени, обществено-административни и търговски клиенти (ОАТ), и битови, като не са предвидени подгрупи.

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.

Ценообразуващите елементи са описани в доклада заедно с представените от заявителя обосновки.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2022 г. е в размер на 3,30%.

Във връзка със заложената от дружеството капиталова структура от 100% привлечен капитал, Моделът за оценка на капиталовите активи 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%, и при отчитане на данъчните задължения.

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.

Приложен е и проект на решение, който отразява ценообразуващите елементи,

описани в доклада.

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, работната група предлага на 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, бранишови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;
6. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по проекта на решение.

И. Иванов каза, че насрочва откритото заседание по т.2 на 15.12.2020 г. от 10:40 часа. Общественото обсъждане по т. 4 се насрочва на 15.12.2020 г. от 10:45 часа.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада и проекта на решение.

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,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-ДК-987 от 04.12.2020 г. 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.;
2. Приема проект на решение 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.;
3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада и проекта на решение по т.1 на 15.12.2020 г. от 10:40 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;
4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Аресгаз“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;
5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 15.12.2020 г. от 10:45 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т.

8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение чрез съобщение на интернет страницата на Комисията да бъдат поканени за дистанционно участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

7. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

8. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

9. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

В заседанието по **точка десета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитоновна – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

Одобрява бизнес план на „Ситигаз България“ ЕАД, за територията на общините: Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за периода 2021 – 2025 г.

По т.2. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-ДК-975 от 04.12.2020 г. относно заявление от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2021 – 2025 г.;

2. Приема проект на решение относно заявление от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2021 – 2025 г.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада и проекта на решение по т.1 на 15.12.2020 г. от 10:00 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Ситигаз България“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 15.12.2020 г. от 10:05 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение чрез съобщение на интернет страницата на Комисията да бъдат поканени за дистанционно участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

7. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане

да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

8. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

9. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

По т.3. както следва:

Одобрява бизнес план на „Костинбродгаз“ ООД, за територията на общините Костинброд и Сливница, за периода 2021 – 2025 г.

По т.4. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-ДК-977 от 04.12.2020 г. и проект на решение относно заявление от „Костинбродгаз“ ООД 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 общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период 2021 – 2025 г.;

2. Приема проект на решение относно заявление от „Костинбродгаз“ ООД 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 общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период 2021 – 2025 г.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада и проекта на решение по т.1 на 15.12.2020 г. от 10:10 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Костинбродгаз“ ООД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 15.12.2020 г. от 10:15 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение чрез съобщение на интернет страницата на Комисията да бъдат поканени за дистанционно участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

7. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

8. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

9. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

По т.5. както следва:

Одобрява бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД, за обособена територия „Добруджа“ и общините: Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг, за периода 2021 – 2022 г.

По т.6. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-ДК-979 от 04.12.2020 г. и проект на решение 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 „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2021 – 2022 г.;

2. Приема проект на решение 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 „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2021 – 2022 г.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада и проекта на решение по т.1 на 15.12.2020 г. от 10:20 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Аресгаз“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 15.12.2020 г. от 10:25 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение чрез съобщение на интернет страницата на Комисията да бъдат поканени за дистанционно участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

7. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

8. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

9. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

По т.7. както следва:

Одобрява бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД, за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина, за периода 2021 – 2022 г.

По т.8. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-ДК-985 от 04.12.2020 г. 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 „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2021 – 2022 г.;

2. Приема проект на решение 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 „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2021 – 2022 г.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада и проекта на решение по т.1 на 15.12.2020 г. от 10:30 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Аресгаз“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 15.12.2020 г. от 10:35 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение чрез съобщение на интернет страницата на Комисията да бъдат поканени за дистанционно участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

7. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

8. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

9. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

По т.9. както следва:

Одобрява бизнес план на „Аресгаз“ ЕАД за обособена територия „Запад“, за периода 2021 – 2022 г.

По т.10. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-ДК-987 от 04.12.2020 г. 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.;

2. Приема проект на решение 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.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада и проекта на решение по т.1 на 15.12.2020 г. от 10:40 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

4. За участие в откритото заседание да бъдат поканени лицата, представляващи „Аресгаз“ ЕАД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 15.12.2020 г. от 10:45 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение чрез съобщение на интернет страницата на Комисията да бъдат поканени за дистанционно участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

7. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

8. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

9. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-ДК-974 от 04.12.2020 г. и Решение № БП-20 от 09.12.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-35-16 от 01.10.2020 г. от „Ситигаз България“ ЕАД за одобряване на бизнес план за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово за периода 2021 – 2025 г.

2. Доклад с вх. № Е-ДК-975 от 04.12.2020 г. и проект на решение относно заявление от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2021 – 2025 г.

3. Доклад с вх. № Е-ДК-976 от 04.12.2020 г. и Решение № БП-21 от 09.12.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-40-9 от 29.09.2020 г. от „Костинбродгаз“ ООД за одобряване на бизнес план за територията на общините Костинброд и Сливница за периода 2021 – 2025 г.

4. Доклад с вх. № Е-ДК-977 от 04.12.2020 г. и проект на решение относно заявление от „Костинбродгаз“ ООД 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 общините Костинброд и Сливница, за регулаторен период 2021 – 2025 г.

5. Доклад с вх. № Е-ДК-978 от 04.12.2020 г. и Решение № БП-22 от 09.12.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-60-38 от 30.09.2020 г. от „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за обособена територия „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг за периода 2021 – 2022 г.

6. Доклад с вх. № Е-ДК-979 от 04.12.2020 г. и проект на решение 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 „Добруджа“ и общините Добрич, Тервел, Омуртаг и Търговище, за регулаторен период 2021 – 2022 г.

7. Доклад с вх. № Е-ДК-984 от 04.12.2020 г. и Решение № БП-23 от 09.12.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-60-40 от 30.09.2020 г. от „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за обособена територия „Мизия“ и община Бяла Слатина за периода 2021 – 2022 г.

8. Доклад с вх. № Е-ДК-985 от 04.12.2020 г. и проект на решение 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 „Мизия“ и община Бяла Слатина, за регулаторен период 2021 – 2022 г.

9. Доклад с вх. № Е-ДК-986 от 04.12.2020 г. и Решение № БП-24 от 09.12.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-60-36 от 30.09.2020 г. от „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за обособена територия „Запад“ за периода 2021 – 2022 г.

10. Доклад с вх. № Е-ДК-987 от 04.12.2020 г. и проект на решение 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.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

.....
(Г. Добрев)

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Хаританова)

Протоколирал:
(Н. Косев - главен експерт)