



ПРОТОКОЛ

№ 276

София, 19.09.2025 година

Днес, 19.09.2025 г. от 10:00 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя Пламен Младеновски.

На заседанието присъстваха членът на Комисията Таско Ерменков и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъства Ел. Маринова – директор на дирекция „Правна“, М. Димитров - директор на дирекция „Природен газ“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“, Б. Паунов – и.д. директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“ и експерти 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-1200 от 17.09.2025 г. и проект на решение относно определяне на компенсация за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител за месец август 2025 г.

Работна група: Боян Паунов, Елена Маринова, Милен Трифонов,
Юлиан Стоянов, Петя Андонова, Рали Манчев,
Радостина Методиева, Радослав Райков и Силвия Петрова

2. Проект на решение относно заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи за регулаторния период 2025 – 2029 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова,
Ремзия Тахир, Михаела Андреева, Хриси Йорданова,
Рая Радева, Любослава Джоргова, Александра Димитрова,
Рада Башлиева, Теодор Хиков

По т.1. Комисията, като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-1200 от 17.09.2025 г. относно **определяне на компенсация за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г.**, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8в от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) определя ежемесечно компенсация за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител.

Според чл. 30в, ал. 1 от ЗЕ компенсацията по чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ се определя като разлика между постигнатата средно претеглена цена (СПЦ) за съответните количества, закупени на механизма по чл. 100, ал. 8 от ЗЕ и/или на пазарен сегмент ден напред на организирания борсов пазар на електрическа енергия, относима към съответния краен снабдител за съответния месец, и определената с решение на Комисията базова стойност на електрическа енергия за 1 MWh, част от цената, която битовият краен клиент заплаща за съответния регулаторен период. За целите на изчислението на средно претеглената цена, относима към съответния краен снабдител за съответния месец, в случай на закупено количество електрическа енергия на други пазарни сегменти и механизми, се прилага постигнатата реална средно претеглена цена на съответния пазарен сегмент и/или механизъм за съответния месец, но не по-висока от средно претеглената цена на пазарен сегмент ден напред за съответния месец. При определяне на компенсацията за съответния календарен месец се отчитат приходите на крайните снабдители от продажба на електрическа енергия на пазарен сегмент в рамките на деня и/или на пазарен сегмент ден напред, които надвишават разходите за нейното закупуване – чл. 30в, ал. 3 от ЗЕ.

Предвид изложеното, за определяне на компенсацията за м. август 2025 г. на битовите крайни клиенти на съответния краен снабдител, КЕВР следва въз основа на анализ на графици за покупки и продажби на електрическа енергия на този краен снабдител по интервали на доставка за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г. да изчисли при съобразяване на изискванията на чл. 30в, ал. 1 и ал. 3 от ЗЕ постигнатата среднопретеглена цена на нетната закупена електрическа енергия. В тази връзка, в съответствие с правилата на чл. 30в, ал. 1, изр. второ и ал. 3 от ЗЕ, чл. 100, ал. 1 и ал. 4 от ЗЕ във връзка с чл. 94а, ал. 3 от ЗЕ, както и на чл. 37е, ал. 5 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), при изчисляване на постигнатата от съответния краен снабдител СПЦ на организиран борсов пазар е необходимо да се приложи следният общ подход:

1. при изчисляване размера на среднопретеглената цена на количествата електрическа енергия, доставена от съответния краен снабдител на битови крайни клиенти за м. август 2025 г.:

– при нетен излишък на балансиращия пазар се прилага нетното закупено количество електрическа енергия на организиран борсов пазар, намалено с размера на нетния излишък;

– при нетен недостиг на балансиращия пазар се прилага закупеното количество електрическа енергия на организиран борсов пазар;

2. в случай на закупено количество електрическа енергия на пазарни сегменти и механизми, различни от пазарен сегмент „Двустранни договори“, механизъм „Търгове – Краен снабдител“ и от пазарен сегмент „Ден напред“, се прилага постигнатата реална средно претеглена цена на съответния пазарен сегмент и/или механизъм за м. август 2025 г., но не по-висока от средно претеглената цена на пазарен сегмент „Ден напред“ за същия месец;

3. в случай на препродадено количество електрическа енергия на пазарен сегмент „В рамките на деня“ и/или на пазарен сегмент „Ден напред“, размерът на компенсацията се намалява с частта от приходите на крайния снабдител от това количество, която надвишава разходите за закупуването му;

4. при изчисляване на постигнатата СПЦ от съответния краен снабдител не се вземат предвид количествата и цените, съответно разходите и приходите на/от изкупената, съответно продадената електрическа енергия по чл. 94а, ал. 3 от ЗЕ.

Съгласно чл. 37е, ал. 4 от НРЦЕЕ компенсацията по чл. 30в, ал. 1 от ЗЕ се определя въз основа на данни от системата за администриране на пазара на електрическа енергия на независимия преносен оператор и информация от оператора на организирания борсов пазар на електрическа енергия. Поради това, необходимите данни и информация за количествата и цените за определяне на компенсациите за м. август 2025 г. за всеки от крайните снабдители са включени в съвместно изготвени справки от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) и „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), които са предоставени на КЕВР от ЕСО ЕАД.

Чл. 30в, ал. 2 от ЗЕ предвижда, че размерът на компенсацията може да бъде диференциран според количеството на закупената електрическа енергия, както и че компенсацията може да бъде за цялото или за част от закупеното количество електрическа енергия от битовите крайни клиенти. В т. IV от мотивите на Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. КЕВР е изчислила средствата за компенсиране на част от разходите на битовите крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител в размер на 674 127 хил. лв., съответно 49,55 лв./MWh при количества в размер на 13 604 983 MWh. В тази връзка, КЕВР е определила базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща за съответния регулаторен период, в размер на 140,03 лв./MWh, без ДДС, за цялото количество потребена електрическа енергия.

Количеството електрическа енергия за съответния месец, за което се дължи, съответно се изплаща компенсация от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС), се изчислява съгласно чл. 36л, ал. 4 от ЗЕ въз основа на количеството, за което крайният снабдител би дължал цената и/или компонентата от цена по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, и определената от Комисията компенсация по чл. 30в от ЗЕ. Информация за това количество се предоставя на ФСЕС от съответния оператор на електрическа мрежа – арг. от чл. 30, ал. 2 и ал. 4 от Правилата за търговия с електрическа енергия.

Предвид гореизложеното, е определен съответен размер на компенсацията за 1 MWh електрическа енергия за месец август 2025 г. за битовите клиенти на всеки краен снабдител, както следва:

I. „Електрохолд Продажби“ ЕАД

Нетното количество електрическа енергия, потребено от крайните битови клиенти на „Електрохолд Продажби“ ЕАД за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г., е изчислено като разлика между сумата от закупените и сумата от продадените количества електрическа енергия от/на всички пазарни сегменти на БНЕБ ЕАД, като е отразено количеството нетен енергиен излишък на балансиращия пазар в съответствие с т. 1 от общия подход. Подробни изчисления са изложени в следващата таблица:

„Електрохолд Продажби“ ЕАД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
I	Количества закупена електрическа енергия	MWh	319 033,79
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – Краен снабдител“	MWh	318 349,54
2	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	0,00
4	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	684,25

II	Количества продадена електрическа енергия	MWh	-1297,15
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове“	MWh	0,00
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	-1297,15
III	Количества на балансиращ пазар	MWh	-11 372,22
1	Излишък	MWh	-12 970,15
2	Недостиг	MWh	1 597,93
IV	Нетно количество електрическа енергия, потребено от крайни клиенти	MWh	306 364,42

В съответствие с чл. 30в, ал. 3 от ЗЕ и чл. 36е, ал. 5 от НРЦЕЕ, при изчисляването на разходите на „Електрохолд Продажби“ ЕАД за закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г., съответно на постигнатата от дружеството СПЦ, са приложени корекциите съгласно т. 1 и т. 3 от общия подход. Резултатите са представени в таблицата по-долу:

„Електрохолд Продажби“ ЕАД				
№	Позиция	Количества, MWh	Цена, лв./MWh	Стойност, хил. лв.
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – Краен снабдител“	306 364,42	189,58	58 080,57
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	-	-	-
3	Корекция съгласно чл. 30в, ал. 3 от ЗЕ			-56,43
4	Нетно количество електрическа енергия	306 364,42	189,40	58 024,14

В резултат на гореизложеното и при отчитане на постигнатата от „Електрохолд Продажби“ ЕАД СПЦ на закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г., размерът на компенсацията по чл. 30в от ЗЕ за този период е изчислен в таблицата по-долу:

„Електрохолд Продажби“ ЕАД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
1	Постигната среднопретеглена цена	лв./MWh	189,40
2	Базова стойност по Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР	лв./MWh	140,03
3	Компенсация	лв./MWh	49,37

Във връзка с горното, компенсацията за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, в качеството му на краен снабдител, за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г. следва да бъде определена в размер на 49,37 лв./MWh.

II. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД

Нетното количество електрическа енергия, потребено от крайните битови клиенти на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г., е

изчислено като разлика между сумата от закупените и сумата от продадените количества електрическа енергия от/на всички пазарни сегменти на БНЕБ ЕАД, като е отразено количеството нетен енергиен излишък на балансиращия пазар в съответствие с т. 1 от общия подход. Подробни изчисления са изложени в следващата таблица:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
I	Количества закупена електрическа енергия	MWh	323 504,80
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – Краен снабдител“	MWh	323 504,80
2	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	0,00
4	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	0,00
II	Количества продадена електрическа енергия	MWh	0,00
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове“	MWh	0,00
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	0,00
III	Количества на балансиращ пазар	MWh	-7 775,45
1	Излишък	MWh	-11 078,66
2	Недостиг	MWh	3 303,21
IV	Нетно количество електрическа енергия, потребено от крайни клиенти	MWh	315 729,35

В съответствие с чл. 37е, ал. 5 от НРЦЕЕ, при изчисляването на разходите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД за закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г., съответно на постигнатата от дружеството СПЦ, е приложена корекцията съгласно т. 1 от общия подход. Резултатите са представени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД				
№	Позиция	Количества, MWh	Цена, лв./MWh	Стойност, хил. лв.
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – Краен снабдител“	315 729,35	189,58	59 855,97
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	-	-	-
3	Корекция съгласно чл. 30в, ал. 3 от ЗЕ			-
4	Нетно количество електрическа енергия	315 729,35	189,58	59 855,97

В резултат на гореизложеното и при отчитане на постигнатата от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД СПЦ на закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г., размерът на компенсацията по чл. 30в от ЗЕ за този период е изчислен в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
1	Постигната среднопретеглена цена	лв./MWh	189,58
2	Базова стойност по Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР	лв./MWh	140,03
3	Компенсация	лв./MWh	49,55

Във връзка с горното, компенсацията за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, в качеството му на краен снабдител, за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г. следва да бъде определена в размер на 49,55 лв./MWh.

III. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД

Нетното количество електрическа енергия, потребено от крайните битови клиенти на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г., е изчислено като разлика между сумата от закупените и сумата от продадените количества електрическа енергия от/на всички пазарни сегменти на БНЕБ ЕАД, като е отразено количеството нетен енергиен излишък на балансиращия пазар в съответствие с т. 1 от общия подход. Подробни изчисления са изложени в следващата таблица:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
I	Количества закупена електрическа енергия	MWh	203 415,27
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – Краен снабдител“	MWh	203 415,27
2	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	0,00
4	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	0,00
II	Количества продадена електрическа енергия	MWh	0,00
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове“	MWh	0,00
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	0,00
III	Количества на балансиращ пазар	MWh	-2 837,30
1	Излишък	MWh	-3 873,36
2	Недостиг	MWh	1 036,06
IV	Нетно количество електрическа енергия потребено от крайни клиенти	MWh	200 577,97

В съответствие с чл. 37е, ал. 5 от НРЦЕЕ, при изчисляването на разходите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД за закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г., съответно на постигнатата от дружеството СПЦ, е приложена корекцията съгласно т. 1 от общия подход. Резултатите са представени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД				
№	Позиция	Количества, MWh	Цена, лв./MWh	Стойност, хил. лв.
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – Краен снабдител“	200 577,97	189,58	38 025,57
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	-	-	-
3	Корекция съгласно чл. 30в, ал. 3 от ЗЕ			-
4	Нетно количество електрическа енергия	200 577,97	189,58	38 025,57

В резултат на гореизложеното и при отчитане на постигнатата от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД СПЦ на закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г., размерът на компенсацията по чл. 30в от ЗЕ за този период е изчислен в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
1	Постигната среднопретеглена цена	лв./MWh	189,58
2	Базова стойност по Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР	лв./MWh	140,03
3	Компенсация	лв./MWh	49,55

Във връзка с горното, компенсацията за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, в качеството му на краен снабдител, за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г. следва да бъде определена в размер на 49,55 лв./MWh.

IV. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД

Нетното количество електрическа енергия, потребено от крайните битови клиенти на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г., е изчислено като разлика между сумата от закупените и сумата от продадените количества електрическа енергия от/на всички пазарни сегменти на БНЕБ ЕАД, като е отразено количеството нетен енергиен излишък на балансиращия пазар в съответствие с т. 1 от общия подход. Подробни изчисления са изложени в следващата таблица:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
I	Количества закупена електрическа енергия	MWh	343,00
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – Краен снабдител“	MWh	0,00
2	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	343,00
4	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	0,00
II	Количества продадена електрическа енергия	MWh	0,00
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове“	MWh	0,00

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	0,00
III	Количества на балансиращ пазар	MWh	-0,72
1	Излишък	MWh	-5,20
2	Недостиг	MWh	4,48
IV	Нетно количество електрическа енергия потребено от крайни клиенти	MWh	342,28

В съответствие с чл. 37е, ал. 5 от НРЦЕЕ, при изчисляването на разходите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД за закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г., съответно на постигнатата от дружеството СПЦ, е приложена корекцията съгласно т. 1 от общия подход. Резултатите са представени в таблицата по-долу:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД				
№	Позиция	Количества, MWh	Цена, лв./MWh	Стойност, хил. лв.
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – Краен снабдител“	-	-	-
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	342,28	144,77	49,55
3	Корекция съгласно чл. 30в, ал. 3 от ЗЕ			-
4	Нетно количество електрическа енергия	342,28	144,77	49,55

В резултат на гореизложеното и при отчитане на постигнатата от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД СПЦ на закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г., размерът на компенсацията по чл. 30в от ЗЕ за този период е изчислен в таблицата по-долу:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
1	Постигната среднопретеглена цена	лв./MWh	144,77
2	Базова стойност по Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР	лв./MWh	140,03
3	Компенсация	лв./MWh	4,74

Във връзка с горното, компенсацията за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от „ЕСП Златни пясъци“ ООД, в качеството му на краен снабдител, за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г. следва да бъде определена в размер на 4,74 лв./MWh.

Изказвания по т.1.:

Докладва Юл. Стоянов. Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8в от Закона за енергетиката Комисията определя ежемесечно компенсация за покриване на част от разходите на

битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител. Предстоящото решение е второ по рода си, след компенсацията за м. юли. Според чл. 30в, ал. 1 от ЗЕ компенсацията се определя като разлика между постигнатата средно претеглена цена за съответните количества, закупени на механизма по чл. 100, ал. 8 от ЗЕ, и/или на пазарен сегмент ден напред на организирания борсов пазар на електрическа енергия, относима към съответния краен снабдител за съответния месец.

Пл. Младеновски отбеляза, че това ще се превърне в един рутинен доклад, затова докладващият да каже само какви са особеностите и какви са числата.

Юл. Стоянов каза, че особеностите са следните: Дружествата (с изключение на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД) не са купували електрическа енергия на пазарен сегмент „ден напред“. При „ЕСП Златни Пясъци“ ООД това е поради спецификите на дружеството и поради липсата на сключен договор с НЕК ЕАД (те няма как да не закупват от борсата от пазарен сегмент „ден напред“). Другата разлика е, че за м. август всички дружества са с нетен излишък на балансиращия пазар. Предходния месец едно от дружеството е имало нетен недостиг. Този нетен излишък е отразен при изчисляване на нетното количество електрическа енергия, потребена от клиентите са съответния краен снабдител. В тази връзка, в доклада на стр. 3, съответно в проекта на решение, е допусната техническа грешка. В таблица 2, т.IV, вместо количеството 318 349,54 MWh (това е закупеното количество от НЕК ЕАД по дългосрочния договор), следва да се посочи стойността от 306 364,42 MWh. Разликата е нетният излишък на балансиращия пазар. Пропуснато е да бъде отразено в таблицата и ще бъде коригирано в решението.

В тази връзка са изчислени компенсации на всяко от дружествата крайни снабдители, както следва:

1. За „Електрохолд Продажби“ ЕАД – компенсация в размер на 49,37 лв./MWh;
2. За „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – компенсация в размер на 49,55 лв./MWh;
3. За „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – компенсация в размер на 49,55 лв./MWh;
4. За „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – компенсация в размер на 4,74 лв./MWh. Тази стойност е свързана със спецификите на дружеството. То е купувало само от пазар „ден напред“ и такива са били пазарните цени.

В допълнение, по арг. от чл. 30в, ал. 5 от ЗЕ, в настоящото производство не се провеждат открито заседание и обществено обсъждане.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8в и чл. 30в, ал. 1 от Закона за енергетиката, чл. 37е, ал. 1 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага Комисията да обсъди следните решения:

1. Да приеме доклада;
2. Да приеме решение за определяне на компенсации за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител за месец август 2025 г.

Юл. Стоянов прочете диспозитива на проекта на решение:

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8в и чл. 30в, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 37е, ал. 1 и ал. 8 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Определя за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г. компенсации за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител, както следва:

1. За битовите крайни клиенти на „Електрохолд Продажби“ ЕАД – компенсация в размер на 49,37 лв./MWh, без ДДС;
 2. За битовите крайни клиенти на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – компенсация в размер на 49,55 лв./MWh, без ДДС;
 3. За битовите крайни клиенти на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – компенсация в размер на 49,55 лв./MWh, без ДДС;
 4. За битовите крайни клиенти на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – компенсация в размер на 4,74 лв./MWh, без ДДС;
- Пл. Младеновски установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение с направената корекция.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8в и чл. 30в, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 37е, ал. 1 и ал. 8 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Приема доклад относно определяне на компенсации за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител за месец август 2025 г.;

II. Определя за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г. компенсации за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител, както следва:

1. За битовите крайни клиенти на „Електрохолд Продажби“ ЕАД – компенсация в размер на 49,37 лв./MWh, без ДДС;
2. За битовите крайни клиенти на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – компенсация в размер на 49,55 лв./MWh, без ДДС;
3. За битовите крайни клиенти на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – компенсация в размер на 49,55 лв./MWh, без ДДС;
4. За битовите крайни клиенти на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – компенсация в размер на 4,74 лв./MWh, без ДДС;

В заседанието по **точка първа** участват председателят Пламен Младеновски и членът на Комисията Таско Ерменков.

Решението е взето с **два гласа „за“** (Пламен Младеновски - за, Таско Ерменков - за), от които **един глас** (Таско Ерменков) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, като разгледа подаденото от „Булгартрансгаз“ ЕАД заявление с вх. № Е-15-45-23 от 06.06.2025 г. за утвърждаване на необходими годишни приходи за периода 2025 – 2029 г., доклад с вх. № Е-Дк-1164 от 05.09.2025 г. и събраните данни от проведеното на 17.09.2025 г. открито заседание, установи следното:

Административното производство е образувано въз основа на постъпило в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-45-23 от 06.06.2025 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни

приходи (НГП) за регулаторния период 2025 – 2029 г. Със Заповед № 3-Е-191 от 12.06.2025 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши анализ на подаденото заявление при отчитане на параметрите на заявление с вх. № Е-15-45-22 от 06.06.2025 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2025 – 2029 г. След извършена проверка на заявлението и приложенията към него са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-45-23 от 18.06.2025 г. КЕВР е изисквала „Булгартрансгаз“ ЕАД да представи: подробна обосновка и доказателства за отделните видове разходи, начина на прогнозирането им, както и за връзката им с изпълнението на дейността „пренос на природен газ“; подробна обосновка на предложения размер и състава на разходите, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото; данни и обосновка за начина на прогнозиране на инфлацията; анализ на влиянието от прилагането през изминалия регулаторен период на параметрите, утвърдени с Решение № НГП-1 от 02.10.2020 г. на КЕВР, както и данни и обосновка относно изпълнението на инвестициите в края на регулаторния период. От заявителя е изискано и становище относно наличието на търговска тайна в данните и документите, съдържащи се в заявлението. С писмо с вх. № Е-15-45-23 от 30.06.2025 г. дружеството е представило изисканата информация. С писмо с изх. № Е-15-45-23 от 27.08.2025 г. КЕВР е изисквала от „Булгартрансгаз“ ЕАД да представи коригирано заявление за утвърждаване на необходимите приходи за регулаторния период 2025 – 2029 г., в което базовите необходими годишни приходи да са изчислени при разходи за амортизации, които не се индексират с годишна инфлация; договори за метрологична проверка на средствата за измерване за дейността „пренос на природен газ“ с посочена единична цена по типоразмери на база, на които са прогнозирани разходите за метрологична проверка за периода 2025 – 2029 г., както и обосновка относно предвидените от дружеството разходи за: лабораторни изследвания на средствата за търговско измерване; вътрешнотръбни инспекции на газопроводи; квоти за вредни емисии и становище. С писмо с вх. № Е-15-45-23 от 02.09.2025 г. дружеството е представило изисканата информация, както и коригирано заявление.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се данни в заявлението за утвърждаване на необходими приходи за регулаторен период 2025 – 2029 г. и приложените документи са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-1164 от 05.09.2025 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 266 от 10.09.2025 г., т. 2. Приетият от КЕВР доклад е публикуван на интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 3 от ЗЕ, на 17.09.2025 г. е проведено открито заседание за обсъждане на доклад с вх. № Е-Дк-1164 от 05.09.2025 г., на което представителите на „Булгартрансгаз“ ЕАД са заявили, че нямат възражения по доклада.

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензии № Л-214-06 от 29.11.2006 г. и № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за дейността „пренос на природен газ“, както и на лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за дейността „съхранение на природен газ“. Като енергийно предприятие, лицензирано за дейностите „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ“, „Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран оператор по смисъла на §1, т. 27д от Допълнителните разпоредби на Закона за енергетиката (ЗЕ). Дружеството осъществява лицензионните дейности чрез газопреносната система, обединяваща в единна система национална газопреносна мрежа за пренос на природен газ и газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ, както и чрез подземно газохранилище (ПГХ) „Чирен“ за съхранение на природен газ, с основно предназначение за покриване на сезонните

неравномерности в потреблението и гарантиране сигурността на доставките на природен газ.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е подало заявление с вх. № Е-15-45-23 от 06.06.2025 г. за утвърждаване на НГП за регулаторния период 2025 – 2029 г. В тази връзка, с решение по Протокол УС № 919 от 30.05.2025 г., по т. 5.1., Управителният съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД е приел проект на заявление за утвърждаване на необходими приходи за дейността „пренос на природен газ“ за периода 2025 – 2029 г., а с решение по Протокол НС № 33 от 06.06.2025 г., по т. 1.1., Надзорния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД е одобрил проекта на заявление.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 12, предл. 1 от ЗЕ на регулиране от КЕВР подлежат цените за достъп и пренос на природен газ през преносни мрежи освен в случаите, когато Комисията по своя преценка одобрява методика за определяне на тези цени. В тази връзка, Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с решение по Протокол № 109 от 11.08.2014 г., по т. 4, е приела Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Методиката, обн., ДВ, бр. 72 от 2014 г.).

Съгласно чл. 18, ал. 1 и ал. 3 от Методиката, преди началото на всеки регулаторен период по предложение на оператора, Комисията с решение утвърждава:

- необходимите годишни приходи и базови необходими приходи за дейността по пренос за първата година от регулаторния период;
- базата за възвръщаемост по години за регулаторния период;
- нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период;
- прогнозен размер на разходите, които формират необходимите годишни приходи, за първата година от регулаторния период, като преценява тяхната икономическа обоснованост;
- коефициент за подобряване на ефективността, който се прилага по отношение на прогнозните експлоатационни разходи;
- коефициент на изглаждане на базовите необходими приходи за регулаторния период.
- съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ;
- съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки.

За предходния регулаторен период, а именно: от 1 октомври 2020 г. до 30 септември 2025 г., КЕВР с Решение № НГП-1 от 02.10.2020 г. е утвърдила на „Булгартрансгаз“ ЕАД необходими годишни приходи за първата година от регулаторен период. Резултатите от прилагането на утвърдените параметри по това решение са, както следва:

Въз основа на ценообразуващите елементи, утвърдени с Решение № НГП-1 от 02.10.2020 г. на КЕВР, както и ценообразуващите елементи, утвърждавани за съответните ценови периоди с Решение № М-1 от 01.06.2021 г., Решение № М-1 от 21.06.2022 г., Решение № М-1 от 19.06.2023 г. и Решение № М-1 от 09.05.2024 г. на КЕВР, операторът ежегодно определя цени за достъп и пренос по входни и изходни точки на газопреносната система, по видове предлагани капацитетни продукти и ценови компоненти на цената за пренос, както и по периоди на предлагане на отделните капацитетни продукти. Анализът на приходите, събирани от отделните компоненти на прилаганата тарифна система показва следното:

Събраните приходи от прилагането на определените тарифи и приходите от действащи дългосрочни договори с фиксирани цени по години от регулаторния период са били достатъчни за изпълнение на лицензионната дейност „пренос на природен газ“,

включително: за развитие, модернизация и разширение на преносната инфраструктура, за осигуряване на оперативна ефективност и гъвкавост на газопреносната система, както и за осигуряване сигурността и надеждността на газопреносната система. Въпреки натрупаната през регулаторния период от 2020 г. до 2024 г. инфлация в размер на 35,82% и заложеното с Решение № НГП-1 от 02.10.2020 г. увеличение на базовите необходими годишни приходи с 9,64% годишно, изразено с утвърдения коефициент на изглаждане на необходимите приходи за регулаторния период, приложимите цени за достъп са нараснали средно с 12,88%. Минималното изменение на цените за достъп на фона на значителното увеличение на базовите необходими приходи се дължи на значителното развитие на газопреносната система и нарастващото уплътняване на капацитетните ѝ възможности.

Приходите на оператора за периода са нараснали от (...) хил. лв. за газова година 2020/2021 на (...) хил. лв. за газова година 2023/2024, като основен дял от приходите за първите четири години на регулаторния период имат приходите от дългосрочни договори с фиксирани цени – в размер на 63,74% от общите приходи. Следващи по относителен дял са приходите от прилагането на цени за достъп, които представляват 25,33% от общите приходи за периода. Приходите от тръжни премии от търгове за разпределение на капацитет заемат дял от 3,95%, а приходите от цени за пренос (обща и технологична компонента на цената за пренос) – дял от 6,64%. Незначителен дял от 0,34% имат приходите, събирани за покриване на разходи, свързани с наложени задължения към обществото. В обхвата на приходите, събирани от прилагане на входно-изходния тарифен модел, дялът на отделните приходи за четирите години от регулаторния период е, както следва: приходи от цени за достъп – 69,88%; приходи от тръжни премии – 10,89%; приходи от обща компонента на цената за пренос – 9,59%; приходи от технологична компонента на цената за пренос – 8,71%; приходи покриващи разходи свързани с наложени задължения към обществото – 0,93%. Стойностите на отделните компоненти на приходите от достъп и пренос за годините от регулаторния период са представени в таблица № 1:

Таблица № 1

Приходи от:	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024	Общо
Цени за достъп, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Тръжни премии, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Обща компонента на цената за пренос, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Технологична компонента на цената за пренос, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Приходи, покриващи разходи, свързани с наложени задължения към обществото, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Дългосрочни договори с фиксирани цени, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Общо приходи, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)

I. Регулаторен период

„Булгартрансгаз“ ЕАД предлага третият регулаторен период да бъде с продължителност пет години – от 2025 до 2029 г. Същият е обоснован от дружеството със следното: стимули за приходи от ефективност: колкото по-дълъг е периодът, толкова по-големи са стимулите; отклонение от определената норма на възвращаемост: при по-продължителен период, вероятността регулираното дружество да има по-голямо отклонение на получените приходи от утвърдените е по-голяма; административни разходи: колкото е по-дълъг периодът административните разходи са по-ниски, както за регулираното дружество, така и за регулаторния орган; регулаторен риск: по-дългият период води до по-нисък регулаторен риск, като стимулира инвестициите. Заявителят счита, че петгодишен регулаторен период би постигнал добър баланс между

горепосочените фактори. В допълнение посочва, че в европейската практика регулаторните периоди са с продължителност от 3 до 5 години.

Съгласно чл. 6, ал. 3 от Методиката, регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, определен с решение на Комисията по предложение на оператора.

Видно от изложеното, предложеният от „Булгартрансгаз“ ЕАД регулаторен период с продължителност пет години е обоснован и е в съответствие с чл. 6, ал. 3 от Методиката.

Предвид горното е обосновано регулаторният период да започне на 1 октомври 2025 г. и да завърши на 30 септември 2029 г.

II. Тарифна структура

Съгласно чл. 21 от Методиката тарифната структура на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система се определя от оператора. С цел образуване на цените за достъп и пренос през газопреносната система, утвърдените НГП се разпределят по ценовите компоненти от тарифната структура. Съгласно чл. 22, ал. 1, т. 1 и 2 от Методиката, цените от тарифната структура могат да включват: цена за достъп, която се определя в левове за единица капацитет за период на предоставяне, изразена в лв./MWh/ден/период на предоставяне; цена за пренос, която се определя в левове за енергийни единици природен газ, изразена в лв./MWh.

Във връзка с чл. 21 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило следната тарифна структура:

1. Цена за достъп със следните капацитетни продукти:

- цена за достъп за годишен капацитетен продукт в лв./MWh/ден/година;
- цена за достъп за тримесечен капацитетен продукт лв./MWh/ден/тримесечие;
- цена за достъп за месечен капацитетен продукт лв./MWh/ден/месец;
- цена за достъп за дневен капацитетен продукт лв./MWh/ден;
- цена за достъп за капацитетен продукт „в рамките на деня“ в лв./MWh/ден.

2. Цена за пренос, която включва:

- технологична компонента за пренос в лв./MWh;
- компонента за покриване на разходи, свързани с наложени задължения към обществото в лв./MWh.

Операторът предлага следното разпределение на необходимите приходи към компонентите на цената за пренос:

- необходимите приходи, разпределени за технологична компонента на цената за пренос, да се покриват от всички входни и изходни точки/зони на газопреносната система, в зависимост от разпределените количества природен газ на тези точки/зони;
- необходимите приходи за покриване на разходи, свързани с наложени задължения към обществото да се покриват от всички изходни точки на изходна зона „България“, в зависимост от разпределените количества природен газ на тези точки/зони.

III. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ

На основание чл. 18, ал. 3, т. 1 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага за утвърждаване следното съотношение на разпределение на необходимите приходи, покривани от цена за достъп и от цена за пренос: 100% от необходимите приходи да се покриват от цената за достъп.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, за да възстанови своите разходи, операторът на газопреносна система може да определи тарифи на база пренесено количество природен газ (цени за пренос) или на база договорен капацитет (цени за достъп). Цената за капацитет (тарифен елемент за MWh/ден) се налага срещу правото на ползвателя да използва газопреносната система за периода на договора, сключен с оператора на газопреносна система, където правото да използва системата се определя посредством максимално дневно количество, резервирано от ползвателя за периода на договора в

единици за измерване на енергия. В допълнение, на ползвателя се налагат такси за превишаване на капацитет, ако той надвиши тези резервирани стойности. Цената за пренос е наложена на база действително използване на системата или реалното потребление, изразено в единица MWh, тоест стойността за единица обем природен газ, пренесен от входна до изходна точка/зона. Цената за достъп се определя по входни и изходни точки и зони, посредством разпределение на отнесените към нея разходи (необходими приходи), чрез дефинирания в Методиката механизъм за разпределение на разходите.

Съгласно чл. 4 на Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ (Регламент (ЕС) 2017/460) приходите от предоставяните услуги от преносните оператори се получават основно от капацитетно базирани тарифи (цени за достъп). Допускат се прилагането на стоково базирани тарифи (цени за пренос), след одобрението на националния регулаторен орган, които са формирани от разходи, зависещи предимно от пренесените количества природен газ.

На основание чл. 30, ал. 1 от Методиката, необходимите годишни приходи се разделят на приходи, събирани от цена за достъп, и приходи, събирани от цена за пренос. Съгласно чл. 30, ал. 2 от Методиката, цената за пренос е еднаква за всички входни и изходни точки и ценови зони и се изчислява, като необходимите годишни приходи, разпределени към тази цена, се разделят на сумата от очакваните годишни количества природен газ на входни и на изходни точки на газопреносната система. Според чл. 30, ал. 3 от Методиката, необходимите годишни приходи, разпределени за събиране чрез цена за достъп, се разпределят по входните точки/зони и изходните точки/зони и по различни видове услуги за предоставяне на капацитет, както е описано в ал. 4 – 6 от същия член.

Предвид гореизложеното, предложеното от „Булгартрансгаз“ ЕАД съотношение на изплащане на необходимите приходи, извън тези изплащани от технологична компонента и тези изплащани от компонента за компенсиране на наложени задължения към обществото, изцяло от цена за достъп (100%) е обосновано.

IV. Съотношение за разпределение на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки/зони

На основание чл. 18, ал. 3, т. 2 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага за утвърждаване следното съотношение за разпределение на необходимите приходи, покривани от цената за достъп по входни и изходни точки/зони:

- 50% от необходимите приходи, разпределени към цена за достъп да бъдат покривани от входните точки/зони на газопреносната система;
- 50% от необходимите приходи, разпределени към цена за достъп да бъдат покривани от изходните точки/зони на газопреносната система.

Заявителят обосновава предложението си с аргумента, че в основата на определянето на цената за достъп по входни и изходни точки/зони е механизмът в Методиката за разпределение на разходите, който алокира необходимите приходи, отнесени за събиране от цена за достъп по входни и изходни точки/зони на газопреносната система. Същият се базира на матричен подход, при който тези необходими приходи се разпределят в зависимост от извършените инвестиции, топологията на преносната мрежа, техническите и резервирани капацитети. Важен параметър при това разпределение е така нареченото „входно-изходно разпределение“, което показва какъв процент от необходимите приходи, отнесени към цена за достъп ще се генерират от всички входни точки/зони на газопреносната система и какъв от всички изходни точки/зони на системата. В тази връзка, дружеството посочва, че в Регламент (ЕС) 2017/460 е определено базово разпределение, което предполага разпределението на приходи от цена за достъп от входни и от изходни точки/зони да бъде 50:50. Дружеството посочва, че изборът за уеднаквяване

на приходите, получени от продажбата на входящ и изходящ капацитет цели равни условия за ползватели, вкарващи природен газ в газопреносната система и ползватели, изкарващи природен газ от нея, имайки предвид съществуването на виртуална търговска точка в системата.

Предвид гореизложеното, предложеното от заявителя съотношение на разпределение на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки/зони в размер на 50:50 е обосновано.

V. Необходими годишни приходи и базови необходими приходи за дейността по преноса за първата година от регулаторния период

На основание чл. 18, ал. 1, т. 1 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване общи НГП за преносната система за първата година от регулаторния период.

Съгласно чл. 7, ал. 1 от Методиката, НГП за всяка година от регулаторния период се изчисляват като сбор от базовите необходими годишни приходи (БНГП) за съответната година, директно прехвърляемите разходи за съответната година от регулаторния период и годишна корекция за съответната година от регулаторния период, отразяваща освобождаването на регулаторната сметка.

Предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД необходими годишни приходи за първата година от регулаторния период са в размер на 800 657 хил. лв. и включват:

1. Базови необходими годишни приходи за първата година от регулаторния период (2025/2026) в размер на 875 946 хил. лв. За определянето на БНГП за ценови период 2025/2026 година, заявителят е изчислил производението на постигнатите прогнозни БНГП за 2024 г. в размер на 849 141 хил. лв. и разликата между единица и определения коефициент за изглаждане на НГП в размер на -0,03157, получен при решаване на уравнението по чл. 7, ал. 3 от Методиката.

БНГП за следващите години от регулаторния период се изчисляват, съгласно чл. 7, ал. 2 от Методиката, като се вземат предвид: размерът на БНГП за предходната година; инфлацията за предходната година, измерена с индекса на потребителските цени, и коефициентът за изглаждане на НГП за регулаторния период.

По отношение на предложения коефициент за изглаждане на НГП за регулаторния период, аргументи за неговото изчисление съгласно чл. 7, ал. 3 от Методиката, са изложени по-долу в настоящия доклад.

Предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД средногодишна прогнозна инфлация за регулаторния период е в размер на 2,10%. Заявителят е прогнозировал размера на годишния инфлационен индекс за регулаторния период на база прогнозния средногодишен индекс на потребителските цени, изчислен към края на съответната календарна година. Инфлационните индекси са прогнозировани на нива от 2,10% за всички години на регулаторния период. Прогнозните стойности са близки до целевата инфлация за страните от Еврозоната и в съответствие с водената единна парична политика от Европейската централна банка (ЕЦБ) в размер от 2%. В документа „Стратегически преглед на паричната политика“ от 2021 г. ЕЦБ определя този размер за благоприятен и фактор за ценова стабилност, като прекомерно отклонение от него в двете посоки се счита за нежелателно. Отчетеният инфлационен индекс за календарната 2024 г. възлиза на 2,40%. Отчетената от Националния Статистически Институт (НСИ) към м. май 2025 г. стойност за средногодишния индекс на потребителските цени за предходните 12 месеца е в размер на 2,8%, като се очаква през летните месеци този индекс да намалее, доближавайки се в края на годината до прогнозираната от заявителя стойност.

Дружеството е отбелязало, че при определянето на цените за достъп и пренос за всеки ценови период, с цел изчисляване на БНГП за новия ценови период се взема отчетеният от НСИ инфлационен индекс за предходната календарна година. От тази

гледна точка, представените от оператора прогнозни средногодишни инфлационни индекси служат за определяне единствено на индикативния размер на необходимите годишни приходи за всеки ценови период от регулаторния период след първия.

Съгласно §1, т. 24 от Допълнителната разпоредба на Методиката индексът на потребителските цени (Consumer Price Index) е годишният официален индекс на инфлация, определен от Националния статистически институт (НСИ). По данни на НСИ, индексът на потребителските цени за дванадесет месечен период (месец май 2025 г. спрямо месец април 2024 г.) е 103,5%, т.е. инфлацията е 3,5%.

Предвид горното, е обосновано да се приеме предложението от заявителя прогнозен размер на инфлация от 2,10% за периода 2025 – 2029 г.

С оглед изложеното, предложените БНГП за дейността по пренос за първата година от регулаторния период са обосновани.

2. Необходими приходи, отразяващи директно прехвърляемите разходи за първата година от регулаторния период (2025/2026) са в размер на 71 780 хил. лв., от които:

- директно прехвърляеми разходи (общи) в размер на 44 954 хил. лв.;
- директно прехвърляеми разходи, формиращи технологична компонента на цената за пренос в размер на 26 147 хил. лв.;
- заявени директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки на изходна зона „България”, покриващи наложени задължения към обществото в размер на 679 хил. лв.

Заявителят е изложил следните факти и обстоятелства по отношение на прогнозираните разходи, свързани с наложени задължения към обществото: на „Булгартрансгаз“ ЕАД са наложени задължения към обществото със Заповед № РД-16-113 от 24.02.2022 г. на министъра на енергетиката. В изпълнение на чл. 5.1.1.16. от Плана за действие при извънредни ситуации за гарантиране сигурността на доставките на природен газ на Р България (Плана), одобрен със Заповед № Е-РД-16-742 от 23.12.2020 г. на министъра на енергетиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е задължено да предприеме всички необходими действия по закупуване, виртуално нагнетяване в периода 01.03.2022 – 31.03.2022 г. и съхранение на количества природен газ в обем от 105 500 MWh. Съгласно Заповед № РД-16-219 от 06.04.2022 г., „Булгартрансгаз“ ЕАД е задължен в периода 20 – 30 април 2022 г., включително да закупи, нагнети и да съхранява като стратегически резерв допълнителни количества природен газ в размер до 178 500 MWh в изпълнение на чл. 5.1.1.16. от Плана, одобрен със Заповед № Е-РД-16-742 от 23.12.2020 г. на министъра на енергетиката. В изпълнение на заповедта от заявителя са закупени, нагнетени в ПГХ „Чирен“ и се съхраняват количества природен газ в обем от 100 000 MWh. Общото количество природен газ, съхранявано от „Булгартрансгаз“ ЕАД за осигуряване на сигурността на снабдяването с природен газ по двете заповеди и към настоящия момент възлиза на 205 300 MWh. Прогнозните разходи, произтичащи от изпълнението на наложените на предприятието задължения към обществото включват единствено разходи за съхранение на съответните количества природен газ в ПГХ „Чирен“, определени в съответствие с чл. 20 на Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“. Изходните параметри и резултатът от изчислението са представени в таблицата по-долу:

Таблица № 2

Параметри	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Обем активен газ, GWh	7001	7431	8185	8993	9801
Капацитет за съхранение на природен газ зает за нуждите на комбинирания оператор, GWh	179	192	204	217	228
Капацитет за съхранение за покриване на наложени задължения към обществото, GWh	205	205	205	205	205

Годишни приходи покривани от съхранението на природен газ в изпълнение на наложени задължения към обществото, хил. лв.	679,23	639,86	580,92	528,75	485,17
--	--------	--------	--------	--------	--------

Разходите са прогнозираны на база утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-34 от 13.08.2020 г. необходими приходи за съхранение на природен газ и прогноза за изменение на количествата природен газ за съхранение в газохранилището за регулаторния период. Количествата природен газ, съхраняван в изпълнение на наложени на „Булгартрансгаз“ ЕАД задължения към обществото са прогнозираны в размер на 205 300 MWh за всички години на регулаторния период 2025 – 2029 г. Разходите, произтичащи от изпълнението на наложени задължения към обществото попадат в групата на директно прехвърляемите разходи и като такива се планират преди началото на всеки ценови период в процеса на определяне на тарифи, валидни за съответния ценови период.

3. Съгласно чл. 16а операторът коригира НГП със суми, получени вследствие на несъответствие между действително получените годишни приходи и утвърдените НГП от предходни ценови периоди. За целта, операторът поддържа специална регулаторна сметка, в която ежегодно се натрупват годишните разлики между действително получени приходи и ревизираните НГП. Механизмът на регулаторната сметка е в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/460 и определя неутралността на преносния оператор по отношение на утвърдените необходими приходи за регулаторния период, като изисква надвзетите/недовзетите приходи да се възстановят от/на оператора в следващия регулаторен период. Натрупаният баланс в регулаторната сметка се освобождава в края на регулаторния период и се покрива чрез корекция на определените НГП за следващия регулаторен период.

За втория регулаторен период 2020 – 2024 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД отчита разлика с изчислените по реда на Методиката НГП в размер на надвзет приход от 601 213 хил. лв., в т.ч. при прогнозен надвзет приход за последната година от реализирани приходи и директно прехвърляеми разходи в размер на 58 600 хил. лв. Тази разлика е формирана основно от извънредни приходи от тръжни премии и повишено търсене на услуги по преноса през годините на периода. Предвид разпоредбата на чл. 16а от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага установената положителна разлика между действително получените приходи и ревизираните необходими приходи за втория регулаторен период да бъде освободена равномерно през всички години от третия регулаторен период: 2025 – 2029 г. При така възприетия подход годишната корекция на необходимите приходи въз основа на надвзет приход е в размер на -120 243 хил. лв. Предвид изложеното, предложените необходими годишни приходи са обосновани.

VI. База за възвръщаемост по години за регулаторния период

На основание чл. 18, ал. 1, т. 2 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване база на възвръщаемост по години за регулаторния период, както следва: за 2025 г. – 6 251 262 хил. лв.; за 2026 г. – 6 695 306 хил. лв.; за 2027 г. – 6 842 018 хил. лв.; за 2028 г. – 6 950 107 хил. лв. и за 2029 г. – 6 883 895 хил. лв.

Съгласно разпоредбата на чл. 13 от Методиката, базата на възвръщаемост е базата, върху която операторът получава възвръщаемост от вложения капитал. Базата на възвръщаемост за образуване на необходимите приходи за всяка година от регулаторния период включва активите, които са придобити възмездно от оператора, обслужват дейността по пренос на природен газ по газопреносната система и се определя на база одобрен от Комисията бизнес план на оператора.

Включените при определяне на необходимите приходи активи са в съответствие с представения в КЕВР със заявление с вх. № Е-15-45-22 от 06.06.2025 г. бизнес план на дружеството за периода 2025 – 2029 г. В състава на активите, обслужващи дейностите пренос на природен газ по газопреносната система е включен и дял от активи, използвани

в общи дейности, обслужващи трите издадени лицензни (пренос на природен газ и съхранение на природен газ). Тези активи са разпределени на база дела на съответните активи в активите, обслужващи трите лицензионни дейности към края на 2024 г.

Включените активи са разделени на: преносни газопроводи – линейна част; съоръжения; компресорно оборудване; кабелни мрежи; компютърна и комуникационна техника; сгради и конструкции; земи; амортизируем буферен газ в преносната система; неамортизируем буферен газ в преносната система; дълготрайни нематериални активи (ДНА) и други дълготрайни материални активи (ДМА). Стойностите, формиращи базата за възвръщаемост по години от регулаторния период са представени в следващата таблица:

Таблица № 3

№	Активи	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1.	Призната стойност на дълготрайните/нетекущи активи (ДА), хил. лв., в т.ч.:	6 430 277	6 866 110	7 004 616	7 104 501	7 030 099
1.1.	Балансова стойност на ДМА/нетекущи активи, свързани с дейността, хил. лв.	6 418 040	6 850 009	6 992 061	7 095 454	7 024 634
1.2.	Балансова стойност на ДНА/нетекущи активи, свързани с дейността, хил. лв.	12 238	16 101	12 555	9047	5465
2.	Балансова стойност на ДА, придобити за сметка на финансираня, изградени със средства на потребителите или придобити чрез безвъзмездно прехвърляне, хил. лв.	198 777	190 435	182 097	173 761	165 429
3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	19 763	19 631	19 499	19 368	19 225
4.	Регулаторна база на активите, хил. лв.	6 251 262	6 695 306	6 842 018	6 950 107	6 883 895
5.	Норма на възвръщаемост, %	7,70%	7,70%	7,70%	7,70%	7,70%
6.	Възвръщаемост, хил. лв.	481 347	515 539	526 835	535 158	530 060

Съгласно изискванията на чл. 13, ал. 2 от Методиката, при определяне на базата за възвръщаемост, от балансовата стойност на активите, обслужващи дейността по пренос е извадена балансовата стойност на групата активи, придобити за сметка на финансиране, включително и придобити за сметка на такса присъединяване, по грантови схеми, дарения, помощи и др. В активите не са включени активи по чл. 13, ал. 3 от Методиката – активи, които не са свързани с дейността по пренос на природен газ (в т.ч. почивни станции и други социални обекти) и/или отдадени под наем, изведени от експлоатация; активи, които имат остатъчна стойност и предстои да бъдат изведени от експлоатация през първата година на регулаторния период и активи под формата на незавършено строителство. В активите, формиращи базата за възвръщаемост за дейността пренос на природен газ по газопреносната система не са включени и активи, пряко обслужващи дейността по балансиране на пазара на природен газ.

Инвестиционна компонента за образуване на необходимите приходи за съответната година от регулаторния период се определя като сума на прогнозните инвестиции за съответната година от регулаторния период, необходими за дейността по преноса на природен газ и в съответствие с предложения за одобряване бизнес план на оператора.

Заявителят е представил технико-икономическа обосновка относно инвестициите, които ще бъдат извършени през регулаторния период по години, по направления и групи обекти. Дружеството уточнява, че предвидените инвестиции за периода 2025 – 2029 г. са залегнали в бизнес плана. В предложението за утвърждаване на необходими приходи са посочени прогнозните инвестиции, обслужващи дейността по пренос на природен газ по газопреносната система, съгласно издадените на „Булгартрансгаз“ ЕАД лицензии. Според оператора основните цели на предвидените инвестиции са да гарантират условия за устойчиво развитие на пазара на природен газ, сигурността и надеждността на газопреносната система, както и интеграцията към европейския единен газов пазар. Инвестициите са разделени по следните направления: разширение на газовата инфраструктура за пренос на природен газ; реконструкции, модернизации, рехабилитации

и подмяна на остарели съществуващи ДМА от газопреносната система, заедно със спомагателните мрежи към тях за повишаване и гарантиране на техническата сигурност и безопасност на транспортирането на природен газ и за опазване на околната среда; текуща поддръжка на съществуващите ДМА за гарантиране ефективната им и безаварийна експлоатация. В изпълнение на основните инвестиционни проекти за периода 2025 – 2029 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е разработило средносрочна инвестиционна програма за петгодишен период и годишни програми с два основни вида дейности:

1. *Инвестиционни проекти* – мероприятия за разширение, реконструкция, модернизация и основни ремонти, групирани в три основни направления: изграждане на нови обекти; реконструкция, модернизация и рехабилитация; доставка на машини и оборудване.

2. *Експлоатационна поддръжка* – ремонти с инвестиционен характер, обезпечаващи функционирането, поддържането и повишаването на надеждността на газовата инфраструктура и доставка на материали и консумативи.

Инвестиционната програма се съставя въз основа на постъпили заявки от експлоатационните райони на дружеството. Основните инвестиционни проекти са групирани в следните направления:

- *разширение на газовата инфраструктура за пренос и транзитен пренос:* преносен газопровод от Пиперево до Перник; лупинг от Рупча до Ветрино; лупинг от Кулата до Кресна; станции за почистване на газопроводни отклонения: Разград, Пловдив, Севлиево; станции за почистване на газопроводни отклонения – пускови и приемни камери за газопроводни отклонения – Плевен, Пазарджик, Шумен, Нови пазар и Исперих; изграждане на реверсивна обвръзка при Компресорна станция (КС) „Провадия“; проект за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в Източномаришкия регион; ретрофитинг на съществуващата газопреносна инфраструктура за работа с до 10% водород; повишаване на техническия капацитет за пренос на природен газ в посока от Гърция към България в точка на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро – II етап; преносен газопровод с Автоматична газорегулаторна станция (АГРС) до Банско и Разлог; нова информационна система за събиране, архив и визуализация на технологична информация от газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

- *реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи ДМА от газопреносната система заедно със спомагателните мрежи към тях за повишаване и гарантиране на техническата сигурност и безопасност на транспортиране на природен газ и за опазване на околната среда:* ремонт на Транзитен газопровод (ТГ) Ду1000 за Р Гърция и Р Северна Македония в участък между Линейни кранове (ЛК) „Яворово“ и ЛК „Горно Белево“; ремонт чрез подмяна на участък от ТГ Ду1000 за Р Гърция и Р Северна Македония от кран „Б“ при КС „Ихтиман“ до с. Венковец; обвръзка за работа в реверсивен режим при КС „Ихтиман“ и КС „Провадия“; изместване на участъци от ТГ1 и Магистрален газопровод (МГ) за повишаване класа на газопроводите и изграждане на нов кранов възел Ду1200; Реконструкция на очистни съоръжения на ТГ2 Ду1200 – Очистни съоръжения (ОС) „Одринци“ и ОС „Лозенец“; подмяна на ОС „Вълчи дол-юг“ (пускова камера и обвръзка); подмяна участък ЛК „Горни Богров“ – ОС „Нови Искър“; подмяна участък ЛК „Калугерово“ – ЛК „Врачеш“; подмяна на участък Ду700 от Станция за почистване на газопровода (СОГ) „Лом – Черковна“ до с. Полски Сеновец; КС „Кардам“ – реверсиране и разширение на капацитета на системата за управление; подмяна на участък от газопреносната мрежа от ЛК-4 до стар ГРС на Вр-2; КС „Лозенец“ – покрит склад за тръби.

- *текуща поддръжка на съществуващите ДМА за гарантиране ефективната им и безаварийна експлоатация:* вътрешнотръбни инспекции на газопроводи от газопреносната

мрежа; преизпитания на участъци/отклонения/съоръжения; следгаранционна поддръжка на газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА); абонаментно поддържане на системите за измерване на количеството и качеството на природния газ на Газоизмервателна станция (ГИС) Странджа; преизолиране и ремонт на участъци от газопреносната мрежа; закупуване на квоти за емисии на парникови газове с цел обезпечаване на нормалната работа на ГТКА; поддръжка на газопроводи и съоръжения към тях, на сграден фонд, възстановяване планировката (земното покритие) върху газопроводи и др.; планирани ремонти и профилактика на технологични съоръжения и инсталации от линейна част на преносните газопроводи, съгласно програмите за ремонти след инспекции с интелигентни бутала, компресорни станции, ГРС, АГРС, ГИС; мониторинг на рискови зони (свлачищни, ерозионни, преходи реки, активни разломи и др.) по газопроводните трасета – временни мерки за намаляване на възникващ риск; мониторинг и поддръжка на сервитути по трасето на преносните газопроводи; абонаментно обслужване на електропроводи, пожароизвестителни и пожарогасителни системи, информационни и комуникационни системи.

Обемът на предвидените инвестиции по видове активи е посочен в следващата таблица:

Таблица № 4

Видове активи	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инвестиции общо, хил. лв.:	392 187	723 183	447 842	425 031	258 729
Преносни газопроводи – линейна част, хил. лв.	353 898	607 331	349 323	398 389	232 834
Съоръжения, хил. лв.	5651	81 709	66 115	3700	3262
Компресорно оборудване, хил. лв.	8105	9318	16 425	13 990	13 304
Комуникационни мрежи, хил. лв.	320	300	4291	92	87
Компютърна техника, офис оборудване, хил. лв.	3317	2281	2027	1992	2123
Сгради и конструкции, хил. лв.	1516	8929	3996	1060	1007
ДНМА, хил. лв.	9903	7031	134	195	146
Други ДМА, хил. лв.	9477	6284	5531	5613	5966

Съгласно чл. 13, ал. 2 от Методиката, амортизационната компонента за образуване на необходимия приход за съответната година от регулаторния период е определена като сума от прогнозната годишна амортизация на съществуващите активи и на новите инвестиции, планирани за съответната година от регулаторния период, необходими за дейността по преноса на природен газ и в съответствие с представения за одобрение от Комисията бизнес план за периода 2025 – 2029 г.

В съответствие с чл. 13, ал. 2 от Методиката, в базата за възвръщаемост е включен и оборотен капитал, формиран като 1/8 от размера на годишните експлоатационни парични разходи за дейността по пренос за съответната година от регулаторния период.

Предложената за утвърждаване база за възвръщаемост, по години от регулаторния период, е изчислена съгласно посочената формула в чл. 13, ал. 2 от Методиката, като стойностите на формиращите я елементи са доказани от дружеството и са в съответствие с представения за одобрение от Комисията бизнес план за периода 2025 – 2029 г.

В съответствие с чл. 16а, ал. 5 от Методиката, е извършен преглед относно изпълнението на инвестициите на дружеството в края на регулаторния период. Изпълнението на инвестиционна програма на дружеството за периода 2020 – 2024 г. е 126,06%.

VII. Норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период

На основание чл. 18, ал. 1, т. 3 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване за регулаторния период среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,70% преди данъчно облагане, изчислена при дял 52,82% на

собствения капитал с норма на възвръщаемост 9,42% и дял на привлечения капитал 47,18% с норма на възвръщаемост 4,60%.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от Методиката, нормата на възвръщаемост на капитала е равна на среднопретеглената цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е нормата на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране. Нормата на възвръщаемост на капитала се определя като реална норма преди данъчно облагане по формулата в чл. 14, ал. 2 от Методиката и се изчислява за целия капитал на дружеството. За оценка на цената на собствения капитал, заявителя е използвал „Модел за оценка на капиталови активи“ (МОКА). За изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал „Булгартрансгаз“ ЕАД е използвало безлостов коефициент β (power) за страните от Европа в размер на 0,47 за 2025 г. по данни, публикувани на официалната интернет страница на Aswath Damodaran – Stern School of Business. За периода 2025 – 2029 г. дружеството предвижда да оперира с привлечен капитал както по вече сключени договори за заем, така и чрез нови банкови заеми с матуритет от 15 години и гратисен период по отношение на плащанията по главницата от 6 месеца. Годишният лихвен процент по заемите е прогнозиран в размер от 4,75%, а предложеният от заявителя среднопретеглен годишен лихвен процент за периода 2025 – 2029 г. е 4,60%. Предвид капиталовата структура на дружеството, при преобразуването на безлостовия коефициент в лостов, същият се изчислява в размер на 0,85. Общата пазарна рискова премия за Република България е 6,46%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (4,33%) и премията за специфичния за държавата риск (2,13%) по данни от месец януари 2025 г. от посочената по-горе интернет страница.

За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е взет 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 изчислена по данни на Българската народна банка в размер на 3,9294%, като среднопретеглен ДЛП за периода 01.06.2024 – 31.05.2025 г. Съгласно Закона за корпоративно подоходно облагане, действащата в момента данъчна ставка е 10%.

Предвид гореизложеното, предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД норма на възвръщаемост на капитала е изчислена съгласно чл. 14, ал. 2 и 3 от Методиката и е обоснована.

VIII. Разходи

Съгласно чл. 8 от Методиката, прогнозните разходи, необходими за дейността по пренос през газопреносна система са икономически обоснованите разходи, определени на база одобрения от Комисията бизнес план на оператора.

На основание чл. 18, ал. 1, т. 4 от Методиката, Комисията с решение утвърждава на оператора прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката, за първата година от регулаторния период, като преценява тяхната икономическа обоснованост.

Според разработената от „Булгартрансгаз“ ЕАД структура на разходите, съответните групи разходи са класифицирани както по функционален характер, така и във връзка с определянето на конкретни елементи на необходимите приходи, формиращи избраната тарифна структура, съгласно изискванията на Методиката.

В разходите за дейностите е включен дял от разходите, извършвани от комбинирания оператор по общите дейности, обслужващи както издадените лицензии за пренос, така и дейността по лицензията за съхранение на природен газ (дейностите по управление и спомагателна дейност). В разходите за дейността не са включени разходи за извършване на балансиране на пазара на природен газ, които се отразяват отделно в съответствие с Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс и такса за

неутралност при балансиране. В състава на разходите за дейностите по пренос на природен газ не са включени: разходи за данък върху печалбата; разходи за бъдещи периоди; разходи за загуби от обезценки; текущи разходи за начислени провизии по смисъла на чл. 38 от Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО); текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси; разходи за санкции и/или глоби, наложени от държавни или общински органи; разходи за лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори; съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания; разходи за дарения и изплатени неизползвани отпуски от предходен период; разходи по чл. 204 от ЗКПО, както и разходи за начислен данък върху тях по чл. 216 от ЗКПО.

Разходите за дейността пренос на природен газ са класифицирани като *оперативни* и *разходи за амортизации* от една страна, както и като *контролируеми експлоатационни разходи* и *директно прехвърляеми разходи*, от друга.

Оперативните разходи за регулаторния период 2025 – 2029 г. са прогнозирани при цени към момента на изготвяне на предложението за необходими приходи, въз основа на отчетените разходи по групи за базовата година (2024 г.) и прогнозното изменение на параметрите, характеризиращи разширяването на дейността по пренос на природен газ за регулаторния период.

Параметрите, въз основа на които са формирани прогнозните стойности на оперативните разходи, са: отчетна и балансова стойност на ДМА и ДНА, обслужващи дейностите по преноса на природен газ; предвиден обем на инвестициите; прогнозни пренесени количества природен газ; персонал, зает в управлението и експлоатацията на газопреносната система и индикатор на разрастването на обема на дейността по пренос на природен газ, изразен чрез относителното изменение на три основни фактора (отчетна стойност на ДА, обслужващи дейността, пренесени количества природен газ и численост на персонала, зает в дейността), даващи отражение върху прогнозната стойност на разходите. Процентното влияние на всеки от тези фактори, при определянето на абсолютната стойност на индикатора на разрастването на дейността е, както следва: численост на персонала (бр.) – 10%; пренесени количества природен газ (ТWh/год.) – 50%; отчетна стойност на ДМА (в 10 млн. лв.) – 40%.

Оперативните разходи са прогнозирани на база на съответните параметри поотделно за дейностите по пренос на природен газ по двете лицензии за пренос, при използване на коефициенти на зависимост на конкретната група разходи от избрания параметър. Избраните коефициенти на зависимост са в пряка корелация с отчетените такива за базовата година.

Стойностите на изчислените прогнозни параметри за базовата година и петте години от регулаторния период са представени в следващата таблица:

Таблица № 5

Параметър	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Численост на персонала, бр.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Отчетна стойност на ДА, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Обем на инвестициите, хил. лв.	312 963	392 187	723 183	447 842	425 031	258 729
Пренесени количества природен газ, GWh/год.	206 071	221 839	234 842	244 173	253 396	261 400
Индикатор на разрастването на обема на дейността	442	469	507	532	556	573

Съгласно чл. 10, ал. 1 от Методиката, експлоатационните разходи се разделят на две основни групи: *условно-постоянни експлоатационни разходи* и *променливи експлоатационни разходи*, в зависимост от връзката им с пренесените количества природен газ. От друга страна, разходите за дейността по пренос на природен газ са разделени на *контролируеми експлоатационни разходи* и *директно прехвърляеми разходи*.

1. Контролируемите експлоатационни разходи са свързани с дейността, като върху тях преносният оператор може да упражнява контрол. При образуване на цените за достъп на природен газ по газопреносната система те влизат в състава на необходимите приходи, редуцирани с коефициент за повишаване на ефективността.

1.1. Условно-постоянни контролируеми експлоатационни разходи:

1.1.1. Разходи за материали – размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г. и включват:

- *горива за автотранспорт*, прогнозирани в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“, като коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 2,14;

- *разходи за работно облекло*, прогнозните им стойности са определени съобразно планираното осигуряване на персонала с подходящо работно облекло, в т.ч. и за безопасност на условията на труд. Прогнозирани в зависимост от параметъра „брой на персонала, зает в дейността“, в размер на 470 лв./година за всеки зает в дейността по „пренос на природен газ“;

- *канцеларски материали*, прогнозирани като е отчетено разрастването на дейността по пренос на природен газ, в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,18;

- *материали за текущо поддържане*, представляват материалите за ремонти и текущо поддържане на газопреносната система. Прогнозирани са в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“, като коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 4,36.

1.1.2. Разходи за външни услуги – размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г. и включват:

- *застраховки*, прогнозирани в две групи: първата група включва гражданка отговорност, каско, причинени вреди на трети лица, професионална отговорност и злополука, планирани на база прогнозното изменение на отчетната стойност на ДМА, обслужващи дейностите по пренос. Втората група включва застраховка на количества природен газ в преносната система, като застрахователната премия е прогнозирана при отчитане на актуалната цена на природния газ към момента на изготвяне на бизнес плана на дружеството и тарифната ставка за 2025 г.;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, прогнозирани в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,56;

- *абонаментно поддържане*, включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи и съоръженията по преносната система. Прогнозирани са на база на параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“, като коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 6,34;

- *въоръжена и противопожарна охрана*, включват разходи по сключени договори за въоръжена и противопожарна охрана на газопроводите и съоръженията по газопреносната система. Прогнозирани са в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 8,4;

- *наеми*, прогнозирани във връзка с инвестиционната програма за регулаторния период и в зависимост от предвидения обем на инвестициите по години от регулаторния период. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,016;

- *проверка на уреди*, включват разходи за метрологична проверка на измервателни уреди, обслужващи дейността. Определени са в зависимост от прогнозния брой измервателни средства, предвидени за годишна метрологична проверка, в зависимост от

изготвен план за метрологична проверка на съществуващите средства за търговско измерване и единичните договорени цени за извършване на такива проверки в сертифицирани лаборатории. Дружеството е предоставило справка за средствата за измерване, които подлежат на проверка през регулаторния период;

- *експертни и одиторски разходи*, включват разходи за експертни анализи, оценки, одиторска дейност, разходи за участие в експертни организации и разходи по граждански договори. Прогнозирани са в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 2,9;

- *разходи за вода, отопление и ел. енергия*, прогнозирани в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 5,84.

1.1.3. Разходи за ремонт – включват разходи за текущи ремонти по газопреносната система, деформиращи стойност на ДМА. Прогнозирани са на база ремонтната програма на дружеството, като са отделени от разходите за ремонт, формирайки стойност на ДМА. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,002. Размерът на разходите нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г.

1.1.4. Разходи за вътрешнотръбни инспекции – включват разходи за провеждане на периодични вътрешнотръбни инспекции. Прогнозирани са на база плана за извършване на такива инспекции, част от ремонтната програма на дружеството. Размерът на разходите за 2025 г. е (...) хил. лв., а за 2029 г. е (...) хил. лв.

1.1.5. Разходи за заплати – включват разходите за заплати на пряко заетия персонал в дейностите по преноса на природен газ и дял от разходите за заплати на общия персонал, обслужващ лицензионните дейности, извършвани от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Прогнозните стойности са определени въз основа на средната работна заплата за предприятието за 2024 г. съгласно сключен на 30.12.2024 г. Колективен трудов договор (КТД) и прогнозния брой на персонала за периода 2025 – 2029 г. Размерът на разходите нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г.

1.1.6. Разходи за социално осигуряване, които включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗДДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др. Прогнозните стойности са определени въз основа на средните разходи за социално осигуряване на заето лице, определени от средната работна заплата за предприятието за 2024 г. съгласно сключения КТД и прогнозния персонал за периода до 2029 г. Размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г.

1.1.7. Социални разходи, които включват допълнителни надбавки към заплатата на персонала, съгласно сключения КТД. Прогнозните стойности са определени въз основа на средните социални разходи на заето лице за 2024 г. и прогнозния брой на персонала за периода 2025 – 2029 г. Размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г.

1.1.8. Други разходи, които нарастват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г. и включват:

- *разходи за охрана на труда*, включват разходи за трудова медицина и организирани дейности по охрана на труда. Планирани във връзка с прогнозния брой на персонала, зает в дейностите по пренос на природен газ, като възлизат на 180 лв. на година на всеки зает;

- *разходи за служебни карти и осигурен транспорт*, включват разходи за осигурен транспорт на персонала до обектите на месторабота. Прогнозирани на база отчетни стойности и прогнозния размер на персонала, зает в дейността по пренос на природен газ,

като възлизат на 680 лв. на година на всеки зает;

- *разходи за маркетинг и реклама*, включват разходи за печат и разпространение на рекламни материали и извършване на маркетингови проучвания, планирани въз основа на отчетни данни и параметъра „прогнозни количества пренесен природен газ”. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,44 на 1 TWh пренесени количества природен газ;

- *разходи за командировки*, прогнозирани на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ. Коефициентът на влияние на параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“ върху стойността на разхода е 1,26;

- *разходи за обучение на персонала*, прогнозирани на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ. Коефициентът на влияние на параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“ върху стойността на разхода е 0,51.

1.2. Променливи експлоатационни разходи – пряко зависят от пренесените количества природен газ и включват разходи, свързани с технологията на преноса, като дружеството не планира такъв вид разходи през втория регулаторен период.

2. Разходи за амортизации

Съгласно чл. 12, ал. 1 от Методиката, разходите за амортизация за образуване на необходимите годишни приходи за всяка година от регулаторния период включват прогнозния размер на годишната амортизация на съществуващите и новите активи, придобити през съответната година, обслужващи дейността по преноса на природен газ и определени на база на одобрения от Комисията бизнес план на оператора.

Разходите за амортизации са определени на база линеен метод на амортизация, съгласно т. 62 от МСС 16 „Имоти, машини и съоръжения“, както и според амортизационния срок на видовете активи, определен в приложение № 1 към Методиката.

Размерът на разходите нараства от 266 550 хил. лв. през 2025 г. на 333 131 хил. лв. през 2029 г.

3. Директно прехвърляеми разходи представляват разходи или приходи, възникващи в процеса на извършване на дейността, върху които операторът не може пряко да влияе и същите директно се прехвърлят към дейността по пренос на природен газ.

Съгласно чл. 17 от Методиката, директно прехвърляемите разходи за съответната година от регулаторния период се определят всяка година и включват следните елементи:

- *разходи за акциз върху горивния газ*, включващи платимия акциз за използвания горивен газ за компресорните станции, работещи на природен газ по преносната система и разходи за акциз на газа, предназначен за отопление, свързан с различни технологични процеси по пренос на природен газ (основно подгряване на газ в АГРС). Разходите са определени на база на прогнозните количества необходим горивен газ и газ за технологични нужди и действащите ставки на акциз за моторно гориво и акциз за отопление, съгласно митническото законодателство към момента на изготвяне на бизнес плана. Необходимите количества горивен газ за работа на компресорните станции са прогнозирани въз основа на отчетените стойности за базовата година и производствената програма за обемите пренесени количества природен газ. Тези разходи са прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *разходи за закупуване на квоти за емисии на парникови газове*, произтичащи от задължение на предприятието по Директива 2003/87/ЕО на Европейския Парламент и на Съвета от 13 октомври 2003 година за установяване на схема за търговия с квоти за емисии на парникови газове в рамките на Общността и произтичащото от нея национално законодателство. С Директивата се въвежда система за търговия с емисии за страните

членки на Европейския съюз като общностното и национално законодателство задължава „Булгартрансгаз“ ЕАД да закупува разликата между произведените емисии парникови газове при работа на компресорните станции по газопреносната система и определената му квота емисии. Тези разходи са прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *лицензионни такси*, включващи разходи за лицензионни такси по двете лицензии за пренос, на които е титуляр „Булгартрансгаз“ ЕАД. Разходите са в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката. За всяка година от регулаторния период са прогнозирани в размер на 2000 лв. плюс 0,055% от прогнозните приходи за предходната година. Тези разходи са прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *местни данъци и такси*, прогнозирани въз основа на отчетни данни и нарастването на отчетната стойност на активите, заети в извършването на дейността по пренос на природен газ. Коефициентът на влияние на параметъра „отчетна стойност на активите“ върху стойността на разхода е 0,17. Тези разходи са прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *разходи за участие в ЕМОПС* – за заплащане на годишна такса за участието в ЕМОПС, прогнозирани с постоянен за целия период размер от (...) хил. лв.;

- *разходи за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ*, които включват разходи за съхранение в ПГХ „Чирен“ на технологичен газ за нуждите на преноса, извън количествата за съхранение на природен газ за нуждите на балансирането. Тези разходи са прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *други приходи при извършване на лицензионните дейности* – в състава на директно прехвърляемите разходи са включени с отрицателен знак „други приходи при извършване на лицензионните дейности“, представляващи прогнозни приходи, възникващи при извършване на лицензионните дейности, извън приходите от дейността по пренос на природен газ (приходи от цена за достъп, приходи от цена за пренос и приходи от цена за присъединяване). С цел постигане на съответствие с чл. 7, ал. 4 на Методиката, съответните прогнозни приходи са извадени от директно прехвърляемите разходи по години от регулаторния период.

Директно прехвърляемите разходи (общи) за първата година от регулаторния период – 2025 г. са в размер на 44 954 хил. лв.

В състава на директно прехвърляемите разходи се включват и разходи, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото, включително свързани със сигурността на доставките и изпълнение на задълженията на оператора, произтичащи от Плана, и включват поддържането на наличност в ПГХ „Чирен“ на 205 300 MWh природен газ собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. По силата на чл. 35 от ЗЕ, енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. Съгласно т. 5.1.1.18. от Плана, разходите на „Булгартрансгаз“ ЕАД по т. 5.1.1.16. се възстановяват чрез цените за достъп и пренос на природен газ по газопреносните мрежи по реда на чл. 35 от ЗЕ.

Разходите, свързани със съхранението на количествата природен газ за покриване на наложени задължения към обществото, е определен на база необходимите приходи за дейността „съхранение на природен газ“ покривани от съхранение на природен газ необходим за изпълнение на наложените задължения към обществото (поддържане на запас от 205 300 MWh природен газ в газохранилището).

Директно прехвърляемите разходи, формиращи компонентата на цената за пренос до национални изходни точки/зони, покриваща наложени задължения към обществото, за първата година от регулаторния период са в размер на 679 хил. лв. В тази връзка следва да се има предвид разпоредбата на чл. 25, ал. 3 от Методиката, съгласно която цената за пренос може да включва разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, които се посочват като отделна компонента в цената.

Разходите за технологични нужди по преноса на природен газ, включително и разходите за осигуряване на горивен газ и електрическа енергия за работата на компресорните станции са в отделна група, с цел формиране на технологична компонента в прилаганите цени за пренос:

- *разходи за технологични нужди по преноса*, които представляват остойностени разлики между измерени входящи и изходящи количества природен газ (дебаланс), както и количества за технологични нужди (изпускания на газ при ремонти и аварии и други). Разликите между измерените входящи и изходящи количества природен газ са прогнозираны в зависимост от отчетените такива за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ по години от регулаторния период при понижаващ се процент на дебаланса между вход и изход. В размера им не са включени прогнозни технологични разходи, получени в натура по сключени дългосрочни договори за пренос на природен газ.

- *разходи на газ за топлинни процеси при преноса на природен газ* – за подгриване на газа, с цел елиминиране ефекта на Джаул-Томсън, възникващ при значителни технологични понижавания на налягането на природния газ. Разходите са прогнозираны на база отчетените за базовата година и увеличението на прогнозните пренесени количества природен газ;

- *разходи за горивен газ за компресорните станции, обслужващи преноса на природен газ* – представляват разходи за природен газ, използван за работата на компресорните станции. Прогнозираны на база отчетените разходи за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ, като не включват прогнозни разходи за горивен газ в натура, получен по сключени дългосрочни договори за пренос на природен газ.

В следващата таблица са представени изходните данни и конкретните изчисления:

Таблица № 6

Видове технологични разходи на природен газ	2024 г. базова	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Пренесени количества природен газ, извън дългосрочни договори с фиксирани цени, GWh	72 892	84 925	96 512	104 475	112 380	119 122
Процент дисбаланс между вход и изход, %	0,29%	0,286%	0,270%	0,255%	0,241%	0,226%
Газ за покриване на дисбаланса между вход и изход, MWh	212 302	242 588	260 293	266 621	270 500	269 455
Газ за топлинни технологични процеси, MWh	19 263	21 266	23 920	26 442	28 805	30 321
Горивен газ за работа на компресорните станции, MWh	126 618	133 136	142 737	159 792	182 987	206 823
Природен газ за технологични нужди, MWh	358 183	396 990	426 951	452 855	482 292	506 599
Цена на газа за технологични нужди, лв./MWh	64,24	64,40	64,40	64,40	64,40	64,40
Технологични разходи на природен газ, хил. лв.	23 010	25 566	27 496	29 164	31 060	32 625

- *разходи за електрическа енергия за работа на компресорните станции по националната газопреносна мрежа*, представляващи разходи за ел. енергия, използвана за работата на електрически задвижваните КС „Вълчи дол” и КС „Полски Сеновец”. Прогнозираны в зависимост от данните за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ до изходни точки на националната газопреносна мрежа, като 0,011 лв. на MWh пренесен природен газ по националната газопреносна мрежа.

Общо технологичните разходи за първата година от регулаторния период са в размер на 25 897 хил. лв.

Необходимите приходи, формиращи технологичната компонента на цената за пренос, за първата година от регулаторния период са в размер на 26 147 хил. лв.

Предвид гореизложеното, изчислените и предложени от „Булгартрансгаз“ ЕАД прогнозни разходи, за първата година от регулаторния период са икономически обосновани и в съответствие с представения за одобрение бизнес план за периода 2025 – 2029 г.

IX. Коефициент за подобряване на ефективността

Съгласно чл. 18, ал. 1, т. 5 от Методиката, по предложение на оператора Комисията утвърждава коефициент за подобряване на ефективността, който се прилага по отношение на прогнозните експлоатационни разходи.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че поради липсата на база за сравнение между достатъчен на брой оператори на преносни системи в България и, използвайки само национални данни, не може да бъде направен сравнителен анализ, въз основа на който да бъде изчислен коефициент за подобряване на ефективността. Такъв анализ може да бъде направен, ако бъдат използвани международни компании. Сравняването на оператора с международните компании изисква надеждни данни, регионално сътрудничество на включените заинтересовани страни и избор на подходящи критерии. Коефициентът за подобряване на ефективността може да бъде определен и като приблизително отразяващ повишаването на продуктивността на сектор „Природен газ“ в страната, като за целта следва да бъдат взети данни от извършен анализ за повишаването на ефективността на сектора. Според оператора, понастоящем тези условия не са изпълними. В тази връзка предложението на заявителя е за третия регулаторен период да бъде използван същият критерия за определяне на коефициента, както за втория регулаторен период, а именно: той да е равен на половината от прогнозната годишна инфлация за периода, или 1,05%.

Предвид гореизложеното и невъзможността да бъде направен посочения сравнителен анализ, приемането на предложението от „Булгартрансгаз“ ЕАД коефициент на подобряване на ефективността който да бъде прилаган по отношение на прогнозните експлоатационни разходи, е целесъобразно.

X. Коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи

Съгласно чл. 18, ал. 1, т. 6 от Методиката, за регулаторния период 2025 – 2029 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване от Комисията коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи, в размер на -0,03157.

Коефициентът на изглаждане „X“ е въведен с цел избягване на поява на големи отклонения на годишните необходими приходи по години от регулаторния период, както и в сравнение с годината, предшестваща нов регулаторен период, вследствие на неравномерност в стойностите на ценообразуващите елементи по години. Чрез прилагането на коефициента се постига равномерно изменение с възходяща или низходяща тенденция на базовите НГП за регулаторния период, започваща от изчислени необходими приходи за базовата година, като едновременно се гарантира събираемостта на определените по години елементи на необходимите годишни приходи.

При изчисляването на коефициента се решава уравнение от чл. 7, ал. 3 от Методиката чрез търсене на такова значение на „X“, което удовлетворява условието сумата от дисконтираните изчислени суми от експлоатационни контролируеми разходи, амортизации и възвръщаемост на активите за годините на регулаторния период да е равна на сумата от дисконтираните изгладени годишни необходими приходи.

Предложеният за регулаторния период 2025 – 2029 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД коефициент за изглаждане на необходими приходи в размер на -0,03157 е изчислен в съответствие с регламентирания начин.

Изказвания по т.2.:

Докладва М. Димитров. В Комисията е получено заявление от 06.06.2025 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи за регулаторния период 2025 – 2029 г. Резултатите от извършения анализ на заявлението за утвърждаване на необходими приходи за регулаторен период 2025 – 2029 г. и приложените документи са отразени в доклад от 05.09.2025 г., приет от КЕВР с решение по Протокол от 10.09.2025 г., т. 2. Приетият от КЕВР доклад е публикуван на интернет страницата на Комисията, като съгласно изискванията на ЗЕ на 17.09.2025 г. е проведено открито заседание за обсъждане на доклада. Представителите на „Булгартрансгаз“ ЕАД са заявили, че нямат възражения по доклада.

При представянето на доклада пред Комисията работната група подробно е докладвала всички параметри, формиращи необходимите годишни приходи.

М. Димитров прочете диспозитива на проекта на решение:

На основание чл. 30, ал. 1, т. 12 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 2, т. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 6, ал. 3, чл. 18, ал. 1 и 3 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя на „Булгартрансгаз“ ЕАД регулаторен период с продължителност от 5 газови години: от 1 октомври 2025 г. до 30 септември 2030 г.

II. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД за регулаторния период:

1. База на възвръщаемост за ценови периоди: 1 октомври 2025 г. – 30 септември 2026 г. – в размер на 6 251 262 хил. лв.; 1 октомври 2026 г. – 30 септември 2027 г. – в размер на 6 695 306 хил. лв.; 1 октомври 2027 г. – 30 септември 2028 г. – в размер на 6 842 018 хил. лв.; 1 октомври 2028 г. – 30 септември 2029 г. – в размер на 6 950 107 хил. лв.; 1 октомври 2029 г. – 30 септември 2030 г. – в размер на 6 883 895 хил. лв.;

2. Норма на възвръщаемост на капитала: 7,70%;

3. Коефициент за подобряване на ефективността: 1,05%;

4. Коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи: -0,03157;

5. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос, извън необходимите приходи, изплащани от технологична компонента и компонента за покриване на наложени задължения към обществото: 100% от цената за достъп;

6. Съотношение на разпределение на необходимите приходи, покривани от цената за достъп по входни и изходни точки/зони: 50% от входните точки/зони на 50% от изходните точки/зони;

III. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД за първата газова година от регулаторния период: от 1 октомври 2025 г. до 30 септември 2026 г.:

1. Необходими годишни приходи: 800 657 хил. лв.;

2. Базови необходими приходи: 875 946 хил. лв.;

3. Прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД - директно прехвърляеми разходи: 71 780 хил. лв., от които:

3.1. Директно прехвърляеми общи разходи: 44 954 хил. лв.;

3.2. Директно прехвърляеми разходи, формиращи технологичната компонента: 26 147 хил. лв.;

3.3. Директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки на изходна зона „България“ за покриване на наложени

задължения към обществото: 679 хил. лв.

Пл. Младеновски установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

На основание чл. 30, ал. 1, т. 12 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 2, т. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 6, ал. 3, чл. 18, ал. 1 и 3 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Определя на „Булгартрансгаз“ ЕАД регулаторен период с продължителност от 5 газови години: от 1 октомври 2025 г. до 30 септември 2030 г.

II. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД за регулаторния период:

1. База на възвръщаемост за ценови периоди: 1 октомври 2025 г. – 30 септември 2026 г. – в размер на 6 251 262 хил. лв.; 1 октомври 2026 г. – в размер на 30 септември 2027 г. – в размер на 6 695 306 хил. лв.; 1 октомври 2027 г. – 30 септември 2028 г. – в размер на 6 842 018 хил. лв.; 1 октомври 2028 г. – 30 септември 2029 г. – в размер на 6 950 107 хил. лв.; 1 октомври 2029 г. – 30 септември 2030 г. – в размер на 6 883 895 хил. лв.;

2. Норма на възвръщаемост на капитала: 7,70%;

3. Коефициент за подобряване на ефективността: 1,05%;

4. Коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи: -0,03157;

5. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос, извън необходимите приходи, изплащани от технологична компонента и компонента за покриване на наложени задължения към обществото: 100% от цената за достъп;

6. Съотношение на разпределение на необходимите приходи, покривани от цената за достъп по входни и изходни точки/зони: 50% от входните точки/зони на 50% от изходните точки/зони;

III. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД за първата газова година от регулаторния период: от 1 октомври 2025 г. до 30 септември 2026 г.:

1. Необходими годишни приходи: 800 657 хил. лв.;

2. Базови необходими приходи: 875 946 хил. лв.;

3. Прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД - директно прехвърляеми разходи: 71 780 хил. лв., от които:

3.1. Директно прехвърляеми общи разходи: 44 954 хил. лв.;

3.2. Директно прехвърляеми разходи, формиращи технологичната компонента: 26 147 хил. лв.;

3.3. Директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки на изходна зона „България“ за покриване на наложени задължения към обществото: 679 хил. лв.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Пламен Младеновски и членът на Комисията Таско Ерменков.

Решението е взето с **два гласа „за“** (Пламен Младеновски - за, Таско Ерменков - за), от които **един глас** (Таско Ерменков) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

I. Приема доклад относно определяне на компенсации за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител за месец август 2025 г.;

II. Определя за периода 01.08.2025 г. – 31.08.2025 г. компенсации за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител, както следва:

1. За битовите крайни клиенти на „Електрохолд Продажби“ ЕАД – компенсация в размер на 49,37 лв./MWh, без ДДС;

2. За битовите крайни клиенти на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – компенсация в размер на 49,55 лв./MWh, без ДДС;

3. За битовите крайни клиенти на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – компенсация в размер на 49,55 лв./MWh, без ДДС;

4. За битовите крайни клиенти на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – компенсация в размер на 4,74 лв./MWh, без ДДС;

По т.2. както следва:

I. Определя на „Булгартрансгаз“ ЕАД регулаторен период с продължителност от 5 газови години: от 1 октомври 2025 г. до 30 септември 2030 г.

II. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД за регулаторния период:

1. База на възвръщаемост за ценови периоди: 1 октомври 2025 г. – 30 септември 2026 г. – в размер на 6 251 262 хил. лв.; 1 октомври 2026 г. – в размер на 30 септември 2027 г. – в размер на 6 695 306 хил. лв.; 1 октомври 2027 г. – 30 септември 2028 г. – в размер на 6 842 018 хил. лв.; 1 октомври 2028 г. – 30 септември 2029 г. – в размер на 6 950 107 хил. лв.; 1 октомври 2029 г. – 30 септември 2030 г. – в размер на 6 883 895 хил. лв.;

2. Норма на възвръщаемост на капитала: 7,70%;

3. Коефициент за подобряване на ефективността: 1,05%;

4. Коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи: -0,03157;

5. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос, извън необходимите приходи, изплащани от технологична компонента и компонента за покриване на наложени задължения към обществото: 100% от цената за достъп;

6. Съотношение на разпределение на необходимите приходи, покривани от цената за достъп по входни и изходни точки/зони: 50% от входните точки/зони на 50% от изходните точки/зони;

III. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД за първата газова година от регулаторния период: от 1 октомври 2025 г. до 30 септември 2026 г.:

1. Необходими годишни приходи: 800 657 хил. лв.;

2. Базови необходими приходи: 875 946 хил. лв.;

3. Прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД - директно прехвърляеми разходи: 71 780 хил. лв., от които:

3.1. Директно прехвърляеми общи разходи: 44 954 хил. лв.;

3.2. Директно прехвърляеми разходи, формиращи технологичната компонента: 26 147 хил. лв.;

3.3. Директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки на изходна зона „България“ за покриване на наложени задължения към обществото: 679 хил. лв.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-1200 от 17.09.2025 г. и Решение на КЕВР № № КБК-2 от 19.09.2025 г. - определяне на компенсация за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител за месец август 2025 г.;

2. Решение на КЕВР № № НГП-1 от 19.09.2025 г. - заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи за регулаторния период 2025 – 2029 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

X

Таско Ерменков - член на КЕВР

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

X

Пламен Младеновски - председател на КЕВР

X

Росица Тоткова - главен секретар на КЕВР

Протоколирал:

X

Антоанета Фикова - главен експерт, АИО,
дирекция "Обща администрация"