РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране

П Р О Т О К О Л

№ 196

София, 01.07.2025 година

Днес, 01.07.2025 г. от 10:15 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 членовете на Комисията Благой Голубарев, Таско Ерменков и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Б. Паунов – и. д. директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, Ел. Маринова – директор на дирекция „Правна“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“ 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. Проект на решение относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

Работна група: Елена Маринова, Боян Паунов, Георги Петров, Радослав Наков, Владимир Петров, Петя Георгиева, Ана Иванова, Цветелина Пешева, Десислава Сиракова, Йовка Велчева, Надежда Иванова и Ненко Ненков

2. Проект на решение относно утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

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

3. Проект на решение относно утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

София 1000, бул. „Кн. Ал. Дондуков“ № 8-10
тел.: (02) 988 87 30; факс: (02) 988 87 82
www.dker.bg, dker@dker.bg

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

4. Доклад с вх. № Е-Дк-834 от 27.06.2025 г. и проект на решение относно прекратяване на административни производства, образувани по заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия.

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

По т.1. Комисията, като разгледа заявления за **утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с вх. № Е-14-01-6 от 31.03.2025 г. от „Топлофикация София“ ЕАД, с вх. № Е-14-49-3 от 31.03.2025 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, с вх. № Е-14-04-5 от 31.03.2025 г. от „Топлофикация - Плевен“ АД, с вх. № Е-14-13-5 от 01.04.2025 г. от „Топлофикация -Бургас“ АД, с вх. № Е-14-53-2 от 03.04.2025 г. от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, с вх. № Е-14-06-2 от 31.03.2025 г. от „Топлофикация-Враца“ ЕАД, с вх. № Е-14-05-3 от 31.03.2025 г. от „Топлофикация-ВТ“ АД, с вх. № Е-14-16-6 от 02.04.2025 г. от „Топлофикация-Разград“ АД, с вх. № Е-14-56-1 от 31.03.2025 г. от „Юлико-Евротрейд“ ЕООД, с вх. № Е-14-09-4 от 01.04.2025 г. от „Топлофикация Русе“ АД, с вх. № Е-14-03-1 от 31.03.2025 г. от „Топлофикация-Перник“ АД, с вх. № Е-14-07-3 от 01.04.2025 г. от „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, с вх. № Е-14-24-3 от 31.03.2025 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, с вх. № Е-14-68-2 от 01.04.2025 г. от „Когрийн“ ООД, с вх. № Е-14-81-1 от 01.04.2025 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“, с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2025 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2025 г. от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“, с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2025 г. от „Инертстрой-Калето“ АД, с вх. № Е-14-59-1 от 31.03.2025 г. от ЧЗП „Румяна Величкова“, с вх. № Е-14-31-2 от 31.03.2025 г. от „Брикел“ ЕАД, с вх. № Е-14-78-2 от 28.03.2025 г. от „Солвей Соди“ АД, с вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2025 г. от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2025 г. от „Декотекс“ АД, с вх. № Е-14-79-2 от 23.05.2025 г. от „Коген Загоре“ ЕООД, с вх. № Е-14-57-1 от 31.03.2025 г. от „Енергиен Център Зебра“ ЕООД, с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2025 г. от „Овердрайв“ АД, с вх. № Е-13-308-1 от 08.04.2025 г. от „Нова Пауър“ ЕООД, с вх. № Е-14-74-1 от 31.03.2025 г. от „Оранжерии-Петров дол“ ООД, с вх. № Е-14-33-2 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ - Бобов дол“ АД и с вх. № Е-14-71-4 от 30.04.2025 г. от „Топлофикация Петрич“ ЕАД, както и доклад с вх. № Е-Дк-710 от 02.06.2025 г.** и събраните данни и доказателства при проведените на 12.06.2025 г. открито заседание и на 13.06.2025 г. обществено обсъждане, установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) са постъпили заявления за утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, както следва: с вх. № Е-14-01-6 от 31.03.2025 г. от „Топлофикация София“ ЕАД, с вх. № Е-14-49-3 от 31.03.2025 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, с вх. № Е-14-04-5 от 31.03.2025 г. от „Топлофикация - Плевен“ АД, с вх. № Е-14-13-5 от 01.04.2025 г. от „Топлофикация–Бургас“ АД, с вх. № Е-14-53-2 от 03.04.2025 г. от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, с вх. № Е-

14-06-2 от 31.03.2025 г. от „Топлофикация-Враца“ ЕАД, с вх. № Е-14-05-3 от 31.03.2025 г. от „Топлофикация-ВТ“ АД, с вх. № Е-14-16-6 от 02.04.2025 г. от „Топлофикация-Разград“ АД, с вх. № Е-14-56-1 от 31.03.2025 г. от „Юлико-Евротрейд“ ЕООД, с вх. № Е-14-09-4 от 01.04.2025 г. от „Топлофикация Русе“ АД, с вх. № Е-14-03-1 от 31.03.2025 г. от „Топлофикация-Перник“ АД, с вх. № Е-14-07-3 от 01.04.2025 г. от „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, с вх. № Е-14-24-3 от 31.03.2025 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, с вх. № Е-14-68-2 от 01.04.2025 г. от „Когрийн“ ООД, с вх. № Е-14-81-1 от 01.04.2025 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“, с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2025 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2025 г. от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“, с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2025 г. от „Инертстрой-Калето“ АД, с вх. № Е-14-59-1 от 31.03.2025 г. от ЧЗП „Румяна Величкова“, с вх. № Е-14-31-2 от 31.03.2025 г. от „Брикел“ ЕАД, с вх. № Е-14-78-2 от 28.03.2025 г. от „Солвей Соди“ АД, с вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2025 г. от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2025 г. от „Декотекс“ АД, с вх. № Е-14-79-2 от 23.05.2025 г. от „Коген Загоре“ ЕООД, с вх. № Е-14-57-1 от 31.03.2025 г. от „Енергиен Център Зебра“ ЕООД, с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2025 г. от „Овердрайв“ АД, с вх. № Е-13-308-1 от 08.04.2025 г. от „Нова Пауър“ ЕООД, с вх. № Е-14-74-1 от 31.03.2025 г. от „Оранжерии-Петров дол“ ООД, с вх. № Е-14-33-2 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ - Бобов дол“ АД и с вх. № Е-14-71-4 от 30.04.2025 г. от „Топлофикация Петрич“ ЕАД.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) КЕВР осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. Разпоредбите на чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4 от ЗЕ определят, че на регулиране от Комисията подлежат цените, по които производителите продават топлинна енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени клиенти и по които топлопреносното предприятие продава топлинна енергия на клиенти. Съгласно чл. 33, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя преференциални цени за продажба на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 162, ал. 1 от ЗЕ, а именно за производители с обекти с обща инсталирана електрическа мощност, по-малка от 500 kW, присъединени към съответната мрежа.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от ЗЕ Комисията определя ежегодно премии за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW. По силата чл. 33а, ал. 2 от ЗЕ премиите се определят като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин. За тези производители съгласно чл. 33, ал. 2 от ЗЕ, Комисията определя преференциални цени, във връзка с определяне на премията.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на §1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена, определена от Комисията по методика за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи, с инсталирана мощност до 10 MW, от биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 33, ал. 1 и 2 от ЗЕ, се определя по начина, посочен

в ал. 3 на чл. 33 от ЗЕ, а именно на база индивидуалните разходи за производство съгласно Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Цените, които подлежат на регулиране, се образуват от енергийните предприятия съобразно изискванията на ЗЕ, наредбите по приложението му и указанията, дадени от Комисията относно образуването на цените.

Основните принципи на ценово регулиране са заложени в ЗЕ, а методите за регулиране на цените, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и утвърждаването на цените, редът за определяне на премиите, методиката за определяне на прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник се определят с наредби за електрическата енергия и топлинната енергия.

С решение по Протокол № 28 от 21.02.2012 г. Комисията е приела прилагането на метод „норма на възвръщаемост на капитала“ за дружествата от сектор „Топлоенергетика“. В тази връзка на основание чл. 36, ал. 1, изр. второ от ЗЕ с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР са приети Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“ (Указания-НВ).

Правилата на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ се съдържат в ЗЕ, Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и от НРЦЕЕ това е метод, при който Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година; следващ регулаторен преглед се извършва по решение на Комисията или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи.

По смисъла на §1, т. 15 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ и §1, т. 15 от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ „регулаторен преглед“ означава дейност, при която Комисията извършва анализ и оценка на отчетната информация за базисната година и прогнозната информация за следващ ценови/регулаторен период, предоставена от енергийните предприятия. В резултат на регулаторния преглед, при прилагане на метода „норма на възвръщаемост на капитала“, Комисията утвърждава прогнозните необходими приходи и цените на енергийните предприятия, включително икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала.

След извършен регулаторен преглед, Комисията с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., считано от 01.07.2024 г., е утвърдила пределни цени на топлинната енергия и е определила преференциални цени и премии на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ на **31 дружества** от сектор „Топлоенергетика“.

По време на регулаторния период, с Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г. Комисията е изменила, считано от 01.01.2025 г., утвърдените с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. пределни цени на топлинната енергия и определените преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия на 31 дружества от сектор „Топлоенергетика“. Изменението на цените и премиите на тези дружества е поради наличието на съществено изменение на определената прогнозна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар на електрическа енергия, както и поради наличие на съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода.

Във връзка с подадените в КЕВР заявления за утвърждаване на цени на енергия от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ със Заповед № З-Е-111 от 04.04.2025 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед на заявленията и приложенията към тях за съответствие с изискванията на ЗЕ, НРЦТЕ и НРЦЕЕ, както и на допълнително представена информация във връзка с регулаторния преглед.

Основните цели на регулаторния преглед са свързани с установяване на фактическите технико-икономически и финансови резултати на дружествата, като изходна предпоставка за утвърждаване на прогнозните данни за новия регулаторен период. Индивидуалните констатации относно прегледа на отчетните технико-икономически и финансови резултати са представени в синтезиран вид за всяко от дружествата, което е подало заявление в КЕВР.

Индивидуалните констатации след анализите на подадените заявления са показани в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ в Доклад с вх. № Е-Дк-710 от 02.06.2025 г. (Доклада), приет от КЕВР с решение по Протокол № 165 от 04.06.2025 г., т. 2 и публикуван на интернет страницата на Комисията.

Анализ на финансовото състояние на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ за 2024 г. въз основа на годишните финансови отчети, представени в КЕВР:

I. Финансови резултати и изводи от дейността на дружествата с топлинен товар за **битови нужди** през 2024 г.

1. „ТОПЛОФИКАЦИЯ СОФИЯ“ ЕАД

Съгласно представения от „Топлофикация София“ ЕАД одитиран годишен финансов отчет за 2024 г., нетният финансов резултат е ***загуба*** в размер на 143 136 хил. лв., при отчетена ***загуба*** от 88 361 хил. лв. за предходната година.

От данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, е видно следното:

- **Нетните приходи от продажби за 2024 г. намаляват спрямо предходната година с 29,30%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 21,23% спрямо 2023 г.**

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи: приходите от продажби от топлинна енергия намаляват със 7,1% през отчетната година спрямо 2023 г., приходите от продажби на електрическа енергия намаляват с 44,6%. При разходите от оперативната дейност, най-съществено е намалението на разходите за природен газ с 36,7%, следвани от разходите за въглеродни емисии с 14,1%. Увеличение с 20,0% се отчита при разходите за персонал за същия период.

От направения анализ на финансовото състояние на „Топлофикация София“ ЕАД се установява, че собственият капитал на дружеството намалява през 2024 г. с 4,07% спрямо предходната година. Увеличение се отчита при нетекущите активи със 17,3%, главно поради отчетени разходи за придобиване на активи, свързани с инвестиционната програма на дружеството. При текущите активи се отчита намаление с 5,4%, докато краткосрочните задължения нарастват с 43,4%. Намаление се установява при нетекущите задължения с близо 13%, главно поради погасяване на дългосрочни заеми. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., показват влошаване на общата ликвидност и на финансовата автономност на дружеството, а така също и на рентабилността на приходите от продажба.

Във връзка с подаденото от „Топлофикация София“ ЕАД заявление за утвърждаване на цени, в КЕВР е постъпило писмо с вх. № Е-14-01-6 от 20.05.2025 г. от „Булгаргаз“ ЕАД, в което са изложени подробни данни и анализи относно натрупаните задължения от страна

на топлофикационното дружество по Договор за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. В писмото се посочва, че към 19.05.2025 г. общото задължение на „Топлофикация София“ ЕАД към „Булгаргаз“ ЕАД е в размер на 1 306 133 540,82 лв., за което е приложена счетоводна справка, както и графика, от която се вижда, че дългът е натрупан за по-малко от 3 години. „Булгаргаз“ ЕАД е посочило, че се наблюдава тенденция за ниски месечни плащания от страна на „Топлофикация София“ ЕАД, като за периода от м. ноември 2024 г. до м. април 2025 г. фактурираната сума е в общ размер на 530 333 986,81 лв. с ДДС, от която сума топлофикационното дружество е заплатило едва 29%. В резултат на това, общото задължение на „Топлофикация София“ ЕАД за периода от 31.10.2024 г. до 16.05.2025 г. се е повишило с 455 387 632,04 лв. „Булгаргаз“ ЕАД е посочило, че към 31.12.2021 г. задълженията на топлофикационното дружество са формирали около 46% от общите вземания на „Булгаргаз“ ЕАД, а към 24.04.2025 г. тези задължения достигат до 97% от всички вземания на обществения доставчик на природен газ. На следващо място, „Булгаргаз“ ЕАД е посочило, че „Топлофикация София“ ЕАД системно заплаща значително по-ниска цена от утвърдената от КЕВР регулирана цена и капацитетните продукти за периода ноември 2024 г. – април 2025 г., като разликата между фактурираната и заплатената цена варира между 25,58 лв./MWh и 58,33 лв./MWh, което представлява сериозен дефицит за „Булгаргаз“ ЕАД.

Обществеият доставчик на природен газ е заявил, че „Топлофикация София“ ЕАД не изпълнява и собствения си план-график за погасяване на просрочените задължения за доставка на природен газ, предложен на „Булгаргаз“ ЕАД през м. октомври 2024 г., като реално заплатената сума за периода от м. ноември 2024 г. до м. април 2025 г. възлиза в размер на 154 336 142,98 лв., при планирана за разплащане към „Булгаргаз“ ЕАД в размер на 167 823 000,00 лв. или разликата възлиза около 13 млн. лв.

С оглед на огромните просрочени задължения на „Топлофикация София“ ЕАД към „Булгаргаз“ ЕАД, последното е предприело редица действия, за да ограничи и намали нарастването на дълга.

Според „Булгаргаз“ ЕАД регулаторният проблем е от предходни години, като например в периода м. юли-декември 2022 г. натрупаният отрицателен баланс в „Топлофикация София“ ЕАД, в резултат от разлика между заложените от КЕВР прогнозни цени на газа и реалните цени на „Булгаргаз“ ЕАД, на които дружеството е продавало газ през същия период, е в размер на 240 млн. лв.

В допълнение „Булгаргаз“ ЕАД е посочило, че с оглед одобрения от КЕВР бизнес план на „Топлофикация София“ ЕАД за периода 2025-2029 г., към настоящия момент от страна на „Топлофикация София“ ЕАД не е постъпвало предложение за предоговаряне, разсрочване, преструктуриране и/или отлагане на срока на вече падежиралите фактури за доставка на природен газ, нито е представен гратисен период за плащане.

„Булгаргаз“ ЕАД счита, че незадоволителният размер на плащания от страна на „Топлофикация София“ ЕАД поставя под сериозна заплаха способността на „Булгаргаз“ ЕАД да покрива текущите си задължения, създавайки сериозни ликвидни затруднения за дейността на обществения доставчик, като излага на риск стабилността на снабдяването с природен газ на клиенти в цялата страна. Това обстоятелство нанася тежки вреди върху финансовата репутация на „Булгаргаз“ ЕАД и поставя под съмнение ключови партньорства със световни доставчици на втечнен природен газ.

С оглед гореизложеното, „Булгаргаз“ ЕАД е поискало в хода на административното производство по заявлението на „Топлофикация София“ ЕАД за утвърждаване на цени да бъдат отчетени общите задължения на топлофикационното дружество към обществения доставчик на природен газ в размер на 1 306 133 540,82 лв. към 19.05.2025 г., като бъдат разработени и приети регулаторни мерки за ограничаване и намаляване на посочените задължения.

2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПЛОФИКАЦИЯ“ ЕАД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2024 г., общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е положителна стойност в размер на 18 335 хил. лв., формиран от печалба след данъци и такси в размер на 18 481 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 146 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителна стойност в размер на 2 352 хил. лв., формиран от печалба след данъци и такси в размер на 2 487 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 135 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия и други приходи, свързани с продажбата на електрическа енергия за 2024 г., намаляват спрямо предходната година с 10,47%;

- Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 28,15% спрямо предходната година.

От направения анализ на финансовото състояние към 31.12.2024 г. е видно, че размерът на собствения капитал бележи ръст с 56,27% спрямо предходната година. При стойността на нетекущите активи се отчита незначително намаление през отчетния период. По-съществено намаление се наблюдава при текущите активи, с 24,34% спрямо 2023 г., главно поради намаление на търговските и други вземания. В същото време се отчита намаление при дългосрочните задължения на дружеството с 5,54%, както и при краткосрочните задължения с 45,26%, поради погасяване на задължения по получени кредити.

Направеният анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., показва подобряване на финансовата автономност на дружеството, както и по-добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

3. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЛЕВЕН“ АД

Съгласно представения от „Топлофикация - Плевен“ АД одитиран годишен финансов отчет за 2024 г., текущият финансов резултат е ***печалба*** в размер на 7 785 хил. лв., при отчетена ***печалба*** за предходната година в размер на 5 030 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2024 г. намаляват спрямо предходната година с 25,00%;

- Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 24,48% спрямо 2023 г.

След направения анализ на финансовото състояние на „Топлофикация - Плевен“ АД се установява, че собственият капитал на дружеството бележи ръст с 45,72% спрямо предходната година. Стойността на активите през отчетната година се увеличава с 5,45% спрямо 2023 г., основно от увеличение на краткотрайните активи. Отчита се намаление при нетекущите задължения с 23,90% спрямо 2023 г., но се наблюдава увеличение при текущите задължения с 22,49% през 2024 г. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., показват намаление на финансовата задлъжнялост на дружеството, но влошаване на общата ликвидност спрямо предходната година.

4. „ТОПЛОФИКАЦИЯ РУСЕ“ АД

Съгласно представения от „Топлофикация Русе“ АД одитиран годишен финансов отчет (индивидуален) за 2024 г., общият всеобхватен доход е положителна стойност (печалба) в размер на 2 389 хил. лв., при отчетена загуба от 41 722 хил. лв. за предходната година.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби за 2024 г. намаляват спрямо предходната година със 7,06%;

- Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 46,38%.

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че размерът на собствения капитал бележи ръст с 10,95% през 2024 г. Намаление се отчита при дългосрочните и краткосрочните задължения на дружеството – общо с 21,50%, както и при текущите и нетекущите активи, които намаляват общо с 19,98%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., показват влошаване на финансовата автономност на дружеството в резултат на отчетена по-висока стойност на привлечените средства спрямо собствения капитал. Наблюдава се добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

5. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-ПЕРНИК“ АД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2024 г. на „Топлофикация-Перник“ АД, дружеството отчита ***печалба*** от дейността в размер на 4 963 хил. лв., като нетният всеобхватен доход за годината е ***печалба*** в размер на 4 801 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителна стойност (***печалба***) в размер на 1 940 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, е видно, че:

- Нетните приходи от продажби през 2024 г. бележат ръст спрямо предходната година с 5,27%;

- Разходите от оперативната дейност нарастват с 24,27% спрямо 2023 г.

От направения анализ на финансовото състояние на „Топлофикация-Перник“ АД е видно, че собственият капитал на дружеството бележи ръст с 5,41% спрямо предходната година. Намаление се отчита при дългосрочните и краткосрочните задължения на дружеството - общо с 14,8%, както и при текущите и нетекущите активи, които намаляват общо с 8,22%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., показват подобряване на финансовата автономност на дружеството спрямо предходната година. От друга страна се наблюдава по-висока рентабилност на приходите от продажби, както и по-добра обща ликвидност, което е индикатор за подобряване доходността на предприятието и за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

6. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-ВРАЦА“ ЕАД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2024 г., „Топлофикация-Враца“ ЕАД отчита ***печалба*** в размер на 102 хил. лв., спрямо отчетена печалба през 2023 г. в размер на 7 907 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби през 2024 г. бележат спад спрямо предходната година с 30,25%;

- Разходите от оперативната дейност намаляват с 14,82% спрямо предходната година.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за финансовото състояние за 2024 г., е видно, че собственият капитал на дружеството нараства незначително (с 1%) спрямо предходната година. Стойността на активите през отчетната година се увеличава с 5,03% спрямо 2023 г., основно поради увеличение на текущите активи. Отчита се намаление при

дългосрочните задължения на дружеството с близо 9%, но се наблюдава увеличение при краткосрочните задължения със 78,74%.

Направеният анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., показва влошаване на общата ликвидност спрямо предходната година, както и на финансовата автономност на дружеството.

7. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - ВТ“ АД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2024 г. на „ТОПЛОФИКАЦИЯ - ВТ“ АД, дружеството отчита ***загуба*** в размер на 4 094 хил. лв., при ***загуба*** за 2023 г. 1 631 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия бележат спад през 2024 г., спрямо 2023 г. с 23,50%;

- Общите разходи от оперативна дейност намаляват през 2024 г., спрямо 2023 г. с 18,96%.

От направения анализ на финансовото състояние на „ТОПЛОФИКАЦИЯ - ВТ“ АД е видно, че собственият капитал на дружеството се влошава спрямо предходната година, поради отчетен отрицателен финансов резултат. Увеличение се отчита при активите с 1,59%, както и при задълженията, които нарастват със 7,71%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., показват влошаване на финансовата автономност на дружеството.

8. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС“ АД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2024 г., общият всеобхватен доход за отчетната година е положителна стойност в размер на 4 254 хил. лв., формиран от ***печалба*** след данъци и такси в размер на 4 201 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***печалба*** в размер на 53 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителна стойност в размер на 5 851 хил. лв., формиран от ***печалба*** след данъци и такси в размер на 5 299 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***печалба*** в размер на 552 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби на продукция за 2024 г. намаляват спрямо предходната година с 19,68%;

- Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 16,90% спрямо 2023 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за финансовото състояние за 2024 г., е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 10,37% спрямо предходната година, но увеличение се наблюдава и при задълженията, които общо нарастват с 32,83%. Стойността на нетекущите активи през отчетната година е по-висока с 19,71% спрямо отчетния период, основно поради увеличаване размера на предоставените заеми на юридически лица, но така също и поради придобиване на нови дълготрайни активи и извършени инвестиции.

Направеният анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., показва влошаване на финансовата автономност на дружеството в резултат на отчетена по-висока стойност на привлечените средства спрямо собствения капитал. Наблюдава се добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

9. „ВЕОЛИЯ ЕНЕРДЖИ ВАРНА“ ЕАД

Съгласно представения годишен финансов отчет (неодитиран) за 2024 г., общият всеобхватен доход за отчетната година е положителна стойност в размер на 2 863 хил. лв., формиран от ***печалба*** след данъци и такси в размер на 2 866 хил. лв. и друг всеобхватен

доход ***загуба*** в размер на 3 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителна стойност в размер на 273 хил. лв., формиран от ***печалба*** след данъци и такси в размер на 265 хил. лв. и друг всеобхватен доход ***печалба*** в размер на 8 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби намаляват през 2024 г., спрямо 2023 г. с 5,82%;

- Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2024 г. с 20,08%.

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал нараства с 22,97% спрямо предходната година. Намаление се отчита при дългосрочните и краткосрочните задължения на дружеството – общо с 1,42%, като при текущите и нетекущите активи се наблюдава увеличение общо с 5,79%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., показват подобряване на финансовата автономност на дружеството спрямо предходната година, както и добра обща ликвидност, което от своя страна е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

10. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-РАЗГРАД“ АД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2024 г., „ТОПЛОФИКАЦИЯ-РАЗГРАД“ АД отчита отрицателен финансов резултат от оперативна дейност (***загуба***) в размер на 451 хил. лв., но общият всеобхватен доход за 2024 г. е положителна стойност (***печалба***) в размер на 2 128 хил. лв., главно поради отчетени приходи от преоценка на нефинансови активи. За предходната година общият всеобхватен доход е отрицателна стойност в размер на 356 хил. лв., в т. ч. загуба от оперативна дейност възлизаща на 132 хил. лв. От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватния доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажба намаляват през 2024 г., спрямо 2023 г. с 27,44%;

- Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2024 г. с 20,03%.

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2024 г. се увеличава със 75,51% спрямо предходната година, главно поради увеличаване на резервите. Стойността на нетекущите активи е по-висока с 47,18% спрямо 2023 г., поради придобиване на нови дълготрайни активи, но се отчита намаление на краткотрайните активи с 25,11%. При дългосрочните задължения на дружеството се установява увеличение с близо 12%, но при краткосрочните задължения се отчита намаление с 16,24%. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура, показват значително подобряване на финансовата автономност на дружеството, но влошаване на показателите за ликвидност.

11. „Топлофикация-Сливен-инж.Ангел Ангелов“ ЕАД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2024 г. на „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, дружеството е реализирало ***печалба*** в размер на 7 499 хил. лв., при отчетена печалба за предходната година в размер на 27 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, е видно, че:

- **Нетните приходи от продажби през 2024 г. намаляват спрямо предходната година с 18,23%;**
- **Разходите от оперативната дейност намаляват с 32,09%.**

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2024 г. е с положителна стойност в размер на 4 600 хил. лв., а така също, че задълженията нарастват с 6,17% спрямо предходния период. При активите се отчита увеличение с близо 10%, главно поради увеличение на текущите вземания, но и поради придобиване на нови дълготрайни активи. В тази връзка, финансовите показатели,

изчислени на база обща балансова структура, показват подобряване на общата ликвидност и на финансовата автономност на дружеството спрямо предходната година.

12. „ЮЛИКО – ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД

„Юлико – Евротрейд“ ЕООД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2024 г., отчита ***печалба*** в размер на 110 хил. лв., увеличена спрямо 2023 г., когато е в размер на 85 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби за 2024 г. се увеличават спрямо 2023 г. с 4,39%;

- Разходите от оперативна дейност се увеличават през 2024 г., спрямо 2023 г. с 2,69%.

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 8,51% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват през отчетната година с 44,07%, като дружеството отчита подобряване на показателите за финансова автономност и ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г.

13. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

Съгласно представения годишен финансов отчет за 2024 г. дружеството отчита нетна ***печалба*** в размер на 225 300 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е била 537 052 хил. лв.

При направен анализ на данните, съдържащи се в Отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, се установява следното:

- Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2024 г. намаляват спрямо предходната година с 19,10%;

- Разходите от оперативната дейност бележат спад със 7,29%.

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2024 г., може да бъде направен изводът, че „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД поддържа висока обща ликвидност и нисък коефициент на задлъжнялост.

II. Финансови резултати и изводи от дейността на дружествата с топлинен товар за **небитови нужди** през 2024 г.

1. „КОГРИЙН“ ООД

Съгласно представения от „КОГРИЙН“ ООД одитиран годишен финансов отчет за 2024 г., дружеството отчита печалба в размер на 2 187 хил. лв., спрямо 2023 г., когато е отчетена загуба в размер на 727 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажба намаляват през 2024 г. с 30,39% спрямо 2023 г.;

- Общите разходи от оперативна дейност също намаляват през 2024 г. спрямо 2023 г. с 37,26%, като с най-голям дял са разходите за материали (78%).

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, няма възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но отчита висока обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

2. „СОЛВЕЙ СОДИ“ АД

Съгласно представения одитиран годишен индивидуален финансов отчет за 2024 г., общият всеобхватен доход на „Солвей Соди“ АД е положителна стойност в размер на 59 053 хил. лв., формиран от ***печалба*** в размер на 59 150 хил. лв. и актюерска загуба в размер в размер на 97 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход също е положителна величина в размер на 229 840 хил. лв., формиран от ***печалба*** в размер на 230 392 хил. лв. и актюерска загуба в размер на 552 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода и другия всеобхватен доход, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажби намаляват през 2024 г., спрямо 2023 г. с 29,64%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 6,30% спрямо предходната година.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г. е видно, че размера на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, има възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, като отчита и висока обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

3. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2024 г. реализира ***загуба*** в размер на 1 570 хил. лв. при отчетена ***печалба*** за предходната година в размер на 860 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби за 2024 г. намаляват спрямо 2023 г. с 57,69%;

- Общите разходи от оперативната дейност (без стойността на продадените активи) намаляват през 2024 г. с 45,65%.

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството намалява с 24,11% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват през отчетната година с 36,26%, при намаляване на краткотрайните активи с 38,81%, което води до подобряване на показателите за финансова задлъжнялост и за обща ликвидност на дружеството спрямо предходната година.

4. „Декотекс“ АД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2024 г., „Декотекс“ АД реализира ***печалба*** в размер на 1 526 хил. лв., увеличена спрямо 2023 г., когато е 888 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби за 2024 г. се увеличават спрямо 2023 г. със 17,68%.

- Общите разходи от оперативната дейност през 2024 г. се увеличават спрямо 2023 г. с 19,20%.

След направения анализ на финансовото състояние се установява, че собственият капитал на дружеството нараства с 3,18% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват с 5,45%, при незначително увеличение на активите с 2,45%. Това от своя страна води до подобряване на показателите за финансова автономност и за ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г.

5. ЧЗП „Румяна Величкова“

От представения одитиран годишен финансов отчет за 2024 г. е видно, че ЧЗП „Румяна Величкова“ реализира положителен финансов резултат за годината (***печалба***) в размер на 840 хил. лв., при ***печалба*** от 496 хил. лв. за 2023 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажба на продукция се увеличават през 2024 г., спрямо 2023 г. с 6,44%;

- Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2024 г., спрямо 2023 г. с 10,06%.

От направения анализ на финансовото състояние, е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 25,18% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват с 35,67%, при незначително увеличение на активите с 3,92%. Това от своя страна води до подобряване на показателите за финансова автономност и за ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г.

6. „Енергиен център Зебра“ ЕООД

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2024 г., „Енергиен център Зебра“ ЕООД отчита ***загуба*** в размер на 37 хил. лв., спрямо отчетена ***загуба*** за 2023 г. в размер на 76 хил. лв.

Дружеството не отчита приходи от регулирана дейност през 2024 г., а само разходи от оперативната дейност, което води до формиране на отрицателен финансов резултат за годината. При собствения капитал се отчита съществено увеличение: със 132,61%, главно поради увеличение на резервите. От друга страна се наблюдава значително нарастване и в стойността на дълготрайните активи – с 278,18% през 2024 г. спрямо предходната година, докато при задълженията увеличението е под 1%. Направеният анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., показва съществено подобряване на показателя за финансовата автономност.

7. „Инертстрой - Калето“ АД

„Инертстрой - Калето“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2024 г., отчита нетна **печалба** в размер на 2 064 хил. лв. при **печалба** от 1 102 хил. лв. за 2023 г.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби за 2024 г. нарастват спрямо 2023 г. с 8,22%;

- Общите разходи от оперативна дейност намаляват през 2024 г., спрямо 2023 г. със 7,52%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, има възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, като отчита и висока обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

8. „Оранжерии - Петров дол“ ООД

„Оранжерии Петров дол“ ООД, съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2024 г., отчита ***печалба*** в размер на 46 хил. лв. През предходната 2023 г. дружеството е реализирало ***загуба*** в размер на 987 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби за 2024 г. нарастват спрямо 2023 г. с 13,31%;

- Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2024 г., спрямо 2023 г. с 6,09%.

След извършения анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2024 г. се подобрява незначително спрямо 2023 г. година, но остава отрицателна величина в размер на 706 хил. лв. От друга страна, задълженията намаляват незначително през отчетната година, но се наблюдава и намаление в стойността на дълготрайните материални активи с около 16%, главно поради намаление в частта: „*машини, производствено оборудване и апаратура*“. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., показват подобряване на финансовата автономност на дружеството, а така също и на общата му ликвидност, поради по-голям ръст на краткотрайните активи спрямо краткосрочните задължения.

9. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД

Съгласно представения одитиран годишен индивидуален финансов отчет за 2024 г., дружеството отчита нетна ***печалба*** в размер на 4 589 хил. лв., която е намалена спрямо предходната година, когато е 12 338 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажби се увеличават през 2024 г. спрямо 2023 г. с 18,82%;

- Общите разходи от оперативната дейност нарастват незначително през 2024 г. спрямо 2023 г. (с 0,17%).

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с близо 1% спрямо предходната година. Стойността на нетекущите активи е по-висока с 18,39% спрямо 2023 г., поради придобиване на нови дълготрайни активи, но се отчита намаление на краткотрайните активи с 2,52%. При дългосрочните задължения на дружеството се установява увеличение с близо 10%, както и при краткосрочните задължения, които нарастват с 6,48%. Финансовите изчисления, на база обща балансова структура, показват влошаване на общата ликвидност и на финансовата автономност на дружеството.

10. „Оранжерии - Гимел II“ ЕООД

„Оранжерии - Гимел II“ ЕООД, съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2024 г., отчита нетна ***печалба*** в размер на 237 хил. лв., която нараства спрямо 2023 г., когато дружеството реализира ***печалба*** от 123 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажба намаляват през 2024 г. спрямо 2023 г. с 25,29%;

- Общите разходи от оперативна дейност също намаляват през 2024 г. спрямо 2023 г. с 29,22%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., е видно, че същите се подобряват, но размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, дружеството е в невъзможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но отчита висока обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

11. „Оранжерии Гимел“ АД

„Оранжерии Гимел“ АД, съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2024 г., отчита нетна **печалба** в размер на 2 195 хил. лв. при отчетена ***печалба*** за предходната година от 81 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажба намаляват през 2024 г. спрямо 2023 г. с 2,30%;

- Общите разходи от оперативна дейност също намаляват през 2024 г. спрямо 2023 г. с 10,43%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, има възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, като отчита и висока обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

„Оранжерии Гимел“ АД е представило към годишния финансов отчет за 2024 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, в т.ч. за ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ и ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, както следва:

11.1. ТЕЦ Оранжерия 200 дка

Приходите на „ТЕЦ Оранжерия 200 дка“ през 2024 г. са в размер на 8 221 хил. лв. при отчетени 7 972 хил. лв. за предходната година, или ръст с 3,12%. Общите разходи са в размер на 4 296 хил. лв. през 2024 г. спрямо 7 019 хил. лв. за 2023 г., или намаление от 38,79%. Финансовият резултат от регулираната дейност за 2024 г. е ***печалба*** в размер на 3 754 хил. лв., която нараства спрямо предходната година, когато е в размер на 939 хил. лв.

11.2. ТЕЦ Оранжерия 500 дка

Приходите на „ТЕЦ Оранжерия 500 дка“ през 2024 г. намаляват на 5 723 хил. лв., спрямо 5 999 хил. лв. за 2023 г., или намаление с 4,6%. Общите разходи също намаляват в размер на 3 212 хил. лв. спрямо 5 494 хил. лв., или намаление с 41,54%. Финансовият резултат от регулираната дейност за 2024 г. е ***печалба*** в размер на 2 402 хил. лв., която нараства спрямо предходната година, когато е в размер на 497 **хил. лв.**

12. „Овердрайв“ АД

Съгласно представения одитиран годишен индивидуален финансов отчет за 2024 г., общият всеобхватен доход на дружеството е положителна стойност (***печалба***) в размер на 15 хил. лв., в т. ч. ***печалба*** от оперативна дейност в размер на 141 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е **отрицателна** стойност в размер на 108 хил. лв., в т. ч. ***загуба*** от оперативна дейност в размер на 2 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажба намаляват през 2024 г. с 3,59%;

- Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2024 г. с 5,41%.

След направения анализ на финансовото състояние се установява, че собственият капитал на дружеството се увеличава незначително. Съществено намаление се отчита при дългосрочните задължения със 71,43% спрямо предходната година, поради погасяване на задължения по лизингови договори. При стойността на активите се наблюдава спад със 7,15% спрямо предходната година, главно поради намаление в текущите активи. В тази връзка, изчислените финансови показатели на база обща балансова структура, показват, че дружеството поддържа много добра обща ликвидност и финансова автономност.

13. „Брикел“ ЕАД

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2024 г., дружеството отчита ***загуба*** в размер на 19 279 хил. лв., в т. ч. загуба от оперативна дейност – 8 571 хил.

лв. За предходната година дружеството е отчело загуба в размер на 36 238 хил. лв., в т. ч. загуба от оперативна дейност – 30 323 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба бележат ръст през 2024 г. спрямо 2023 г. с 54,24%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2024 г. спрямо 2023 г. с 25,88%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството се подобрява значително спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват с 21,90%, при увеличение на активите с 31,23%. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2024 г., показват подобряване на финансовата автономност на дружеството, а така също и на общата му ликвидност, поради по-голям ръст на краткотрайните активи спрямо краткосрочните задължения.

<u>14. „Нова Пауър“ ЕООД</u>

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2024 г., дружеството отчита ***печалба*** в размер на 388 хил. лв. През предходната година финансовият резултат също е положителна стойност в размер на 323 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажба нарастват през 2024 г. с 13,69%;

- Общите разходи от оперативната дейност също нарастват през 2024 г. със 7,46%.

След направения анализ на финансовото състояние се установява, че собственият капитал на дружеството намалява през 2024 г. спрямо предходната година с 26,35%, поради намаляване на неразпределената печалба от минали години. Съществено увеличение се отчита при задълженията на дружеството – с около 72% спрямо предходната година, главно поради възникване на дългосрочни задължения към финансови предприятия. При активите се наблюдава увеличение с 30,10% спрямо предходната година, главно поради увеличение в стойността на дълготрайните финансови активи. В тази връзка, изчислените финансови показатели на база обща балансова структура, показват, че общата ликвидност се подобрява, но финансова автономност на дружеството се влошава.

<u>15. „Коген Загоре“ ЕООД</u>

За регулаторния период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. КЕВР не е утвърждавала цена на топлинната енергия на дружеството. С писмо с вх. № Е-14-79-4 от 09.04.2024 г. „Коген Загоре“ ЕООД е уведомило Комисията, че за регулаторния период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. не е необходимо Комисията да утвърждава цена на топлинната енергия на дружеството, с оглед на това, че през изминалия регулаторен период дружеството не е имало производство.

Към заявление с вх. № Е-14-79-2 от 23.05.2025 г. „Коген Загоре“ ЕООД е представило годишен финансов отчет за 2023 г., като е посочило, че не е осъществявало дейност през 2024 г. и 2025 г.

Извършен е преглед и анализ на представения годишен финансов отчет за 2023 г., при което се установява, че „Коген Загоре“ ЕООД отчита ***загуба*** в размер на 339 хил. лв. при отчетена ***печалба*** за предходната 2022 г. в размер на 2 626 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за приходите и разходите за 2023 г. могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба през 2023 г. възлизат на 0 лв.;**

- **Общите разходи от оперативната дейност през 2023 г. са в размер на 339 хил. лв.**

Поради непредставяне на годишен финансов отчет за 2024 г., не е извършен анализ на финансовото състояние на „Топлофикация Петрич“ ЕАД.

Констатациите от извършения анализ на финансовите резултати на енергийните предприятия обуславят извода, че по отношение на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ са налице предпоставките за извършване на регулаторен преглед и за утвърждаване на цени на енергия за новия регулаторен период съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ.

След прегледа на представените от дружествата данни и документи за новия ценови период от 01.07.2025 г. при метод на регулиране „*норма на възвръщаемост на капитала*“ в ценообразуващите справки са нанесени съответните корекции при прилагане на следния общ подход:

1. Прогнозните условно-постоянни разходи (УПР) на дружествата са формирани при направен детайлен анализ на компонентите, като увеличения, в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период, са допускани само при наличие на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност. Взети са предвид и променените обстоятелства в производствената програма през новия ценови период – например драстично занижени режими на производство, в контекста на инсталираните мощности и натоварванията на съоръженията през изминалия ценови период или липса на мотивирана обосновка, както и периоди в годината, през които енергийното производство работи за собствено потребление на клиентите на неговата площадка. Към утвърдените от Комисията разходни позиции на УПР се допуска добавянето на нови само при подробна и аргументирана обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност. Корекциите на стойностите от тези предложени от дружествата нови разходни позиции целят и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени. Не се допускат неприсъщи разходи, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции или завишени разходи, вследствие прогнози за аварии и др. С оглед гарантиране на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните дружества и клиентите, цените на топлинната и електрическа енергия следва да отчитат и текущата икономическа ситуация в страната. В тази връзка дружествата следва да прецизират работните процеси и оптимизират всички разходи по дейностите.

1.1. Разходите за амортизации за регулаторни цели се приемат на база предоставените от дружествата стойности на активите за производство на електрическа и топлинна енергия и за пренос на топлинна енергия.;

1.2. Относно **разходите за ремонти** е извършен анализ на планираните и реално извършените ремонтни дейности през 2024 г., както и на възможностите на енергийните предприятия да осигурят финансов и организационен ресурс за изпълнение на предвидените ремонтни дейности. Обосновката на разходите за ремонтни дейности включва детайлизиране на разходите по отделни позиции, основание за ремонта, както и обосновка и доказателства за източниците на финансиране. При доказана необходимост от извършване на основен ремонт, произтичащ от задължителните технически указания на завода-производител при изчерпване на определените часове в редовна експлоатация, разходите се прецизират с оглед недопускане в позицията разходи с инвестиционен характер. Аварийни ремонти, възникнали през изминалия ценови период, могат да се включат в разходните позиции, след анализ на техния характер и доказана стойност чрез разходни документи. Разходите за ремонти в производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия са приети на база предоставените от дружествата прогнозни стойности;

1.3. Разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи) са приети на база предоставените от дружествата прогнозни стойности;

1.4. Разходи, възникнали в процеса на участие на балансиращия пазар на електрическа енергия, не са включени в цените. Дружествата следва да оптимизират товаровите графици с цел минимален дисбаланс или компенсиране чрез съответните количества енергия;

1.5. Разходи, свързани с услугата „*дялово разпределение*“, не се включват в регулираните цени, като неприсъщи за лицензионната дейност;

1.6. Разходите за съдебни производства, в случай че са включени в утвърдените разходи, се коригират с приходите от спечелените съдебни процеси (присъдени юрисконсултски възнаграждения), съобразно представената от дружествата информация;

2. Регулаторната база на активите (РБА) е в съответствие с изискванията на глава втора, раздел II от Указания-НВ.

За всички дружества оборотният капитал е изчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходите за амортизации.

3. Норма на възвръщаемост на капитала (НВ):

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

4. Прогнозните количества произведена и продадена електрическа и топлинна енергия са съгласно изискванията на глава трета, раздел I от Указания-НВ и в съответствие с реалните възможности за постигане на ефективни показатели на работа на съоръженията – собствени нужди и специфични разходни норми и други;

5. Количествата на горивото за инсталациите за комбинирано производство са коригирани в съответствие с постигнатата през 2024 г. обща енергийна ефективност на използваното гориво (горива) за производство на електрическа енергия и топлинна енергия. За инсталациите за разделно производство на топлинна енергия корекцията на горивото е направена в съответствие с постигнатата през 2024 г. енергийна ефективност на използваното гориво за производство на топлинна енергия и съответно КПД на водогрейните котли. За целите на ценовото регулиране признатите от Комисията количества горива за новия ценови период не трябва да водят до влошаване на общата, електрическата и топлинната ефективности, изчислени съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г.) за отчетния период, в съответствие с изискването на глава трета, раздел I, т. 10 от Указания-НВ, с изключение на случаите на обоснована от дружеството технологична промяна на режима на производство;

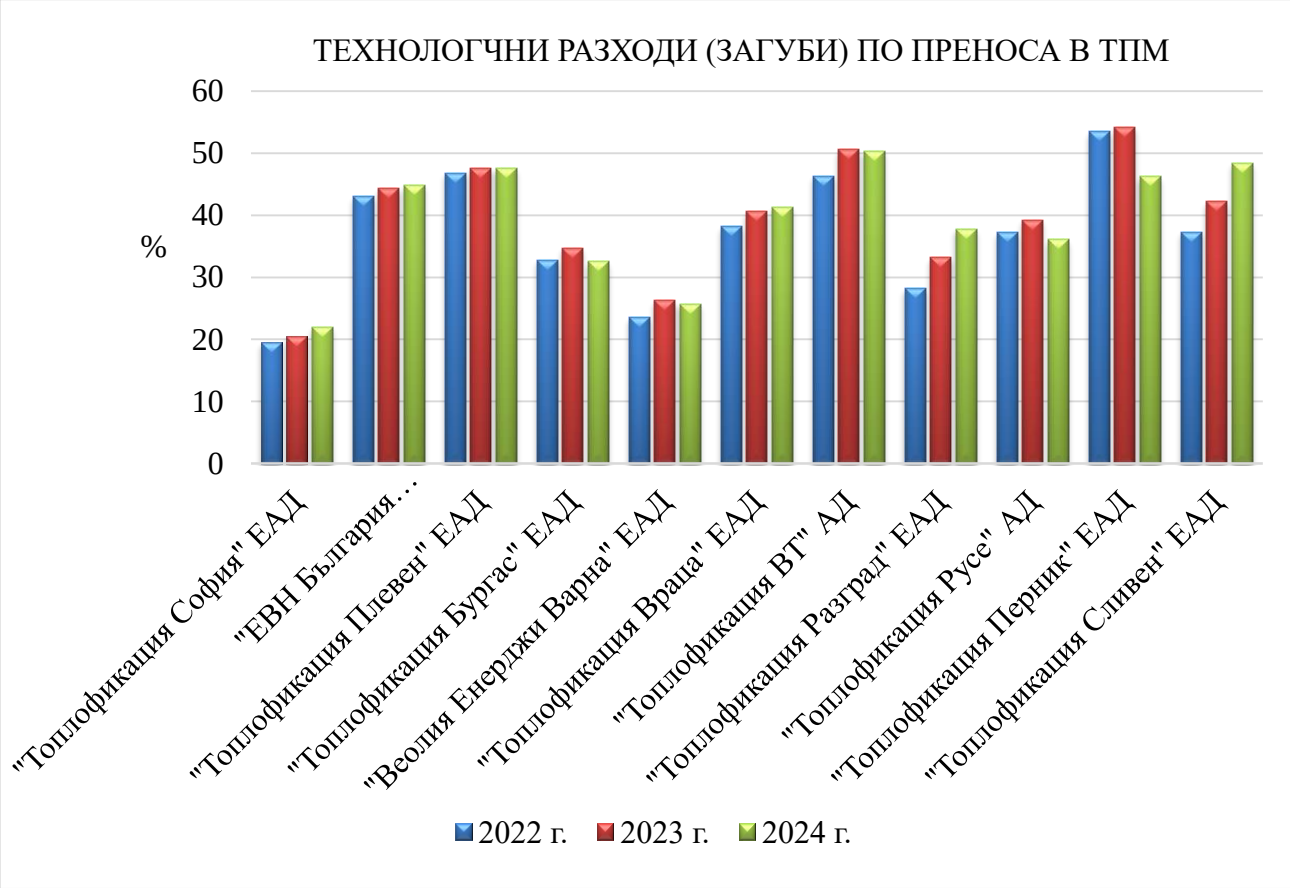
6. Технологични разходи (загуби) по преноса на топлинна енергия

Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса по топлопреносните мрежи (ТПМ) са с целеви стойности по-ниски от постигнатите през последните три години от топлофикационните дружества в Р България. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия

ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа.

За целите на анализа са изискани и получени от дружествата стойностите на всички основни параметри, определящи технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които пряко влияят на цената на топлинната енергия и повишаване на качеството на услугата „централизирано топлоснабдяване“.

Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в топлопреносната мрежа				
	ДРУЖЕСТВО	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
		%	%	%
	„Топлофикация София“ ЕАД	19,5	20,5	22
	„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	43,1	44,3	44,9
	„Топлофикация - Плевен“ ЕАД	46,84	47,6	47,63
	„Топлофикация - Бургас“ ЕАД	32,8	34,75	32,57
	„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД	23,52	26,29	25,73
	„Топлофикация - Враца“ ЕАД	38,19	40,66	41,32
	„Топлофикация - ВТ“ АД	46,36	50,58	50,39
	„Топлофикация-Разград“ ЕАД	28,2	33,2	37,8
	„Топлофикация Русе“ АД	37,27	39,26	36,11
0	**„Топлофикация – Перник“ ЕАД**	53,51	54,21	46,2
1	**„Топлофикация Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД**	37,32	42,16	48,44



От данните, посочени в горната таблица и диаграма се установява, че дружества като „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация - Плевен“ АД „Топлофикация - Враца“ ЕАД, „Топлофикация - ВТ“ АД, „Топлофикация - Перник“ АД и „Топлофикация Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД постигат през последната 2024 г. стойности на загубите по преноса над 40% от отпуснатата от топлоизточниците топлинна енергия, което съществено се различава от най-добрата постигната стойност от „Топлофикация София“ ЕАД през 2022 г. – 19,5%.

Загуби от изтичане (пропуски).

Компенсирането на пропуските в топлопреносните мрежи се осъществява чрез предварително химически обработена добавъчна вода. Средногодишният разход на добавъчната вода във водните топлопреносни мрежи **не трябва да превишава 0,25%** от средногодишния обем на водата в мрежата и в присъединените към нея отоплителни уредби на потребителите, съгласно чл. 638, ал. 2 от Наредба № 9 от 09.06.2004 г. за техническата експлоатация на електрически централи и мрежи (НТЕЕЦМ).

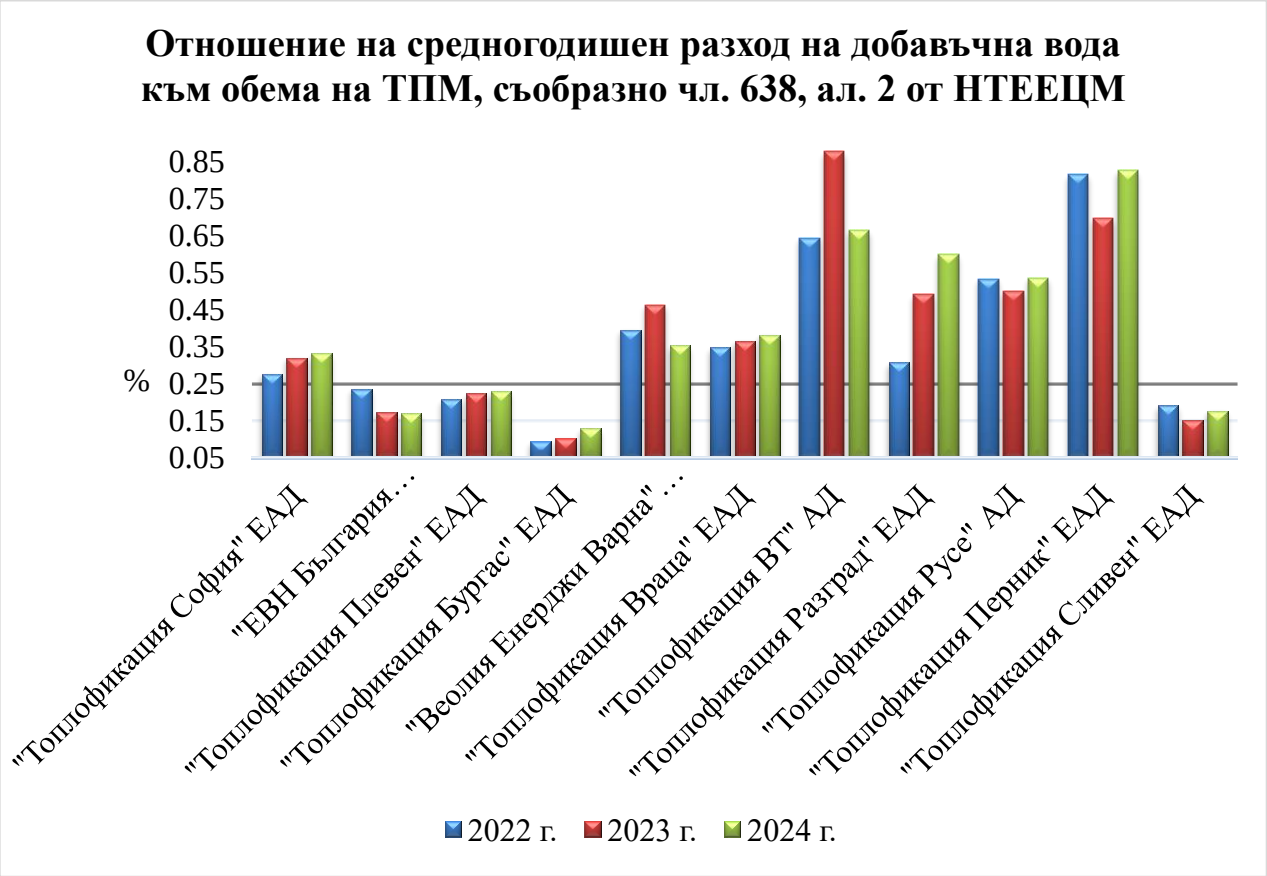
След извършен анализ на данните, предоставени от дружествата в топлофикационния сектор, относно експлоатационни параметри на ТПМ се установява, че за периода 2022 г., 2023 г. и 2024 г. този процент съответно е между 0,09% и 0,88%, при което повечето дружества преминават нормативно определената граница от 0,25% нарушавайки разпоредбите на НТЕЕЦМ.

Обем на ТПМ, m^3				
	ДРУЖЕСТВО	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
		m^3	m^3	m^3
	„Топлофикация София“ ЕАД	178 031	178 077	178 110
	„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	26 090	26 115	26 087
	„Топлофикация - Плевен“ ЕАД	27 100	27 300	27 600
	„Топлофикация - Бургас“ ЕАД	10 800	10 800	10 800
	„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД	2 534	2 538	2 698
	„Топлофикация - Враца“ ЕАД	6 067	6 067	6 067
	„Топлофикация - ВТ“ АД	2 500	2 500	2 500
	„Топлофикация-Разград“ ЕАД	650	650	650
	„Топлофикация Русе“ АД	11 756	11 756	11 756
0	**„Топлофикация – Перник“ ЕАД**	11 603	11 603	11 603
1	**„Топлофикация Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД**	7 840	7 870	7 920

Среден разход на добавъчна вода, m^3/h			
ДРУЖЕСТВО	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
	m^3/h	m^3/h	m^3/h

1	**„Топлофикация София“ ЕАД**	494	570	593
2	**„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД**	62	45	44
3	**„Топлофикация - Плевен“ ЕАД**	56	61	64
4	**„Топлофикация - Бургас“ ЕАД**	10	11	14
5	**„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД**	10	12	10
6	**„Топлофикация - Враца“ ЕАД**	21	22	23
7	**„Топлофикация - ВТ“ АД**	16	22	17
8	**„Топлофикация-Разград“ ЕАД**	2	3	4
9	**„Топлофикация Русе“ АД**	63	59	63
10	**„Топлофикация – Перник“ ЕАД**	95	81	96
11	**„Топлофикация Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД**	15	12	14

Отношение на средногодишен разход на добавъчна вода към обема на ТПМ, съобразно чл. 638, ал.2 от НТЕЕЦМ				
ДРУЖЕСТВО		**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
		%	%	%
	„Топлофикация София“ ЕАД	0,28	0,32	0,33
	„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	0,24	0,17	0,17
	„Топлофикация - Плевен“ ЕАД	0,21	0,22	0,23
	„Топлофикация - Бургас“ ЕАД	0,09	0,10	0,13
	„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД	0,40	0,46	0,35
	„Топлофикация - Враца“ ЕАД	0,35	0,37	0,38
	„Топлофикация - ВТ“ АД	0,65	0,88	0,67
	„Топлофикация-Разград“ ЕАД	0,31	0,49	0,60
	„Топлофикация Русе“ АД	0,53	0,50	0,54
0	**„Топлофикация – Перник“ ЕАД**	0,82	0,70	0,83
1	**„Топлофикация Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД**	0,19	0,15	0,18



В резултат на сравнителните анализи за нивото на технологичните разходи (загуби) дружествата следва да предприемат драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Намаляването на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия ще допринесе за по-ниски цени за клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на дружествата следва да се определи техният допустим годишен размер в съответствие с постигната най-ниска стойност. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности.

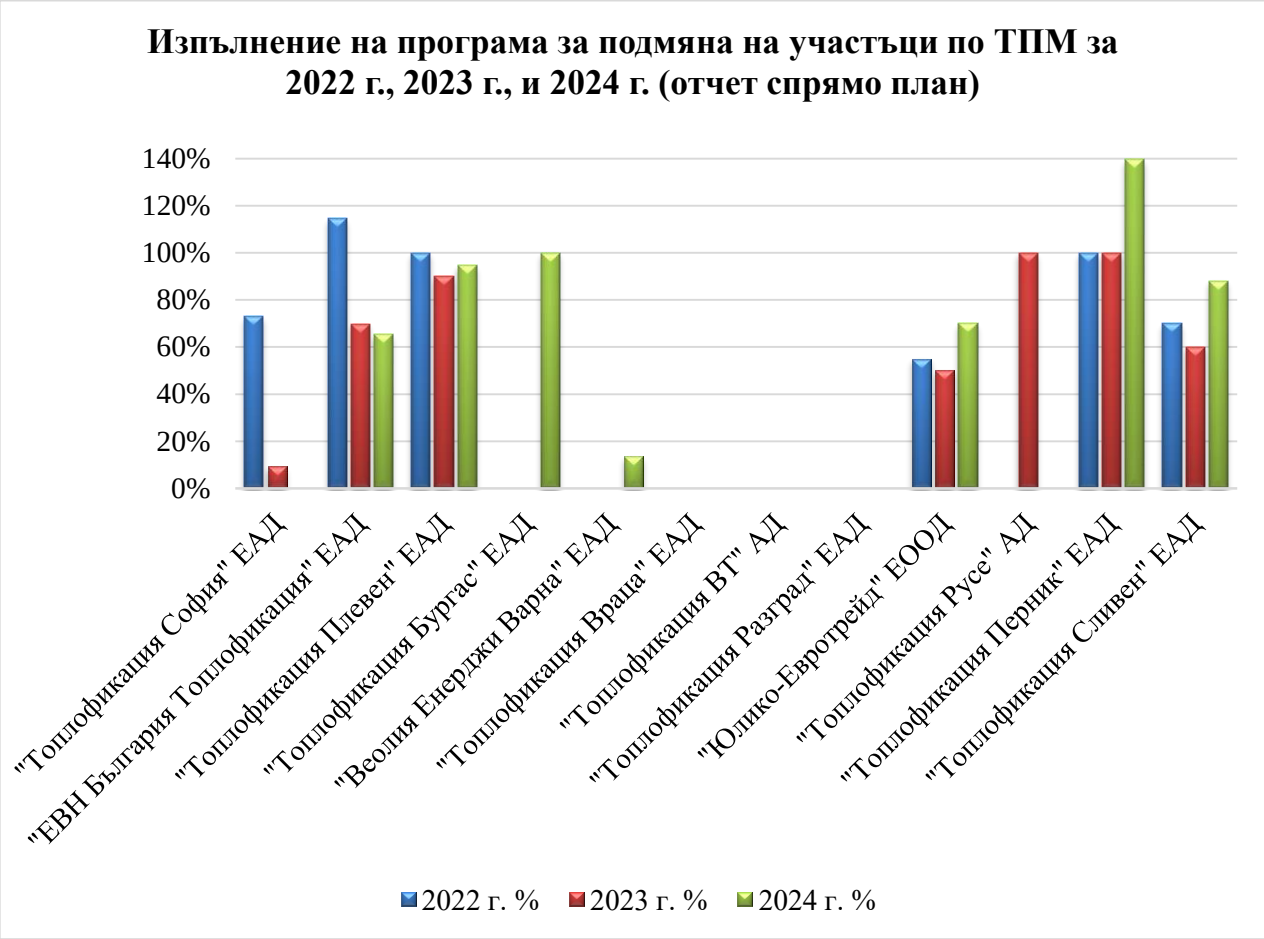
Участъци предвидени за подмяна по ТПМ в метри по трасе, m.							
	Дружество	**2022 г.**		**2023 г.**		**2024 г.**	
		лан	**Отчет**	**План**	**Отчет**	**План**	**Отчет**
	„Топлофикация София“ ЕАД	874	7215	31255	2904	15479	0
	„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	020	1168	610	426	260	170
	„Топлофикация - Плевен“ АД	45	245	80	72	93	88

	„Топлофикация - Бургас“ АД		0	0	0	234	234
	„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД		83	0	22	260	35
	„Топлофикация - Враца“ ЕАД		0	0	0	0	0
	„Топлофикация - ВТ“ АД	50	0	150	0	150	0
	„Топлофикация-Разград“ АД		0	0	0	0	0
	„Топлофикация Русе“ АД		0	128	128	0	0
0	**„Топлофикация – Перник“ АД**		230	0	589	1130	1579
1	**„Топлофикация Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД**	00	420	500	300	500	440

Изпълнение на програма за подмяна на участъци по ТПМ				
	Дружество	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
		%	**%**	**%**
	„Топлофикация София“ ЕАД	73%	9%	0%
	„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	115%	70%	65%
	„Топлофикация - Плевен“ АД	100%	90%	95%
	„Топлофикация - Бургас“ АД	0%	0%	100%
	„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД	0%	0%	13%
	„Топлофикация - Враца“ ЕАД	0%	0%	0%
	„Топлофикация - ВТ“ АД	0%	0%	0%
	„Топлофикация-Разград“ АД	0%	0%	0%
	„Топлофикация Русе“ АД	0%	100%	0%
0	**„Топлофикация – Перник“ АД**	100%	100%	140%
1	**„Топлофикация Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД**	70%	60%	88%

Забележка:

- Плановата подмяна на участъци от ТПМ за „Топлофикация - Бургас“ ЕАД за 2022 г. и 2023 г. е 0 м;
- Плановата подмяна на участъци от ТПМ за „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД за 2022 г. и 2023 г. е 0 м;
- Плановата подмяна на участъци от ТПМ за „Топлофикация - Враца“ ЕАД за 2022 г., 2023 г. и 2024 г. е 0 м;
- Плановата подмяна на участъци от ТПМ за „Топлофикация-Разград“ ЕАД за 2022 г., 2023 г. и 2024 г. е 0 м;
- Плановата подмяна на участъци от ТПМ за „Топлофикация Русе“ АД за 2022 г. и 2024 г. е 0 м;
- Плановата подмяна на участъци от ТПМ за „Топлофикация - Перник“ ЕАД за 2022 г. и 2023 г. е 0 м.



Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битовите клиенти. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружествата, тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото

топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат отчетните стойности на загубите на топлинна енергия по преноса, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

7. Количеството на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация на централите е в съответствие с технологичните разходи за производство на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация за конкретния вид инсталация и разпределението им между електрическата и топлинната енергия;

8. За **централите, работещи с основно гориво въглища**, е направен анализ на икономическата обоснованост на представените от топлоенергийните предприятия прогнозни разходи за покупка на основно гориво на базата на отчетените стойности през 2024 г., периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., включени в цените за изминалия ценови период. За целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи са включени разходи за основно гориво, получени като произведение от цената на въглищата, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за прогнозния ценови период, съгласно представените от дружествата договори за доставка на въглища;

9. Разходите за акцизи за производство на топлинна енергия са изчислени при 0,60 лв./GJ за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно Закона за акцизите и данъчните складове;

10. За дружествата, които нямат лицензия за производство на електрическа енергия, издадена по реда на ЗЕ, разходите за акцизи за производство на електрическа енергия са изчислени при 0,60 лв. за гигаджаул (лв./GJ) за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно чл. 33, ал. 1, т. 6 и т. 7 от Закона за акцизите и данъчните складове;

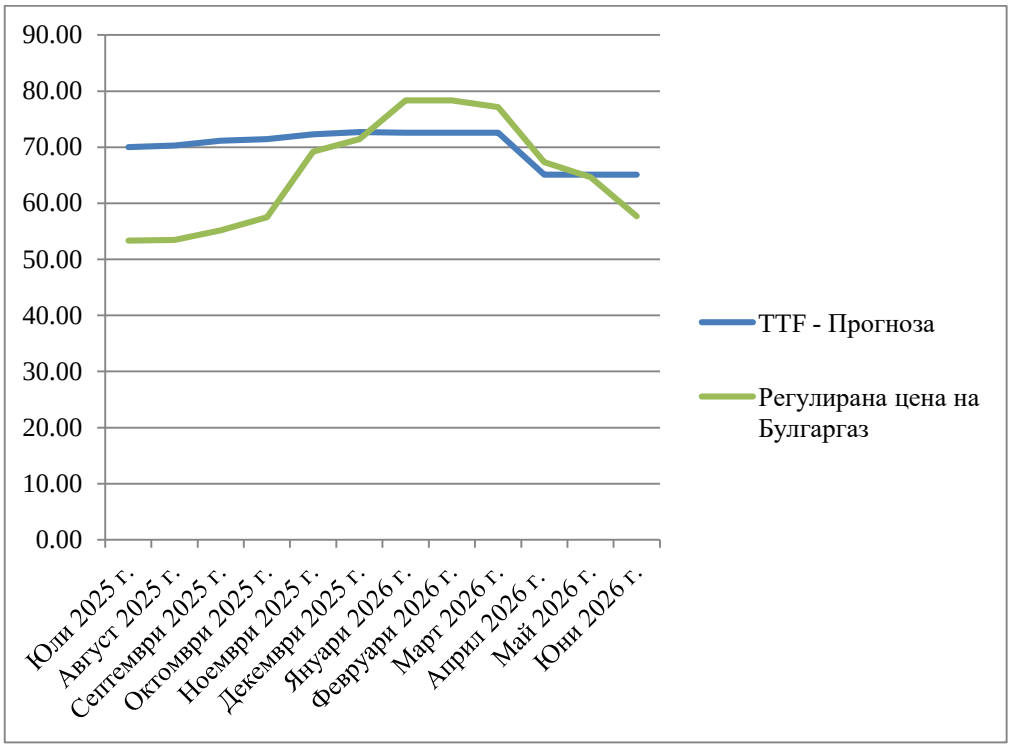
11. Прогнозните разходи за природен газ са формирани, при спазване на изискванията на чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, на база изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозни цени на природния газ, определени по чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа.

Горното налага първо да бъдат определени прогнозни цени на природния газ за регулаторния/ценовия период в съответствие с чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, а именно въз основа на прогнозни стойности на ценообразуващите елементи по чл. 11а и чл. 17 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (обн. ДВ, бр. 33 от 2013 г.) на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия. Прогнозирането на цената за съответното тримесечие се извършва при отчитане на цените на фючърсни сделки за съответния газов хъб, предвиден в условията на търговските договори, по които общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, както и на тенденцията за изменение на цените на мазута и газьола, предвидени в условията на тези договори. Предвидено е прогнозната цена на природния газ да се определя за регулаторния/ценовия период и по тримесечия (Q3 2025 и Q4 2025, Q1 2026 и Q2 2026), която е в пряка зависимост от следните фактори:

11.1. Цената на природния газ на европейските борси.

Европейските цени на природния газ бележат определена нестабилност, като за последните два месеца (април и май 2025 г.) се наблюдава спад спрямо по-високите цени през второто полугодие на 2024 г. и първите месеци на 2025 г. През февруари 2025 г. природният газ достигна най-високата си цена за последните две години (почти 58 €/MWh), но оттогава тенденцията е надолу и от края на април търговията на TTF се върна до нивото

отпреди година. Осреднените TTF търгувани фючърси[1] за периода от 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. (съвпадащ с регулаторния период) варират от 33,30 €/MWh (65,13 лв./MWh) до 37,16 €/MWh (72,68 лв./MWh).



Данните на европейската статистка показват, че за първи път от 2022 г. цената на газа за полугодието на 2024 г. записва ръст. Причините за тази динамика са различни, като следва да се отбележи, че в края на 2024 г. пазарите са силно повлияни от несигурността на доставките след спирането на транзита на руски природен газ през Украйна. Наблюдаваше се повишаване на цените на природния газ и в първите месеци на 2025 г., след като по-студеното време и по-малките количества газ намалиха по-бързо спрямо предишни години нивата на резервите в газохранилищата.

По данни на ЕВРОСТАТ част от повишението се дължи и на увеличените данъци и такси върху цената на газа. Причината е прекратяването на повечето програми за подкрепа заради енергийната криза от 2022 г.

Предвид горното, очакванията са за стабилизиране на цените на природния газ на нива около средните от горната графика или средна цена около 35,83 евро/MWh (70,07 лв./MWh) за периода от 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. (съвпадащ с регулаторния период).

11.2. Геополитически фактори.

Независимо от икономическите фактори все още остава трудно да бъдат определени тенденциите, които ще движат европейския газов пазар.

Прогнозните цени на природния газ за предстоящия ценови период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г. са изчислени на база на количествата, които са осигурени по договор за доставка от Азербайджан с прогнозна цена 50,50 лв./MWh (включваща разходи за пренос през газопровода IGB), като останалото потребление на клиентите в страната е планирано да се осигури от количества при цена фючърси на TTF (на нидерландската платформа).

Прогнозните цени по тримесечия, с включени към тях „*цена за задължения към обществото*“ и компонента за дейността „*обществена доставка на природен газ*“, са следните:

[1] Изчислени като средна стойност на сетълмент цените на TTF фючърси за Q3 2025, Q4 2025, Q1 2026, Q2 2026.

	Q3/ Трето тримесечие 2025 г.	**Q4/ Четвърто тримесечие 2025 г.**	**Q1/ Първо тримесечие 2026 г.**	**Q2/ Второ тримесечие 2026 г.**	**Регулаторен период 01.07.2025 г.- 30.06.2026 г.**
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, лв./MWh	**54,02**	**67,48**	**77,99**	**63,45**	**65,73**

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на **177,70 лв./MWh**.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO_2), отделяни при производството на електрическа енергия и топлинна енергия, са в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11. и 20.12. от Указания-НВ, като изчислените емисии са на база прогнозните, утвърдени от Комисията количества горива. В съответствие с т. 20.12. от Указания-НВ разходите за закупуването на емисии въглероден диоксид за топлинна енергия, се определят като от верифицираните количества емисии въглероден диоксид за производство на топлинна енергия се приспаднат безплатните квоти, предвидени в чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) и се умножат по икономически обоснована цена на емисиите. В тази връзка, безплатно разпределените квоти за емисии за инсталациите са снети от Приложение II „Национална таблица за разпределяне за 2021 г. – 2025 г. съгласно член 10а от Директива 2003/87/ЕС“ към Решение на Европейската комисия от 29 юни 2021 година относно даване на указания на централния администратор на Дневника на Европейския съюз за трансакциите да въведе националните таблици за разпределяне на страните от ЕС, което е публично достъпно на официалния уебсайт на Европейския съюз, чрез следния линк: https://eur-lex.europa.eu/search.html?scope=EURLEX&text=%22%282021%2FC+302%2F01%29%22&lang=bg&type=quick&qid=1684217744809. По информация от Министерство на околната среда и водите (МОСВ), получена по електронна поща в КЕВР на 16 май 2025 г., разпределението на безплатни квоти за емисии на парникови газове за периода 2026 г. – 2030 г. на инсталациите, попадащи в обхвата на четвърта фаза на Европейската схема за търговия с емисии на парникови газове все още се проверява от Европейската Комисия (ЕК) и след като преминат всички проверки и разпределението бъде одобрено от страна на ЕК, обобщена информация за инсталациите ще бъде публикувана на сайта на МОСВ. С оглед на това, е извършено приспадане на половината (1/2) безплатни квоти за 2025 г., разпределени на горивните инсталации, съгласно „Национална таблица за разпределяне за 2021 г. – 2025 г.“. Въз основа на календар за търговете на Европейската енергийна борса (European Energy Exchange) за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г. е направена симулация на търговете за CO_2 квоти, по месеци, при която е постигната средна цена на CO_2 квоти за целия прогнозен период в размер на **70,00 евро/t CO_2 (136,91 лв./t)**.

Корекции на необходимите годишни приходи по формулата, посочена по-долу в т. 14 от общия подход, на основание чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени със средна цена на CO_2 квоти в размер на **67,77 евро/t.** (132,54 лв./t). Тя е получена въз основа на отчетени цени на CO_2 квоти, снети от официалния сайт на Европейската енергийна борса за проведените първични търгове в периода 01.07.2024 г. –

14.04.2025 г., без да се вземат предвид авиационните (EUAA), полските (PL), немските (DE) и търговете за Обединеното кралство по отношение на Северна Ирландия (NIR), както и с прогнозни цени на CO_2 квоти до края на текущия ценови период (30.06.2025 г.).

Въз основа на верифицирания доклад на съответното дружество за 2024 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво. На база утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление), средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициента на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. е изчислено общото количество отделени емисии от горивните инсталации.

Разходите за закупуване на квоти за емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, се определят като реално необходимите количества за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. се умножат по прогнозна средна цена на емисиите от **70,00 евро/t (136,91 лв./t)**.

14. Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 2020 г., е въведена възможност за компенсиране на разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии в следващия регулаторен/ценови период, които разлики могат да бъдат разсрочени в няколко следващи периода. По силата на чл. 8, ал. 10 – ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за следващия регулаторен/ценови период, при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво – природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по следната формула:

$Ht = Qg * (Цпг - Ц^{I})t + Qe*(Цпе - Ц^{II})t \pm Pt-1$, където:

Ht е размерът на разликата от предходния регулаторен/ценови период, лв.;

Qg – отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

Цпг – индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ, лв./MWh;

$Ц^{I}$ – отчетената индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена въз основа на отчетените помесечни количества потребен природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, към която се добавят отчетените цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./MWh;

Qe –отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

Цпе - прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

$Ц^{II}$ – отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

P – разликата между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, в резултат на прогнозни количества и разходи, използвани за определяне на Ht-1, лв.;

t – ценовият период.

В случай че постигнатата помесечна цена на природния газ (Цп):

1. е по-висока от утвърдената от Комисията цена за съответния месец, по която общественият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчислението на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва утвърдената от Комисията цена на обществения доставчик на природен газ;

2. е по-ниска от утвърдената от комисията цена за съответния месец, по която обществеият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (Цбг), за изчисляването на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва цена ($Цп^{I}$), изчислена по формулата:

$Цп^{I} = 0,5*(Цбг + Цп)$.

Корекцията може да бъде разсрочвана изцяло или частично при спазване на принципите по ЗЕ.

В съответствие с горните разпоредби при установени разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии са коригирани необходимите годишни приходи за следващия регулаторен/ценови период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

Тези корекции на необходимите годишни приходи, при топлофикационните дружества са отразени при изчисленията на преференциалните цени на електрическата енергия.

15. Разходите за гориво при производството на електрическа енергия в централите с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са разделени между двата продукта чрез коефициенти за ефективност на производството на електрическа енергия за съответната категория производител и вид на инсталираните мощности, които се определят от Комисията за регулаторни цели в съответствие с изискванията на чл. 24, ал. 2 от НРЦЕЕ, глава втора, раздел I, т. 22 и глава трета, раздел III, т. 9 от Указания – НВ.

Съгласно принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, следва да се осигури равнопоставеност по отношение на определения размер на коефициентите за ефективност на производството на електрическа енергия между отделните категории енергийни предприятия. В тази връзка е обосновано определянето им да се извърши по категории/групи на производителите, определени по преобладаващия дял на топлинния товар за битови или небитови нужди, вида на използваното гориво и вида на инсталираните мощности, при спазване на принципите на ценово регулиране, посочени в чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, с оглед осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между групите клиенти и създаване на стимули за ефективна дейност на регулираните енергийни предприятия, с отчитане на конкретните разходни особености и нива на цените на топлинната и електрическа енергия.

По критерия „преобладаващ дял на топлинния товар за битови и небитови нужди“, производителите са разделени на две основни групи:

- топлофикационни дружества с преобладаващ топлинен товар за битови нужди за снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти;

-всички други производители в промишлеността, селското стопанство и здравеопазването, които имат топлинен товар изцяло или преобладаващ за небитови нужди.

По критерия „**вид на използваното гориво**“ топлофикационните дружества са разделени на две групи, като в едната са дружествата, използващи като основно гориво природен газ, а в другата – дружествата с централи с гориво въглища.

При определяне на цените на топлинната енергия и електрическата енергия, произведена по високоефективен способ от съществено значение е видът на инсталираните мощности, с които се генерират съответните енергии. Предвид обстоятелството, че при комбинираното производство водещ е топлинният товар, производството на електрическа енергия от ВЕКП е пряко зависимо от него. Топлинният товар за всяко дружество има силна волатилност в съответствие с климатичните особености, промяната на характера на потребление и прилагането на енергоспестяващи мерки от клиентите. Използването на различни инсталации за комбинирано производство (конвенционални и ко-генерационни) обуславя различни стойности на специфичните разходи на условно гориво, респективно

различна ефективност и разход на гориво за производството. В съответствие с гореизложеното са определени **приведени коефициенти за ефективност** на производството на електрическа енергия, съгласно т. 9, глава трета, раздел III, от Указания – НВ, както следва:

1. Топлофикация София“ ЕАД – 0,2345;
2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – 0,3973;
3. „Топлофикация – Плевен“ АД – 0,4567;
4. „Топлофикация – Бургас“ АД – 0,2948;
5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – 0,4126;
6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД – 0,2922;
7. „Топлофикация Разград“ АД – 0,3100;
8. „Юлико Евротрейд“ ЕООД – 0,3898;
9. „Топлофикация-ВТ“ АД – 0,2343;
10. „Топлофикация Русе“ АД – 0,3520;
11. „Топлофикация – Перник“ АД – 0,3262;
12. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД – 0,2798;
13. „Когрийн“ ООД – 0,4900;
14. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 500 дка“ – 0,4200;
15. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 200 дка“ – 0,4300;
16. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД – 0,4200;
17. „Инертстрой – Калето“ АД – 0,4932;
18. „Оранжерии - Петров дол“ ООД – 0,4863;
19. ЧЗП „Румяна Величкова“ – 0,4952;
20. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД – 0,3130;
21. „Брикел“ ЕАД – 0,2935;
22. „Солвей Соди“ АД – 0,1377;
23. „Енергиен център Зебра“ ЕООД – 0,5200;
24. „Овердрайв“ АД – 0,5959;
25. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД – 0,6500;
26. „Нова Пауър“ ЕООД – 0,4900;
27. „Топлофикация Петрич“ ЕАД – 0,4534.

16. Прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за регулаторния/ценовия период

За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ.

За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи. Съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на фючърсните и/или форуърдните сделки

за този период на националната и регионалните борси, както и на относимите към българския пазар фючърсни сделки на европейска борса.

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период.

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърсните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „Ден напред“.

Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс е пренебрежимо малка около 0,15 евро/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърсните сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX[2] (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа.

В следващата таблица е представено сравнение на цените на фючърсите за H2 2025.

	EEX -IBEX	EEX -OPCOM	EEX -HUPEX
Фючърси	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q3 2025	245,98	248,92	245,98
Q4 2025	237,89	241,31	237,40
H2 2025	241,94	245,11	241,69

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 3,17 лв./MWh (1,63 евро/MWh), докато с унгарския е пренебрежимо малка (около 0,25 лв./MWh). Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 0 лв./MWh до 0,50 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2026 и Q2 2026, съответно за H1 2026 за българския и румънския пазар, като такива са публикувани само за унгарския. Те обаче могат да се изчислят, като се използва стандартната девиация спрямо унгарския пазар, за който са налични данни. Изчислените данни са представени по-долу:

	EEX -IBEX	EEX -HUPEX
Фючърси	лв./MWh	лв./MWh
Q1 2026	236,95	236,95
Q2 2026	177,55	177,55
H1 2026	207,25	207,25

От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2025 – 241,94 лв./MWh и за H1 2026 – 207,25 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. в размер на 224,59 лв./MWh.

Основният движещ фактор за динамиката на цените на европейските, съответно регионалните, борси е цената на природния газ на европейските борси. Пряката корелация

[2] http://www.eex.com

между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози. Европейските цени на природния газ отбелязват значителна нестабилност през последния месец. Осреднените TTF търгувани фючърси[3] за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. (съвпадащ с регулаторния период) варират от 32,17 евро/MWh до 37,45 евро/MWh.

При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период би следвало да се отчетат както горните аргументи, така и асиметричността, наблюдавана в българската пазарна зона, която се дължи на голям приток от нови инвестиции в соларни проекти, като се предвиди допълнително отклонение на цената надолу в размер на около 2%. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. следва да е в размер на около 220,00 лв./MWh

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. следва да се определи в размер на 220,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година от групите, съответно: независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, крайни снабдители, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор, операторите на електроразпределителни мрежи и крайните снабдители са използвани данни от системата за управление на пазара (MMS), оперирана от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), за периода 01.01.2024 г. – 31.12.2024 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, електроразпределителните дружества, крайните снабдители, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка, на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за календарната 2024 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи/крайни снабдители. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за 2024 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за 2024 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна годишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

[3] Изчислени като средна стойност на сетълмент цените на TTF фючърси за Q3 2025, Q4 2025, Q1 2026, Q2 2026.

Резултатите от горната симулация за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, са както следва:

Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ АД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ АД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – ВТ“ АД, „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД и „Топлофикация Русе“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	200,56 лв./MWh
	Постигната среднопретеглена цена	201,35 лв./MWh
	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	1,00397
	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh
	Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	**220,87 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 33а от ЗЕ, прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 220,87 лв./MWh;

В съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14, ал. 1 от ЗЕ, чл. 30 и чл. 31 от НРЦТЕ и чл. 47 и чл. 48 от НРЦЕЕ на 12.06.2025 г. Комисията е провела открито заседание за разглеждане на Доклада и на 13.06.2025 г. е провела обществено обсъждане на проект на решение за утвърждаване на пределни цени на топлинната енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, считано от 01.07.2025 г., като е осигурена и възможност за дистанционно участие.

Предвид горното, с писмо с изх. № Е-14-01-9 от 06.06.2025 г. КЕВР е поканила лицата, представляващи дружествата в сектор „Топлоенергетика“, за присъствено или виртуално участие в откритото заседание.

На откритото заседание Комисията е обсъдила със съответните енергийни дружества Доклада, след което в рамките на определения съгласно чл. 30, ал. 4 от НРЦТЕ и чл. 47, ал. 3 от НРЦЕЕ срок, дружествата, направили възражения по Доклада, са имали възможност да представят своите писмени становища и обосновки.

Чрез съобщение на интернет страницата на Комисията, съгласно решение на КЕВР по Протокол № 173 от 12.06.2025 г., т. 1, Комисията е поканила заинтересованите лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители, за присъствено или дистанционно участие в общественото обсъждане.

С писмо с изх. № Е-03-17-31 от 12.06.2025 г. като заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ са поканени: Министерство на енергетиката, Федерация на

потребителите в България, БНА „Активни Потребители“ и Комисия за защита на потребителите.

На общественото обсъждане присъствено участие е взел г-н Ясен Цветанов – гражданин и г-жа Мая Манолова – Гражданска платформа „Изправи се.Бг“.

Съгласно изискванията на чл. 14, ал. 3 от ЗЕ на заинтересованите лица е определен 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

В определения срок са постъпили писмени становища и възражения от следните дружества и заинтересовани лица: „Топлофикация София“ ЕАД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация-Плевен“ АД, „Топлофикация-Враца“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ АД, „Топлофикация-ВТ“ АД, „Топлофикация-Перник“ АД, „Топлофикация-Разград“ АД, „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, „Когрийн“ ООД, „Брикел“ ЕАД, „ТЕЦ – Бобов Дол“ АД, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, „Инертстрой-Калето“ АД, ЧЗП „Румяна Величкова“, „Коген Загоре“ ЕООД, „Овердрайв“ АД, „Топлофикация Петрич“ ЕАД и от Омбудсмана на Р България.

ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ НА ТОПЛИННА И ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ПО КОМБИНИРАН НАЧИН И ПРЕМИИ ЗА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“

1. „ТОПЛОФИКАЦИЯ СОФИЯ“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-01-6 от 31.03.2025 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

- **Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 158,80 лв./MWh без ДДС;**
- **Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 153,17 лв./MWh без ДДС;**
    - **Преференциална цена на електрическата енергия – 769,56 лв./MWh без ДДС, в т.ч.:**
- 705,36 лв./MWh – преференциална цена на електрическа енергия, получена съгласно ценовия модел;
- 64,20 лв./MWh, корекция съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация София“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена	278,69	544,09	619,29	705,36	+13,90

на електрическата енергия					
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	128,25	128,25	128,25	158,80	+23,82
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ	124,40	124,40	124,40	153,17	+23,13

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ – 843,23 лв./knm^3;
- цена на мазут – 466,00 лв./t;
- цена на газьол – 2689,39 лв./t.

„Топлофикация София“ ЕАД е приложило документи, съгласно подробен опис. С писмо с изх. № Е-14-01-6 от 04.04.2025 г. от дружеството е изискана допълнителна информация: относно инвестиционни дейности в топлопреносната мрежа (ТПМ), данни относно експлоатационни параметри на ТПМ, опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г., опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г., годишен финансов отчет за 2024 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводство (ЗСч) и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и справки и пояснения относно прилагането на единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането.

С писмо с вх. № Е-14-01-6 от 15.04.2025 г., „Топлофикация София“ ЕАД е представило в КЕВР изисканата информация с изключение на годишен финансов отчет за 2024 г. с приложения към него, за който дружеството е заявило, че ще бъде изпратен допълнително с отделно писмо. „Топлофикация София“ ЕАД е представило в КЕВР следното:

По т. 1: данни относно инвестиционни дейности в ТПМ:

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Участъци предвидени за подмяна по ТПМ по трасе	m	9 874	31 255	15 479
Планово подменени по ТПМ по трасе	m	7 215	2 904	0
Аварийно подменени участъци по ТПМ по трасе*	m	4 562,3	8 710,8	7 368,6
Подменени абонатни станции /битови/	бр.	0	127	181

По т. 2: данни относно експлоатационни параметри на ТПМ:

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**

Обем на ТПМ	m^3	178 031	178 077	178 110
Среден разход на добавъчна вода към ТПМ	m^3/h	494	570	593
Технологични разходи по преноса на топлинна енергия	MWh	876 155	883 583	928 514,80
Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия по ТПМ	%	19,5	20,5	22,0
Брой пробиви по ТПМ	бр.	1 149	1 486	1 364

По т. 3: опис на конкретни инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.:

За 2022 г. са извършени следните дейности: модернизация на турбоагрегат ТГ3, реконструкция на ЕК № 8, реконструкция на трансформатор № 3 в ТР София Изток, монтаж на тръбопровод за омекотена вода от полиетилен висока плътност от ВПИ-2 към МТС, доставка на трансформатор 1000 kVA в ТЕЦ София.

За 2023 г. са извършени следните дейности: възстановяване на изолация на общ газоход на ВК № 1÷6, изграждане на пожароизвестителни системи и оповестителни системи за евакуация в ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“, реконструкция на промишлена канализация за химически замърсени води в ТЕЦ „София Изток“, доставка на анализатор за NO_x.

За 2024 г. са извършени следните дейности: реконструкция и изграждане на тръбопроводи за агресивни химически реагенти в ТР „София“, модернизация на турбогенератор ст. № 8 (в процес на изпълнение), обследване и ремонт в заводски условия на трансформатор № 1 в ТЕЦ „София Изток“, доставка и монтаж на нова охладителна система на автотрансформатор 180 MVA 220/110 kV (в процес на изпълнение), подмяна на нагревни повърхности на водогрейни котли в обекти на „Топлофикация София“ ЕАД, обследване, диагностика, техническо обслужване и ремонт на трансформатори в ТР „София“ за период от 3 /три/ години (в процес на изпълнение).

По т. 4: Дружеството е представило опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, както следва:

За 2022 г. са извършени следните дейности: реконструкция на топлопроводи (главни стебла и отклонения) в топлофикационните райони.

За 2023 г. са извършени следните дейности: реконструкция на топлопроводи, разширение и модернизация на помпена станция „Бъкстон“, изграждане на нов разпределителен топлопровод, подмяна на битови абонатни станции по договор.

За 2024 г. са извършени следните дейности: подмяна на битови абонатни станции по договор, обследване с ултразвуков дебитомер за локализиране пропуски по топлопреносната мрежа.

По т. 5: „Топлофикация София“ ЕАД заявява, че одиторската заверка на Годишния финансов отчет за 2024 г. е във финален етап, като до няколко дни се очаква да разполага със заверен от регистрирания одитор отчет и одиторски доклад, като непосредствено след това финансовият отчет и приложенията към него ще бъдат изпратени с отделно писмо.

По т. 6: Дружеството е предоставило справки и пояснения относно прилагането на единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането.

С писмо с вх. № Е-14-01-6 от 23.04.2025 г., дружеството е представило в КЕВР одитиран годишен финансов отчет за 2024 г. с приложения към него. Въз основа на данните, съдържащи се в представения ГФО е извършен анализ на финансовото състояние на дружеството, представен по-горе в т. I.1.

„Топлофикация София“ ЕАД е представило следната обосновка:

Производствена програма за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. – произведената електрическа енергия в двете топлоелектрически централи ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“ е определена на база очакваната прогнозна продажба на топлинна енергия, отчитайки технологичните разходи и топлинната енергия за собствени нужди. Прогнозното производство на топлинна енергия за всички топлинни източници е прогнозирано на база реални данни от последните години.

Прогнозираното произведено количество топлинна енергия през новия ценови период е определено в размер на 4 582 214 MWh, което е с 2,5% по-малко от предварителния отчет за настоящия регулаторен период. Отразени са мерките за енергийна ефективност, прилагани при крайните потребители и увеличението на броя потребители на дружеството.

Технологични разходи при преноса на топлинната енергия – относителният дял на прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия спрямо отпуснатата топлинна енергия е 20,66%. Относителният дял през базовата година е съответно 22,04%. Прогнозните данни са въз основа на статистическо очакване екстраполирано от 3 годишни отчети от предходен период.

Делът на технологичните разходи на топлинна енергия в абонатните станции е прогнозиран в размер на 0,84% от отпуснатата топлинна енергия и е близък до средния за периода от последните три години, като е отчетен ефектът от подмяна на старите абонатни станции на небитовите потребители. В прогнозата се запазва и делът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и делът на загубите от пропуски. Прогнозните стойности по видове технологични разходи са определени както следва: 330 341 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа; 561 590 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях; 38 014 MWh за топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.

Собствени нужди на топлинна енергия на инсталациите за производство – прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е в размер на 80 550 MWh, което представлява около 1,76% от брутната произведена топлинна енергия. Относителният им дял е прогнозиран приблизително съответстващ на базовата година.

Производство на електрическа енергия – през новия ценови период дружеството предвижда електрическата енергия да бъде изцяло произведена по високоефективен комбиниран начин, в съответствие с Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. Произведената по този начин електрическа енергия е прогнозирана в размер на 752 600 MWh, което е с 9,6% повече спрямо произведеното количество за изтичащия регулаторен период. Планираната за реализация енергия е 605 510 MWh, което представлява увеличение с 10% спрямо прогнозираната за изтичащия период. Това е направено на база очаквания топлинен товар, обезпечаващ електропроизводството, влиянието върху него на климатичните фактори и промяната на потреблението, следствие присъединяване на нови потребители и промяната на топлинните характеристики на сградния фонд.

Електрическа енергия за собствено потребление – прогнозното количество за новия ценови период е 17 535 MWh или 2,9% от цялата изнесена електрическа енергия, което служи за снабдяване на собствени обекти (абонатни и помпени станции и административни сгради), съгласно чл. 119, ал. 1, т. 1 от ЗЕ.

Топлинни мощности – при прогнозирането на очакваните топлинни мощности са използвани максималните топлинни товари, постигнати на изхода на централите през последните три години.

Горива за производство – необходимото гориво за производство през 2025/2026 г. възлиза на 632 391 knm3 природен газ. Количествата са формирани на база планираните СРУГ (специфични разходи на условно гориво), които са в пряка зависимост от техническото състояние и избраните съоръжения, с които ще се произвежда енергията през новия ценови период.

Енергийна ефективност – общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 81,7%, която ще е с 0,7% по-ниска спрямо постигнатата през настоящата ценова година.

Признати годишни разходи за дейността за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. – Условно постоянни разходи – планирането на разходите е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част на дружеството, поетите договорни ангажименти като в общия случай стойностите са планирани на нивото на отчетените през базисната 2024 г. или прогнозираните в бизнес плана на дружеството за 2025 г.

Разходи за амортизация – амортизационните отчисления на дълготрайните активи са изчислени в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Дружеството начислява амортизации на дълготрайни материални и нематериални активи с изключение на природни ресурси; неупотребявани в дейността – новопридобити за периода до въвеждането им в употреба; в процес на придобиване; в процес на ликвидация; напълно амортизираните до остатъчната им стойност. За всеки амортизируем актив или група активи е утвърден амортизационен план, който е база за изготвяне на обобщен амортизационен план на дружеството, като се прилага линеен метод на амортизация.

Планираните разходи за амортизация са на стойност 48 297 хил. лв., планирани при симулирана амортизация за едногодишен период на база предварителния отчет за 2024 г. В стойността им не е включен ефектът на нарасналата справедлива стойност на нетекущите активи в резултат на извършената пазарна оценка към 31.12.2024 г. Разходите за амортизация са разпределени спрямо съответните активи, от които произхождат – на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и разходи за пренос. Амортизацията на активите от отоплителните централи (ОЦ) са отнесени директно към топлинната енергия, а амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи ѝ компоненти, са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия. Амортизационните разходи на активите от цеховете за комбинирано производство на двата ТЕЦ са разпределени между топлинната и електрическата енергия на база коефициент за разпределение на горивото между енергийната и водогрейната част на централата – съответно за ТЕЦ „София“ 73,1% за топлинна енергия и 26,9% за електрическа, а за ТЕЦ „София Изток“ – 62,8% за топлинна енергия и 37,2% за електрическа енергия. Разходите за амортизация на активи, обслужващи административната дейност на дружеството, се разпределят между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия на база начислените разходи за работни заплати в съответните производствени структурни звена.

Разходи за ремонт – планирането на разходите за ремонти е извършено след оценка на неотложните ремонтни операции в топлоизточниците и топлопреносната мрежа, необходими за осигуряване на надеждност на системата, качествено топлоснабдяване, повишаване ефективността на производство, подобряване качеството на предоставяните услуги и подобряване дейностите по опазване на околната среда. Включените ремонтни мероприятия са подбрани след преглед и приоритизация на най-належащите ремонти в четирите топлорайона, като подборът е извършен на база критерии като: предотвратяване на аварии; неотложна технологична необходимост; влияние върху технико-икономическите показатели; безопасност и сигурност; оптимизация на технологичните процеси; перспективи за бъдещо развитие и др.

Прогнозните разходи за ремонт са на стойност 13 383 хил., като нарастват със 79% спрямо отчетените през базовата 2024 г. Посочва се че, размерът им е съобразен с необходимостта от увеличаване на интензитета на ремонтните дейности с оглед на повишената аварийност през отоплителен сезон 2024 г. – 2025 г. Дружеството посочва, че близо 2/3 от предвидените разходи за ремонт на стойност 9 204 хил. лв. са предвидени за топлопреносната мрежа.

Разходи за заплати, възнаграждения и осигуровки – общият размер на планираните разходи е 135 185 хил. лв., от които 106 835 хил. лв. за заплати и възнаграждения и 28 350 хил. лв. за осигурителни вноски и социални разходи. Посочва се, че в края на 2024 г. между работодателя и синдикалните организации в дружеството е постигната договореност индексацията на основните заплати да бъде извършена от 01.07.2025 г., а не от началото на годината, с цел да съвпадне с новия регулаторен период и дружеството да не търпи загуба от увеличението на разходите за персонал през първото полугодие на 2025 г.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – прогнозният размер на тези разходи е 41 747 хил. лв., което е увеличение с 10,2% спрямо отчетените през 2024 г. В състава им не са включени разходите за: вноски във ФСЕС, финансови разходи, разходи за предоставяне на услугата „дялово разпределение“, както и всички разходи, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството съгласно чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ.

По-голямо увеличение на разходите се предвижда при разходите за работно облекло, разходите за въоръжена и противопожарна охрана, разходи за проверка на уреди, разходи за безплатна храна по Наредба № 11 от 21 декември 2005 г. за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея (Наредба № 11), разходи за квалификация.

Променливи разходи – планирани са в съответствие с производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и прогнозните цени на горивата за производство, CO_2 емисиите и останалите суровини, като общият им размер е 732 576 хил. лв. Разходите за природен газ са на стойност 533 459 хил. лв. и формират 55% от прогнозните признати разходи за дейността по лицензиите. „Топлофикация София“ ЕАД има сключен договор за доставка на природен газ с обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД за календарната 2025 г. За целите на ценообразуването дружеството е използвало наличните към 14.03.2025 г. тримесечни фючърси на холандския газов хъб TTF.

При тези цени на база прогнозната консумация е получена среднопретеглена цена за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. в размер на 75,93 лв./MWh. Към нея са прибавени съответно: 1,07 лв./MWh – средна цена за пренос през газопреносната мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2024 г. – 30.09.2025 г. и 2,25 лв./MWh - средна цена за достъп, изчислена спрямо прогнозните количества годишен, тримесечен, месечен и дневен капацитетен продукт, при което крайната прогнозна цена за новия регулаторен период достига 79,25 лв./MWh.

Разходите за закупуване на квоти за въглеродни емисии – прогнозирани са в размер на 163 579 хил. лв., като същите са изчислени с прогнозна цена от 80,00 евро/t CO_2 съгласно формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации на ИАОС, при емисионен фактор и долна топлина на изгаряне на горивото за 2024 г. Общото прогнозно количество генерирани емисии от инсталациите на дружеството е в размер на 1 228 146 t, като от него са приспаднати полагащите се на дружеството за 2025 г. безплатни квоти по Европейската схема за търговия с емисии в размер на 182 690 t. Общо предвидените за закупуване квоти за новия ценови период възлизат на 1 045 456 t.

Разходите за вода, за закупена електрическа енергия и консумативи са планирани спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

Регулаторната база на активите – РБА за новия ценови период е в размер на 423 056 хил. лв., изчислена в съответствие с чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Признатата стойност на активите е отчетената стойност на активите на дружеството към края на 2024 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Основните активи, формиращи РБА, са производствените централи и топлопреносната мрежа, както и всички прилежащи компоненти (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства и др.). В съответствие с Указания-НВ, за регулаторния период в стойността на дълготрайните активи не са включени извършваните преоценки на ДМА и ДНА съгласно Международните счетоводни стандарти.

Необходимият оборотен капитал е изчислен като 1/8 от годишните разходи за дейността след приспадане на разходите за амортизации съгласно т. 32.5. от Указания-НВ и е в размер на 115 294 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между топлинна и електрическа енергия и разделно и комбинирано производство е извършено на база дела на дълготрайните активи за съответния продукт/метод на производство. Разпределението между производство и пренос е извършено като 1/8 от признатите разходи с приспадната амортизация за съответната дейност.

Норма на възвращаемост – общата норма на възвръщаемост на капитала за ценови период 2025 г. – 2026 г. е изчислена съгласно Указания-НВ в размер на 5,58%, преди данъци като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2024 г.

Капиталовата структура към 31.12.2024 г. се състои от 100% собствен капитал, като съгласно предварителния, неодитиран финансов отчет към 31.12.2024 г. собственият капитал е в размер на 510 827 хил. лв. Съгласно разпоредбите на т. 38 от Указания НВ към стойността на собствения капитал не е отчетен текущият финансов резултат за 2024 г., в резултат на което размерът му, посочен в ценовия модел, е 673 518 хил. лв.

За определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал дружеството е посочило, че е приложена формулата по чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ, както следва:

НВСК = НВб + βL * (НВп – НВб), където:

НВб е безрискова премия;

βL е лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“;

НВп е пазарна рискова премия.

Дружеството е посочило, че за определяне на безрисковата премия са използвани наличните данни на БНБ за средната стойност за последните 12 месеца (март 2023 г. – февруари 2024 г.) на дългосрочния лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който е в размер на 3,93%

https://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/index.htm?FILTERSANDVALUES=%27FREQ=M%27&pageId=591&series=2&KEYFAMILY=LTIR&TRANSFORMATION=SDMX_VERTICAL;

Дружеството е отбелязало, че по данни публикувани на сайта на Aswath Damodaran - betaEurope.xls (live.com) безлостовият β коефициент за сектор „Енергетика“ в Европа е 0,429, като при капиталова структура на дружеството към 31.12.2024 г. със 100% дял на собствения капитал, лостовият β коефициент остава без промяна в размер на: 0,429.

Относно пазарната рискова премия съгласно публикациите на сайта на Aswath Damodaran https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html пазарната рискова премия за България е в размер на 6,46%, която включва в себе си системен риск за развити пазари от 4,33% и 2,13% - специфичен странови риск за България.

Дружеството е посочило, че на база на описаните изходни данни и прилагане на формулата за определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал в чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ, нормата на възвръщаемост на собствения капитал е изчислена в размер на 5,02%. При залагане в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ на ценовия модел актуалната норма на възвръщаемост на собствения капитал, среднопретеглената норма на възвръщаемост за дружеството преди данъчно облагане съгласно ценовия модел е в размер на 5,58%.

Корекция по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ – посочва се, че по данни към момента на изготвяне на заявлението за периода юли 2024 г. – февруари 2025 г. „Топлофикация София“ ЕАД отчита „недовзет приход“ от природен газ в размер на 24 415 хил. лв. Според дружеството, в Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., Комисията е извършила изчисленията на корекциите на необходимите приходи с прогнозни данни за периода март 2024 г. – юни 2024 г., поради което определеният „надвзет приход“ за регулаторния период е бил изчислен с 14 459 хил. лв. по-висок спрямо реалния поради значително по-ниската консумация на природен газ за периода.

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 277,35 MW.

Образуване на цените:

1. В Справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

1.1. Прогнозната цена на закупените квоти за емисии CO2 е коригирана от 156,47 лв./t на 136,91 лв./t (70 евро/t), в съответствие с т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO_2: 1 045 456 t, заявени от дружеството.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 136,91 лв./t X 1 045 456 t = 143 133 хил. лв.

1.2 Разходите за ремонт са коригирани от 13 383 хил. лв. на 7 468 хил. лв., на ниво отчет за 2024 г.

1.3 Разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 106 835 хил. лв. на 94 800 хил. лв., на ниво отчет за 2024 г. завишен с 2,4% средногодишна инфлация по официални данни на НСИ за периода 01.01.2024 г. - 31.12.2024 г.

1.4 Осигурителните вноски и социалните разходи са коригирани от 28 350 хил. лв. на 25 156 хил. лв., на ниво отчет за 2024 г. завишен с 2,4% средногодишна инфлация по официални данни на НСИ за периода 01.01.2024 г. - 31.12.2024 г.

1.5 Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са коригирани от 5 992 хил. лв. на 4 869 хил. лв., на ниво отчет за 2024 г.

1.6 Разходите за безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт са коригирани от 4 590 хил. лв. на 3 977 хил. лв., на ниво отчет за 2024 г.;

1.7 Разходите за инкасиране на топлинна енергия са коригирани от 5 058 хил. лв. на 0 лв., за недублиране на разходи.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации;

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ количеството електрическа енергия за собствени нужди е коригирано от 147 090 MWh (19,54%) на 129 090 MWh (17,15%) или с 18 000 MWh, на ниво отчет за 2023 г., когато дружеството е постигнало оптимална стойност.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 929 945 MWh (20,66%) на 774 945 MWh (17,21%) или със 155 000 MWh;

5. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

5.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството;

5.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 70,33 лв./MWh;

5.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,07 + 2,35 = 3,42 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 73,75 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2024/2025												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	**234 253**	**226 371**	**245 586**	**376 855**	**764 181**	**990 779**	**1 036 151**	**961 476**	**898 694**	577 064	310 642	273 415	**6 895 468**
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	69,64	69,64	69,64	69,64	69,64	69,64	77,63	77,63	77,63	77,63	77,63	77,63	**74,34**
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,76	63,32	64,71	66,94	72,11	79,52	85,79	88,18	91,03	78,82	78,53	78,37	**79,81**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	2 079,39	1 431,29	1 211,86	1 015,83	-1 885,03	-9 784,89	-8 453,84	-10 144,36	-12 042,23	-367,43	3 039,00	5 148,06	**-28 752**
Цена на пр. газ , Цбг	**BGN/MWh**	**58,10**	**60,75**	**61,91**	**63,72**	**68,69**	**75,89**	**81,94**	**84,34**	**87,58**	**75,08**	64,95	56,07	**75,09**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	10,68	19,56	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,76	63,32	64,71	66,94	72,11	79,52	85,79	88,18	91,03	78,27	67,85	58,80	**78,51**
Достъп + пренос	**BGN/MWh**	2,66	2,57	2,80	3,22	3,42	3,63	3,85	3,84	3,45	3,19	2,90	2,74	**3,42**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**1 030 738**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**67,77**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**4 495,56**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
190 843,75	**176 385,17**	**-14 458,58**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **-38 715,38**

„Топлофикация София“ ЕАД с писмо с вх. № Е-14-01-10 от 12.06.2025 г. е представило становище относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. По отношение на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия** дружеството възразява срещу извършената корекция, като счита, че при този ценообразуващ елемент Комисията не прилага последователен, устойчив и справедлив подход. Подчертава, че „Топлофикация София“ ЕАД е дружеството с най-нисък процент на загуби по преноса в сравнение всички останали топлофикационни дружества в страната, като през последните десет години размерът им варира между 18 и 22%. Счита, че намалението им и заложените целеви стойности са необосновани от технологична гледна точка, съответно подходът за увеличение на количеството реализирана топлинна енергия води след себе си необосновани икономически последици за дружеството.

Посочва, че общата дължина на топлопреносната мрежа (ТПМ) на „Топлофикация София” ЕАД е 1 037 км., като изградените тръбопроводи са положени по три основни метода: в канали и тунели - 60,7 %; предварително изолирани тръби - 36,8 % и надземно - 2,5 %.

Обръща внимание, че според чл. 133 и чл. 134 от Наредба № 15 от 28 юли 2005 г. за технически правила и нормативи за проектиране, изграждане и експлоатация на обектите и съоръженията за производство, пренос и разпределение на топлинна енергия, при определяне на топлинните загуби се използват следните корекционни коефициенти: безканално полагане от 1,1 до 1,15; полагане в канали и тунели 1,15 до 1,25; надземно 1,2 до 1,3.

Счита, че поради голямата натовареност, сложността на инфраструктурата на столицата и необходимостта от ремонтопригодност на топлопроводите, делът на канално и тунелно положените тръби в топлопреносната мрежа на „Топлофикация София” ЕАД е най-голям, като съответно и топлинните загуби са по-големи в сравнение с безканално положените (предварителни изолирани) тръбопроводи, които са с най-малки загуби към околната среда.

След направени изчисления от експерти на дружеството при напълно новоизградена топлопреносна мрежа, изцяло от безканално положени, предварително изолирани тръби, загубите от излъчване на топлина в околната среда на годишна база се оценяват на около 8,6%, а загубите от собствено потребление (деаерация и подгряване на добавъчна вода) на годишна база се оценяват на 3,9% или общо 12,5%, като не са добавени загубите от пропуски на топлоносител по преноса. Делът на загубите от пропуски за периода от 2020 г. до 2024 г. е нараснал от 5,42% до 7,31%, което е увеличение от 1,89 процентни пункта и продължава в посока увеличение, достигайки средна месечна стойност за 2025 г. от 7,73%.

Според дружеството, като се вземе под внимание спецификата на инфраструктурата на столицата и необходимостта от предимно канално и тунелно полагане на топлопроводите, заложената в Доклада, целева стойност от 17,21% или 774 945 МВтч е невъзможно да бъде достигната в краткосрочен план, още повече през следващия регулаторен период. Достигането на подобна стойност изисква както голям финансов ресурс за подмяна на компрометирани участъци, така и значителен период от време с оглед на множеството разрешителни и съгласувателни процедури, възможността за подмяна на по-големи участъци само извън отоплителния сезон и други ограничения, свързани с ремонтните дейности в гъсто населената, урбанизирана лицензионна територия, на която оперира „Топлофикация София“ ЕАД.

Дружеството уточнява, че през 2024 г. са предприети конкретни дейности за увеличаване интензитета на подмяна на топлопреносната мрежа с основен акцент върху реконструкцията на магистрални топлопроводи, които генерират най-висок процент топлинни загуби и реконструкцията им има значителен потенциал за увеличаване на ефективността при преноса на топлинна енергия.

В заключение отбелязва, че завишението на топлинната енергия за разпределение (доставената до потребителите) със 155 000 МВтч до общо 3 726 719 МВтч пряко нарушава интересите на дружеството и има неблагоприятни икономически последици върху него, тъй като обективно то няма да е в състояние да ги реализира и съответно няма да достигне утвърдените необходими годишни приходи, като ще понесе директна финансова загуба, която остойностена по цената на топлинната енергия от Доклада възлиза на близо 20 958 хил. лв.

Във връзка с гореизложеното, настоява КЕВР да приеме реалистичен подход за определяне на технологичните разходи по преноса за „Топлофикация София“ ЕАД, който да бъде съобразен с реално възможните темпове за реконструкция на топлопреносната мрежа.

2. По отношение на **собствените нужди от електрическа енергия** възразява срещу извършената корекция като счита, че при този ценообразуващ елемент Комисията не прилага коректен подход спрямо Дружеството.

Посочва, че прогнозата за производство на електрическа енергия се определя от количеството планирана топлинна енергия и текущото състояние на основните производствени мощности. Обосновка за това е амортизацията на генериращите мощности и невъзможността за поддържане на максимално ефективни товари.

Уточнява, че след края на отоплителен сезон 2025/2026 г. се предвиждат ремонтни дейности по основните съоръжения, имащи за цел да възстановят тяхната номинална производствена ефективност.

Производство на електрическа енергия за периода 2021 г. – 2024 г.

	Електрическа енергия	Мярка	Отчет 2021 г.	Отчет 2022 г.	Отчет 2023 г.	Отчет 2024 г.	Прогноза 2025 г.	Корекция 2025 г.
	Произведена електрическа енергия	MWh	1 149 509	972 056	893 054	732 064	752 090	752 090
	Собствени нужди и технологични разходи за трансформация	MWh	186 078	167 189	153 390	134 342	147 090	129 090
	Относителен дял на собствени нужди и технологични разходи за трансформация	%	16,19	17,20	17,18	18,35	19,56	17,16

Посочва, че към настоящия момент в ТЕЦ „София” и ТЕЦ „София Изток” са изведени за ремонт турбогенератори. Поради недостиг на необходимия брой работещи високоефективни съоръжения за покриване на топлофикационния товар се налага работа с водогрейни котли, като по този начин не е възможно запазването на дела на собствените нужди от 17,18 %, както през отчетната 2023 г., когато електропроизводството е било с над 15,7 % повече, спрямо планираното за 2025 г.

В заключение отбелязва, че намалението на собствените нужди на електрическа енергия с 18 000 МВтч до общо 129 090 МВтч пряко нарушава интересите на дружеството и има неблагоприятни икономически последици върху него, тъй като обективно то няма да

е в състояние да ги реализира и съответно няма да достигне утвърдените необходими годишни приходи.

3. По отношение **разходите за персонал** дружеството изразява несъгласие с извършените корекции на разходите за заплати и осигуровки, като посочва, че предвиденото увеличение е изцяло в резултат на постигнатата договореност в колективния трудов договор между работодателя и синдикалните организации в дружеството. Уточнява, че след продължителни преговори между двете страни за първи път през 2025 г. е договорено увеличението на основните заплати да бъде извършено от 01.07.2025 г., а не от началото на годината, с цел съвпадането му с предстоящия регулаторен период и избягването на непризнати за регулаторни цели разходи за персонал, които „Топлофикация София“ ЕАД би извършила през първото полугодие на 2025 г.

Подчертава, че нарастването на разходите за персонал е обусловено от инфлационните процеси и ръста на минималната работна заплата, като през последните години ръководството на дружеството прилага целенасочена политика по човешките ресурси, която е комбинация от постоянно търсене на възможности за редуциране на персонала чрез модернизация и оптимизация на бизнес процесите, като се осъществява плавно нарастване на възнагражденията, за да успява компанията да поддържа необходимия критичен брой от персонал за осъществяването на лицензионната дейност, както и да бъде привлекателно работно място за квалифицирани млади специалисти. В резултат на предприетите конкретни мерки за оптимизация на персонала през последните пет години е налице тенденция за намаляване на общия му брой, като за периода 2020 г. – 2024 г. общият брой на заетите в дружеството е намалял със 146 души или - 6,1%.

В заключение, счита че признатото увеличение на база средногодишната инфлация за 2024 г. е нерелевантно към социално-икономическата обстановка и общото нарастване на заплатите в страната, както и не отчита факта, че „Топлофикация София“ ЕАД е участник на пазара на труда в столицата, където работните заплати са значително по-високи спрямо останалите части на страната. По данни на НСИ средната брутна работна заплата в гр. София през 2024 г. нараства с 14,9% спрямо 2023 г., което съответства на нивото на поисканото от Дружеството увеличение.

4. По отношение на **разходите за инкасиране на топлинна енергия**, „Топлофикация София“ ЕАД възразява срещу непризнаването на пълния размер на разходите за инкасиране на топлинна енергия, като подчертава, че този разход до настоящия регулаторен преглед винаги е признаван за ценообразуващ. Разходите за инкасиране се начисляват от дружеството по създадена за целта отделна счетоводна сметка, като с включването му в ценообразуването не се получава „дублиране на разходи“, какъвто мотив за извършената корекция е посочен в Доклада.

Уточнява, че разходите за инкасиране на топлинна енергия се формират изцяло от договорните отношения на „Топлофикация София“ ЕАД с фирмите, предоставящи платежни услуги. Този канал за разплащане е сред най-предпочитаните за плащания на битови сметки от потребителите, като данните сочат, че близо 2/3 от постъпленията от топлинна енергия постъпват в дружеството чрез платежни оператори, съответно този канал има най-важно значение за събираемостта на вземанията. Предоставянето на тази възможност за заплащане на месечните сметки има изключително важно значение за текущата събираемост на дружеството и положителни ефекти, свързани с: предоставяне на множество локации и значително по-широк времеви диапазон за плащане на сметките; предпочитан канал за плащане на комунални услуги, поради възможността за плащане на всички сметки на едно място; значително оптимизиране на броя персонал зает в Центрове за обслужване клиенти на дружеството и съответно намаление на разходите за персонал, зает с инкасирането на постъпленията; повишаване текущата събираемост и клиентската удовлетвореност.

Във връзка с изложеното счита, че разходите за инкасиране на топлинна енергия са изцяло присъщи за лицензионната дейност разходи, поради пряката връзка между производството, преноса, фактурирането и събирането на вземанията от топлинна енергия и в тази връзка настоява тези разходи да бъдат включени при ценообразуването, каквато е практиката до настоящия момент.

5. По отношение на **разходите за ремонт** дружеството изразява несъгласие с корекцията и намалението им до размера на отчетените през 2024 г., като счита, че същата е в противоречие с общия подход на Комисията по отношение на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия. Посочва, че предложените в ценовия модел разходи за ремонт са съобразени с необходимостта от увеличаване на интензитета на ремонтните дейности през следващия регулаторен период с оглед на повишената аварийност и нарасналия размер на загуби от пропуски по ТПМ през отоплителен сезон 2024/2025 г.

Уточнява, че през последните години се наблюдава устойчива тенденция за увеличение на разходите за ремонт, като причините за това са текущите нужди от извършване на аварийни ремонтни дейности, поради влошаване техническото състояние на топлопроводите по мрежата, както и основните съоръжения в топлоизточниците. Голяма част от тях са с изтекъл експлоатационен ресурс и докато не бъде инвестирано в цялостната им подмяна, е необходимо да бъдат влагани аварийно-ремонтни средства за локално текущо поддържане с цел осигуряване на качествена и непрекъсната услуга.

Посочва, че предвиденото увеличение на разходите за ремонт за следващия регулаторен период е свързано и с предстоящото изпълнение на инженерингови проекти за подмяна на участъци от магистрални топлопроводи, захранващи значителен брой клиенти. По време на реконструкциите на тези стебла се планира подмяна на амортизирани отклонения в засегнатите зони, които да бъдат извършени със собствени сили и ремонтни разходи.

6. По отношение на **разходите за въоръжена и противопожарна охрана**, дружеството отбелязва че прогнозният размер от 5 992 хил. лв. включва 5 750 хил. лв., планирани в съответствие с поетите договорни ангажименти на дружеството, свързани с предоставянето на услуги по въоръжена физическа охрана на лицензионните обекти на „Топлофикация София“ ЕАД, както и 242 хил. лв. за абонаментно поддържане, сервиз и периодична проверка на пожарогасители, вътрешни пожарни кранове, пожароизвестителни и пожарогасителни инсталации в съответствие с нормативните изисквания. Уточнява, че планираното увеличение на услугите по въоръжена и противопожарна охрана спрямо отчета за 2024 г. е резултат от увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2025 г., което дава отражение в нарастване на единичната цена за охранител съгласно действащия договор.

В обобщение на изложеното, отбелязва, че извършените в Доклада корекции на ценообразуващите елементи (включително корекциите по цени на природен газ и емисии) ще доведат до финансови щети за дружеството от близо 116 млн. лв. през следващия регулаторен период. В тази връзка настоява КЕВР да вземе предвид представените в становището възражения и да ги отрази в окончателното си решение за утвърждаване на цени от 01.07.2025 г.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. **Възражението на дружеството по отношение на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия не се приема.**

Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса по ТПМ са с целеви стойности по-ниски от постигнатите през последните три години от топлофикационните дружества в Р България. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи

по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа.

За целите на анализа са изискани и получени от „Топлофикация София“ ЕАД стойностите на всички основни параметри, определящи технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които пряко влияят на цената на топлинната енергия и повишаване на качеството на услугата „централизирано топлоснабдяване“.

Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в топлопреносната мрежа			
ДРУЖЕСТВО	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
	%	%	%
„Топлофикация София“ ЕАД	19,5	20,5	22,0

От данните, посочени в горната таблица, се установява, че дружеството отчита през последните три години увеличени стойности на загубите по преноса от 19,5% до 22,0 %.

В резултат на сравнителните анализи за нивото на технологичните разходи (загуби) дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Намаляването на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия ще допринесе за по-ниски цени за клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на дружествата следва да се определи техният допустим годишен размер в съответствие с постигнатата най-ниска стойност. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности.

В допълнение към горното, следва да се има предвид, че съгласно представената от дружеството информация с писмо с вх. № Е-14-01-6 от 15.04.2025 г.

Участъци предвидени за подмяна по ТПМ в метри по трасе, m.						
Дружество	**2022 г.**		**2023 г.**		**2024 г.**	
	План	**Отчет**	**План**	**Отчет**	**План**	**Отчет**
„Топлофикация София“ ЕАД	9874	7215	31255	2904	15479	0

Изпълнение на програма за подмяна на участъци по ТПМ			
Дружество	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**

	%	%	%
„Топлофикация София“ ЕАД	73%	9%	0%

Видно от горните таблици, дружеството е изпълнило предвидените ремонтни дейности на 73% през 2022 г., на 9% през 2023 г. и съответно не са налични данни за изпълнението на такива във връзка с подмяна на участъци от ТПМ през 2024 г., като от заложени 15479 m. са отчетени 0 m.

Неизпълнението, частичното изпълнение или не достатъчен заложен обем на инвестиционната и ремонтна програма, свързана с планова подмяна на компрометирани тръбопроводи и съоръжения от топлопреносната мрежа води до редица значителни вреди, както технически, така и икономически и екологични. Тези вреди нарастват с времето и се отразяват както на топлопреносното предприятие, така и на крайните клиенти. Увеличават се загубите на топлина и намалява надеждността на системата. Увеличават се експлоатационните разходи, тъй като аварийните ремонти и временните решения генерират по-големи разходи в дългосрочен план, отколкото навременната подмяна. Увеличава се отделянето на въглеродни емисии, тъй като по-неефективното пренасяне на топлинната енергия води до по-висок разход на гориво, съответно по-големи разходи за закупуване на квоти за въглеродни емисии (CO_2).

Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битовите клиенти. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса (20,66%), тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат отчетните стойности на загубите на топлинна енергия по преноса, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

2. **Възражението по отношение на собствените нужди от електрическа енергия не се приема.**

При отчетени такива за 2021 г. в размер на 16,19 %, дружеството трябва да се стреми към ефективен режим на работа, ненадвишаващ отчетените собствени нужди от електрическа енергия за 2023 г. в размер на 17,18 %.

3. **Възражението по отношение на разходи за заплати и възнаграждения, осигурителни вноски и социални разходи се приема**, съгласно заявените от дружеството разходи за заплати и възнаграждения в размер на 106 835 хил. лв., осигурителни вноски в размер на 19 677 хил. лв. и социални разходи в размер на 8 673 хил. лв.

4. Възражението по отношение на разходите за инкасиране на топлинна енергия не се приема.

Разходите за инкасиране на топлинна енергия са коригирани от 5 058 хил. лв. на 0 лв., с оглед недублиране на разходи. Дружеството следва да подобри обслужването в своите клиентски центрове и касови служби с цел да се минимизират допълнителни разходи към външни дружества.

5. Възражението по отношение на корекцията на разходите за ремонт не се приема.

Разходите за ремонт са коригирани от 13 383 хил. лв. на 7 468 хил. лв., до нивото на отчетените за 2024 г. Посоченото от дружеството предстоящо изпълнение на инженерингови проекти за подмяна на участъци от магистрални топлопроводи, захранващи значителен брой клиенти, има инвестиционен характер и следва да се отрази в цените след актуване като ДМА. В допълнение, съгласно т. 1 от общия подход в прогнозните условно-постоянни разходи не се допускат завишени разходи, вследствие прогнози за аварии, доколкото е недопустимо и неприсъщо на лицензионната дейност дружеството да прогнозира аварии. Също така, в съответствие с т. 1.2 от общия подход аварийни ремонти, възникнали през изминалия ценови период, могат да се включат в разходните позиции, след анализ на техния характер и доказана стойност чрез разходни документи. Такива документи „Топлофикация София“ ЕАД не е представило. Следва да се има предвид, че по силата на чл. 59, ал. 1, т. 1 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката „Топлофикация София“ ЕАД, като лицензирано дружество, е длъжно да сключи и поддържа за срока на издадените му лицензии имуществена застраховка на обектите, с които осъществява лицензионните дейности. Съгласно чл. 59, ал. 2 от същата наредба, застраховките трябва да са в степен и размери, достатъчни, за да осигурят необходимите финансови средства за подмяна на всеки елемент от енергийните обекти и уредби, повредени или унищожени в резултат на авария или други извънредни обстоятелства, както и за заплащане на обезщетения за причинени щети на трети лица.

6. Възражението по отношение на корекция на разходите за въоръжена и противопожарна охрана частично не се приема.

Разходите за въоръжена и противопожарна охрана в производството са коригирани от 2 562 хил.лв. на 2 001 хил. лв. на ниво отчет за 2024 г.

Разходите за въоръжена и противопожарна охрана в преноса са коригирани от 3 431 хил.лв. на 0 лв., тъй като не се предвижда охрана на трасетата на топлопреносната мрежа под земята.

С цел оптимизиране на разходите в дружеството са извършени следните корекции:

1. Разходите за абонаментно поддържане в преноса са коригирани от 6 128 хил.лв. на 2 128 хил. лв.

2. Разходите за външни услуги са коригирани от 564 хил.лв. на 254 хил. лв. на ниво отчет за 2024 г.

3. Разходите за вода са коригирани от 7 438 хил.лв. на 6 802 хил. лв. на ниво отчет за 2024 г.

4. Разходите за вода, отопление и осветление в преноса са коригирани от 867 хил.лв. на 794 хил. лв. на ниво отчет за 2024 г.

5. Количеството емисии парникови газове (CO_2) е коригирано от 1 045 456 t на 1 005 755 t в съответствие с отчетеното количество закупени емисии парникови газове (CO_2) и топлината на горивата за производство и натурални количества за 2024 г.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация София“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация София“ ЕАД			
	Предложение	**След корекция**	**Изменение, %**
Справка № 1 – „Разходи“			
1. Разходи за ремонт	13 383	7 468	-44,2
2. Разходи за въоръжена и противопожарна охрана	5 992	2 001	-66,61
3. Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	4 590	3 977	-13,34
4. Инкасиране на топлинна енергия в преноса	5 058	0	-100
5. Разходи за квоти въглеродни емисии (CO_2)	163 579	137 698	-15,82
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	115 294	105 346	-8,63
Справка № 4 „ТИП в производството“			
1. Количество електрическа енергия за собствени нужди	147 090	129 090	-12,24
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	20,66	16,97	-3,69
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	3 571 719	3 737 719	4,65

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са изчислени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация София“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	713,60
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	492,73
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	135,89
4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ	131,81

Ценообразуващи елементи на изчислените цени:

- Необходими годишни приходи – 912 189 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 891 068 хил. лв., от които условно-постоянни – 218 118 хил. лв. и променливи – 672 951 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 413 108 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,58%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 623 510 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 726 719 MWh.

2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПЛОФИКАЦИЯ“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-49-3 от 31.03.2025 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 141,16 лв./MWh без ДДС;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 140,16 лв./MWh без ДДС;

3. Преференциална цена на електрическа енергия – 374,08 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	241,35	332,86	357,93	374,08	4,51
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	127,19	127,19	127,19	141,16	10,98
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по	126,19	126,19	126,19	140,16	9,96

чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 1 от ЗЕ					

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природен газ – 855,48 лв./knm^3.

Като приложение към заявлението е представено искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения на дружеството, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., които са изчислени от дружеството в размер на 7 080 лв. без ДДС. Дружеството също е посочило, че съгласно разпоредбите на чл. 57, ал. 2, т. 3 от Закона за енергийна ефективност (ЗЕЕ), промишлената система на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД подлежи на задължително обследване за енергийна ефективност, като през 2024 г. е извършено обследване в част „производство“. За изпълнение на това свое задължение, дружеството е сключило договор с „ТЮФ Рейнланд България“ ЕООД на стойност 48 700 лв. без ДДС, която „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД иска да бъде компенсирана.

С писмо с изх. № Е-14-49-3 от 04.04.2025 г. от дружеството е изискана следната допълнителна информация: данни относно инвестиционни дейности в ТПМ; данни относно експлоатационни параметри на ТПМ: опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; подробна обосновка на дружеството за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения; декларация от законните представители на дружеството, за това, че юрисконсултските възнаграждения не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; За новия ценови период е изискано да бъде посочено:- договорената топлинна мощност на абсорбционните чилъри на клиентите на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД; топлинна мощност за битово горещо водоснабдяване на битовите и небитовите клиенти на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД; анализ на отражението на завишените цени на топлинната енергия за крайните клиенти на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, в резултат на по-високите подаващи температури на топлоносителя, респективно по-високите загуби на топлинна енергия по топлопреносната мрежа, инсталираната топлинна мощност за охлаждане; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO_2 за последния ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-49-3 от 15.04.2025 г. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило в КЕВР изисканата информация и документи, както следва:

По т. 1

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Участъци предвидени за подмяна по ТПМ по трасе	m	1020	610	260
Планово подменени участъци по ТПМ по трасе	m	1 168,13	425,93	170,0
Аварийно подменени участъци по ТПМ по трасе	m	200	282	163
Подменени абонатни станции (битови)	бр.	40	37	48

По т. 2

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Обем на ТПМ	m^3	26 090	26 115	26 087
Среден разход на подаваната добавъчна вода към ТПМ	m^3/h	61,70	45,14	44,26
Технологични разходи по преноса на топлинна енергия	MWh	149 566	141 443	141 464
Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в ТПМ	%	43,1	44,3	44,9
Брой пробиви по ТПМ	бр.	103	89	51

По т. 3: Дружеството е представило опис на конкретните инвестиционни дейности извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.

По т. 4: Дружеството е посочило, че през 2022 г., 2023 г. и 2024 г. са извършени енергоспестяващи мероприятия по ТПМ с цел намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, както следва:

- подмяна на участъци от ТПМ, изпълнени от канално положени стоманени тръби с изолация, с предварително изолирани тръби със заводска топлоизолация, положени по безканална технология;
- подменени участъци в част от ТПМ със запазване на същия диаметър, но с промяна на технологията на работа и влагане на материали с по-добри топлоизолационни показатели – около 1 505 метра;
- подменени участъци в част от ТПМ с промяна на диаметър и с промяна на технологията на изпълнение и влагане на материали с по-добри топлоизолационни показатели – около 260 метра;
- извършени са аварийни ремонти на участъци от ТПМ, съгласно данни посочени в табличен вид;
- подменена топлоизолация на магистрален топлопровод 2xDN1000 мм. С обща дължина на трасето от 160 метра;
- Подменени са общо 34 бр. линзови компенсатори през 2023 г. и 2024 г.

Дружеството е посочило, че предвид на това, че всички абонатни станции са рехабилитирани и с работещо регулиране, се подменят само дефектирали топлообменници.

По т. 5: Представена е подробна информация за получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, както и декларация от законните представители на дружеството, за това, че юрисконсултските възнаграждения не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия.

По т. 6: „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило разходооправдателни документи (12 бр. фактури) за закупените от дружеството количества CO_2 квоти за последния ценовия период;

По т. 7: „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило информация, че за новия ценови период, инсталираната топлинна мощност за охлаждане (абсорбционните чилъри) е в размер на 4,22 MW, инсталираната топлинна мощност за битово горещо водоснабдяване за битови крайни клиенти е 109,69 MW и за небитови крайни клиенти е 32,259 MW.

Дружеството е посочило, че предлаганата цена на топлинната енергия в ценовото заявление не е завишена, тъй като в действителност реалният размер на загубите е близо 45%, а заявената стойност за целите на ценообразуването е почти с 10% по-ниска – 35% и то с допускането, че цялата топлопреносна мрежа е напълно рехабилитирана. Дружеството заявява, че въпреки, че реалните загуби са по-високи, съзнателно се заявява по-нисък процент, за да няма прекомерно повишение на цените. Отбелязва, че за цялостната рехабилитация на ТПМ е необходима инвестиция от над 240 000 хил. лв., която с оглед нивата на утвърждаваните от КЕВР цени, е невъзможно да бъде осигурена от дружеството.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило следната обосновка:

Дружеството е посочило, че параметрите за ценообразуване са калкулирани в съответствие с НРЦТЕ и Указания-НВ при следните допускания:

- Цена на природен газ – разходите за основно гориво природен газ са остойностени на база прогнозна цена, към която са добавени цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа. Прогнозната цена е базирана на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб TTF от EEX към ден на търговия 10.03.2025 г.

- Цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД и са съобразени с производствената програма на дружеството;

- Цена на въглеродни емисии в размер на 135,43 лв./тон. Дружеството е извършило собствена оценка на прогнозната цена на CO_2 квотите, базирана на фючърс за EUA от EEX към ден на търговия 10.03.2025 г. Използвани са месечни котировки;

- Цена на произведената електрическа енергия без постигнати показатели за ВЕКП в размер на 215,24 лв.MWh е базирана на налични котировки от EEX за фючърси за България към ден на търговия 10.03.2025 г.

Очаквано количество топлинна енергия, отпускана към топлопреносната мрежа за ценовия период – прогнозните количества отпусната топлинна енергия към топлопреносната мрежа са в размер на 321 564 MWh, които са планирани на база очакваната реализация, технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, при външни температури на въздуха характерни за гр. Пловдив и тенденцията в потреблението през последните години. Анализът на дружеството показва, че не се очаква значителна промяна на реализацията на топлинна енергия за следващия ценови период.

Прогноза на собственото потребление на топлинна енергия в топлоизточниците за ценовия период – дружеството е отчело топлинна енергия за собствени нужди през 2024 г. в размер на 9 028 MWh и за новия ценови период прогнозира топлинната енергия за собствени нужди в размер на 8856 MWh, като е посочило, че планираното намаление с 172 MWh се дължи на очаквания по-малък период на използване на инсталация Когенерация, предвид предвидените ремонтни дейности.

Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи

Дружеството е посочило, че за определяне количествата топлинна енергия за технологични разходи по преноса е направен анализ на изменението на реалните отчетени стойности за последните 7 ценови години и на усилията на ЕВН ТР за намаляването им.

Технологични разходи на топлинна енергия в абонатни станции – дружеството посочва, че всички абонатни станции, част от топлопреносната мрежа, са рехабилитирани през периода от 2001 г. до 2002 г. Изцяло е заменено регулирането им, а около 72% от остарелите подгреватели за отопление и горещо водоснабдяване и елеваторите са заменени с пластинчати подгреватели. След 2006 г. поетапно са подменени останалите кожухотръбни подгреватели с пластинчати. През периода от 2006 г. до 2008 г. всички абонатни станции с кожухотръбни подгреватели са напълно изолирани. Посочва се, че новоизграждащите се абонатни станции са от съвременен тип. Изменението на технологичните разходи в

абонатните станции основно зависи от броя на работещите АС, режимите на работа, броя работни дни на всяка АС, като годишните стойности на тези разходи не се изменят съществено през разглеждания период. За предстоящия ценови период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г. тези разходи са прогнозирани в размер на 8 970 MWh и съответстват на достигнатите нива през последните шест години.

Технологични разходи на топлинна енергия от изтичане на топлоносител

Дружеството е посочило, че загубите на топлоносител – гореща вода и топлинна енергия, са в пряка зависимост от техническото състояние на топлопреносната мрежа и има тенденция за увеличаването на загубите на топлинна енергия поради влошаване на физически и технологични характеристики на стареещата част от топлопреносната мрежа на ЕВН ТР. През разглежданите ценови години „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД полага необходимите и възможни усилия да поддържа топлопреносната мрежа в добро състояние, така че да пренася топлоносител като ограничава загубите му. С оглед на това своевременно се отстраняват констатираните аварийни пробиви по топлопроводите и се извършва рехабилитация на силно компрометирани участъци. ЕВН ТР продължава да подменя остарели салникови компенсатори с линзови, но тези действия не са достатъчни, за да бъде преустановено увеличаването на загубите и тази тенденция да бъде обърната в посока към намаляването им. В периода от 2014 г. до 2024 г., рехабилитираните и новопостроените топлопреносни трасета са с обща дължина от 19,7 km, което представлява едва 10,5% от общата дължина на мрежата към края на 2024 г. – 188,5 km.

С оглед на изложеното, дружеството е приело, че загубите на топлинна енергия от подпитка ще са в размер на 16 500 MWh или 1% намаление спрямо 2024 г.

Технологични разходи на топлинна енергия от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях – въз основа на извършен анализ, дружеството приема за новия ценови период, че загубите на топлинна енергия от излъчване ще бъдат в размер на 87 077 MWh, което представлява увеличение с 4 077 MWh спрямо загубите на рехабилитирана топлопреносна мрежа. Дружеството е посочило, че завишението се основава на необходимостта през неотоплителния период да се работи с по-високи подаващи температури на топлоносителя, за да се гарантира безаварийната работа на абсорбционните чилъри за клиентите на ЕВН ТР на студова енергия.

Необходими прогнозни количества топлинна енергия за ценовия период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

На база направения анализ за трите елемента на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, дружеството е прогнозирало, че **технологичните разходи на топлинна енергия** са в общ размер на **112 547 MWh**, което е **относителен дял от 35%**, като са изложени съответните аргументи за това.

Прогнозното количество електрическа енергия за собствени нужди (СН) и трансформация – потреблението на електрическа енергия за СН на Когенерацията е прогнозирано в размер на 8 330 MWh, което е с 13 MWh по-малко от отчетеното през 2024 г., което се дължи на по-малката продължителност на работа на инсталацията през новия ценови период. Прогнозата на електрическа енергия за СН за производство на топлинна енергия е незначително намалена, със 133 MWh, дължащо се на по-различното натоварване на Когенерацията спрямо 2024 г. Дружеството е посочило, че за инсталация Когенерация, за ценовия период се предвижда един по-продължителен престой за ремонт през месец юни 2026 г.

Регулаторна база на активите – дружеството е посочило, че стойността на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията е калкулирана съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Активите за новия ценови период са базирани на одобрените с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., като към тях са добавени придобитите за периода и са извадени отписаните активи и амортизационните отчисления. Основни позиции са производствените централи (Когенерационна централа, ОЦ Север, ОЦ Юг) и

топлопреносната мрежа (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства). Активите на производствена Когенерационна централа са разпределени в групи според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електрическа енергия, само за производство на топлинна енергия или служат за комбинирано производството и на двата продукта. Активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.), се разпределят между активите за производство и активите за пренос на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2024 г. За периода януари-декември 2024 г. съотношението на отработените часове за дейности свързани с производство са 91 977 ч., а тези свързани с пренос 87 629 часа. На тази база 51% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределя за производство на енергия, а 49% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Необходим оборотен капитал (НОК) – изчислен е като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не са включени разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В резултат на направените изчисления, дружеството предлага да се утвърди НОК в размер на 12 758 хил. лв. Получената сума за НОК се разпределя между регулаторната база на активите за производство и РБА за преноса на топлинна енергия на база на „Коефициент за разпределение на горивото при комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата“. Коефициентът е калкулиран на база постигнати ефективности за електрическа и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 година.

Финансирания – в калкулацията са включени финансиране за ново присъединяване на стойност 138 хил. лв. и финансиране от община Пловдив за изграждане на Първа градска магистрала в размер на 173 хил. лв. Общата стойност на финансиранията включени в Справка 2 „РБА“ са в размер на 311 хил. лв.

След извършена калкулация по формулата в НРЦТЕ, дружеството е получило за РБА **155 949 хил. лв.**

Норма на възвръщаемост на собствения капитал – дружеството е посочило, че за целите на изчисленията е използвало общоприетия „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Pricing Model -CAPM), а за източници на информация за определяне на стойностите: БНБ и Aswath Damodaran, като обръща внимание, че този модел е използван от Комисията в ценовите решения през 2021 г., 2022 г. и 2023 г. Дружеството е получило Безрискова премия – 3,93%, а за безлостовият β коефициент, който отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала, за дружествата в енергийния сектор в Европа е 0,43. При целева структура на капитала (дял на привлечения капитал 11,6/дял на собствения капитал 88,4) и размер на данъчната ставка 10%, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 0,480.

Дружеството предлага Пазарна рискова премия в размер на 6,46%, която е получена като сбор от стойностите на системния риск (4,33%) и специфичния държавен риск за България (2,13%).

След извършените изчисления, дружеството е получило Норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7,03%, а нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е изчислена в размер на 6,06%.

В резултат на извършените от дружеството изчисления, е получена Норма на възвръщаемост на капитала – 7,61%.

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации – планирани са в размер на 13 611 хил. лв., на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. Симулацията на активите в позиции „Сгради“, „Транспортни средства“, „Стопански инвентар“ и „Други дълготрайни

материални активи“ е изготвена на база балансовата стойност на активите към 31.12.2022 г., изчислена съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Разходите за амортизация на активите от позиция „Машини, съоръжения и оборудване“ са изчислени за регулаторни цели на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 35 г. за активите в преноса на топлинна енергия. Разходите за амортизация се разпределят спрямо съответните активи, от които произхождат, на разходи за електрическа енергия, разходи за топлинна енергия и общи разходи за двата продукта. Амортизацията на активите от производствените централи е разпределена съответно според тяхното предназначение и функционалност, спрямо това какъв продукт произвеждат (електрическа, топлинна енергия или и двата вида енергия). Амортизацията на въведените в експлоатация на площадката на ТЕЦ „Пловдив Север“ – 3 броя водогрейни котли и на площадката в ОЦ „Пловдив Юг“ 2 броя водогрейни котли с номинална мощност от 19 MW всеки се отнася директно към разходите за производство на топлинна енергия, тъй като тези активи служат само за производство на топлинна енергия. Амортизацията на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи ѝ компоненти, са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия. Разходите за амортизация на други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.), се разпределя между разходите за производство и пренос на база коефициент получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2024 година съответно в производството и в преноса на топлинна енергия.

Разходи за ремонт – планирани са по обекти в ремонтна програма в общ размер на 877 хил. лв., за поддържане в изправно и безопасно състояние на съоръженията за производство на топлинна и електрическа енергия и за пренос на топлинна енергия. Основните обекти в ремонтната програма са: аварийни ремонти топлопреносна мрежа: 385 хил. лв.; инспекция на газова турбина SGT-700 – 300 хил. лв.; ремонт на абонатни станции на стойност – 86 хил. лв.; ремонт на различни сгради – 50 хил. лв.; поддръжка на водогрейни котли – 38 хил. лв.; инспекция на парна турбина SST-300 – 10 хил. лв.; поддръжка на компресори за сгъстен въздух – 9 хил. лв.

Разходи, свързани с персонала – планирано е увеличение на тези разходи, като се предлага да бъдат в размер на 6 121 хил. лв., която сума е формирана от разходи за заплати и възнаграждения в размер на 4 690 хил. лв. и начисления, свързани с действащото законодателство в размер на 1 430 хил. лв. Дружеството е посочило, че увеличението на тези разходи се дължи основно на нарастване на разходите за заплати и възнаграждения на персонала и увеличението на осигурителния праг, като в планираните разходи не са включени разходи, непризнати за целите на ценовото регулиране съгласно чл. 8, ал. 2 от НРЦТЕ.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – планирани са в размер на 9 397 хил. лв. на базата на отчетните разходи през 2024 г., индексирани с обявената от Националния статистически институт (НСИ) средногодишна инфлация от 2,4% за периода януари 2023 г. – декември 2023 г. спрямо периода януари 2024 г. – декември 2024 г. Дружеството отчита същите разходи за 2024 г. в размер на 9 202 хил. лв.

Вътрешно-групови разходи, **свързани с дейността** – планирани са в размер на 4 064 хил. лв. или с 95 хил. лв. повече спрямо отчетната стойност за базовата 2024 г. и включват: проектно-консултантски услуги, административни и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал за по-ефективно извършване на основните дейности. За извършването на вътрешно-груповите услуги, дружеството е посочило, че има сключен договор с „ЕВН Център за услуги“ ЕООД от 01.10.2011 г.

Приходи от присъединяване и услуги – планирани са в размер на 212 хил. лв. или с 5 хил. лв. повече спрямо отчетната стойност за базовата 2024 г., като са получени на база отчетни данни за приходите от услуги, индексирани със средногодишна инфлация от 2,4%

за периода януари 2023 г. – декември 2023 г. спрямо периода януари 2024 г. – декември 2024 г. Планираните приходи са от: услуги за дялово разпределение на топлинна енергия, включително доставка и монтаж на уреди за дялово разпределение, присъединяване на нови клиенти и приходи от услуги, директно възлагани от клиенти.

Прогнозните условно–постоянни разходи за новия ценови период са в общ размер на 29 794 хил. лв.

Променливи разходи – планирани са в размер на 85 879 хил. лв., или същите се увеличават с 15,3% спрямо отчетната стойност за базовата 2024 г. (74 474 хил. лв.).

Разходите за материали са в размер на 65 457 хил. лв., като дружеството е посочило, че се наблюдава увеличение спрямо базисната 2024 г., като основна тежест има разходът за природен газ. Прогнозните разходи са изчислени с цена на природен газ, базирана на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб TTF от EEX към ден на търговия 10.03.2025 г., предвид Методиката за ценообразуване на „Булгаргаз“ ЕАД.

Разходите за вода са с прогнозна стойност от 174 хил. лв. и са планирани по месеци и по видове консуматори спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с прогнозните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период. Към общите разходи са включени и разходи за канализация, отвеждане и пречистване на потребените количества вода.

Разходи за закупена електрическа енергия – планирани са в общ размер на 1 162 хил. лв., разпределени по месеци за периода от месец юли 2025 г. до месец юни 2026 г., както и по видове напрежение (високо, средно и ниско). Те са планирани спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с прогнозните количества топлинна и електрическа енергия за съответния период.

Разходите за консумативи са с прогнозна стойност от 150 хил. лв. спрямо 146 хил. лв за базисната 2024 г. Те са планирани спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с прогнозните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период.

Разхода за акциз на природния газ възлиза в размер на 1 127 хил. лв. спрямо 1 091 хил. лв., отчетени за базовата 2024 г.

Дружеството е посочило, че в променливите разходи не са прогнозирани разходи за външни услуги.

Разходите за въглеродни емисии – дружеството е посочило, че всички горивни инсталации, които се експлоатират на площадките на двете отоплителни централи, собственост на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, са включени в Европейската схема за търговия с емисии (ЕСТЕ), съгласно Директива 2003/87/ЕО за установяване на схема за търговия с квоти за емисии на парникови газове в рамките на Общността. Посочва се, че от 01.01.2021 г. е влязла в сила IV-та фаза на Схемата за търговия с емисии на парникови газове на Европейският съюз (СТЕ на ЕС), която обхваща периода 2021 – 2030 г. включително, който е разделен на два етапа: 2021 г. – 2025 г. и 2026 г. – 2030 г. През тази фаза също има възможност за безплатно разпределяне на квоти за емисии на парникови газове на операторите на инсталации за производство само на топлинна енергия, но количеството квоти е значително занижено в сравнение с предходните три фази на СТЕ. Също така са променени и правилата за разпределение, като то е обвързано с промените в реалната работа на инсталациите и при промяна в равнището на активност с повече от 10% на годишна база, се преизчислява количеството на предварително разпределените безплатни квоти. ЕВН ТР е посочило, че за 2024 г. е отчетена промяна над 10% в равнището на активност на инсталациите, разположени на площадката на ОЦ „Пловдив-Юг“, което се отразява в промяна на предварително разпределените безплатни квоти за тези инсталации, считано от 2025 г.

След извършената корекция във връзка с промяната на равнището на активност, общо за двете централи на дружеството са разпределени безплатни квоти в следния размер:

Период	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	ОБЩО
Безплатни квоти, тона CO_2	**15 053**	**16 548**	**16 929**	**15 403**	**14 540**	**78 473**

Разходите за закупуване на квоти за емисии въглероден диоксид (CO_2) са определени като от реално емитираните от инсталациите парникови газове при производството са приспаднати предвидените безплатни квоти и са остойностени с цена на емисиите базирана на фючърс за EUA от EEX към ден на търговия 10.03.2025 г. (Futures Market на EEX). За периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. дружеството прогнозира за закупуване общо за двете централи (ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“) 138 146 t CO_2 квоти, при цена 135,43 лв./t или прогнозните разходи възлизат в размер на 18 709 хил. лв.

Разходи за балансиране по ПТЕЕ – прогнозирани са в размер на 301 хил. лв. спрямо 300 хил. лв. за 2024 г., които са на база сумарен небаланс в размер на 1,5% от планираните продажби на електрическа енергия, остойностени със среднопретеглените цени за отчетната година 2024 г.

Дружеството е изчислило **необходимите годишни приходи** в размер на 127 540 хил. лв.

В обосновката са представени подробни изчисления за корекциите, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. Дружеството е посочило, че следва да се начисли корекция по природен газ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на -2 563 хил. лв. По отношение на корекцията за въглеродни емисии за периода 01.07.2024 г. до 28.02.2025 г. (отчет) и прогноза от 01.03.2025 г. до края на ценовия период (30.06.2025 г.) дружеството е получило надвзет приход от 346,88 хил. лв. Също така дружеството е извършило изчисления на корекциите по природен газ и въглеродни емисии за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., като е посочило, че следва да се извършат допълнителни корекции.

Дружеството е калкулирало **корекция на необходимите приходи** съгласно формулата в НРЦТЕ: **-3 706 хил. лв.**

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 50,0 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

1.1. Разходите за балансираща енергия, като част от променливите разходи, не са признати, като корекцията е направена в съответствие с т. 1.4. от общия подход;

1.2. Корекциите за природен газ, посочени от дружеството не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи, като следва да се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка, необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

1.3. Прогнозната цена на закупените емисии CO_2 е коригирана от 135,43 лв./t на 136,91 лв./t (70 евро/t), в съответствие с т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO_2: 138 145,70 t, заявени от дружеството;

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 136,91 лв./t Х 138 145,70 t = 18 914 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 74 779,00 knm^3, съгласно заявеното от дружеството.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации;

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени от 35% на 25,36%, в контекста на извършените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

4.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството;

4.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 68,76 лв./MWh;

4.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,05 + 2,64 = 3,69 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 72,45 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2024/2025												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	**29 788**	**41 677**	**42 336**	**57 341**	**94 123**	**103 441**	**109 349**	**103 305**	**90 524**	65 321	29 365	45 441	**812 011**
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	69,29	69,29	69,29	69,29	69,29	69,29	77,19	77,19	77,19	77,19	77,19	77,19	**73,60**
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	62,45	63,86	64,92	66,98	72,88	79,64	85,35	89,90	91,46	78,53	80,38	78,43	**79,02**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	203,87	226,39	185,11	124,98	-326,52	-1 071,32	-917,41	-1 147,34	-1 291,54	-51,61	219,89	832,73	**-3 013**
Цена на пр. газ , Цбг	**BGN/MWh**	**58,10**	**60,75**	**61,91**	**63,72**	**68,69**	**75,89**	**81,94**	**84,34**	**87,58**	**75,08**	64,95	56,07	**73,66**
		0,00	0,00	0,00	-0,25	0,12	-0,01	-0,46	1,60	0,00	0,55	10,68	19,56	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	62,45	63,86	64,92	67,11	72,76	79,65	85,58	88,30	91,46	77,98	69,70	58,86	**77,31**
Достъп + пренос	**BGN/MWh**	4,35	3,11	3,01	3,52	4,07	3,76	3,87	3,96	3,88	2,90	4,75	2,80	**3,69**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	131 147
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**67,77**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**572,00**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
22 736,35	**21 402,78**	**-1 333,57**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **-3 774,34**

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД на откритото заседание и с писмо с вх. № Е-14-49-7 от 11.06.2025 г. е изразило становище относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. По отношение на технологичните разходи на топлинна енергия по преноса

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е посочило, че е заявило технологични загуби на топлинна енергия при преноса от 35 %, като според Доклада те са намалени на 25,38 %.

Дружеството обръща внимание, че аргументи за това се съдържат в т. 6 (стр. 17-24 от Доклада), където се посочва, че: „в резултат на сравнителните анализи за нивото на технологичните разходи (загуби) дружествата следва да предприемат драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Намаляването на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия ще допринесе за по-ниски цени за клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи. Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на дружествата следва да се определи техният допустим годишен размер в съответствие с постигнатата най-ниска стойност. Също така се посочва, че докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по- горе стойности“.

Дружеството посочва, че това е вярно, но също така посочва и че в случая следва да се съобрази обективната действителност в България, като заявява че мрежите са доста остарели, което пък изисква значителни по размер инвестиции за рехабилитация и съответно за намаляване на загубите.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД обръща внимание, че конкретно за неговата мрежа, както е посочило в заявлението - тя е дълга, със сравнително ниска плътност, което води до голяма продължителност на топлинната вълна и до необходимост денонощно да се работи при високи температури, за да се осигури качествено топлоснабдяване и на най - отдалечените потребители. Дружеството акцентира върху извършения сравнителен анализ с предложените технологични разходи по елементи за ценовата година, тъй като независимо от прогресивно влошаващото се състояние на топлопреносната мрежа, значително намалената плътност на потребление и значителното увеличение на дължината на мрежата, искането признаване на относителния дял от 35% е в съответствие с Методиката за определяне на допустимия размер на технологичните разходи.

Дружеството посочва, че независимо от това, че непрестанно инвестира в обновяване на топлопреносната мрежа и съоръженията към нея, не е възможно едновременно да се рехабилитират големи участъци, за да не се блокира градската среда, обичайните дейности и маршрути за движение на гражданите. Дружеството заявява, че въпреки усилията, които полага и дори хипотетично, ако разполага с необходимите за целта ресурси, на практика е невъзможно технологичните загуби по мрежата да се намалят до посочената от работната група стойност. Дружеството счита, че в случай че им се признаят реалните нива на технологични разходи не биха получили неправомерно икономическа изгода.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД заявява, че КЕВР не признава изцяло размера на заявените от топлофикационните предприятия технологични разходи при преноса, като според дружеството ситуацията допълнително се усложнява от възприетия в Доклада подход за завишаване на количеството на топлинната енергия за разпределение със стойността на приложеното намаление на технологичните разходи при преноса (конкретно за „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД завишаването е с 31 000 MWh).

Дружеството не е съгласно и с изложеното на стр. 24 от Доклада, а именно, че коментираният подход бил икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно

поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия.

В тази връзка „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД заявява, че в поведението на дружеството няма нищо неправомерно, като посочва, че високият процент технологични загуби не е резултат от недобросъвестност или „неправомерно поведение“, а от комплекс от инфраструктурни, технически и социални фактори, които изискват системни и дългосрочни инвестиции. В допълнение дружеството посочва, че работи последователно за подобряване на мрежата, за оптимизация на работните процеси и дългосрочното намаляване на загубите, но счита че налагането на административно според него нереалистично ниско ниво на технологичните разходи, без да се отчитат обективните дадености, създава риск не само за икономическата устойчивост на дружеството, но и за качеството и сигурността на топлоснабдяването за крайните клиенти. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД обръща внимание и по отношение на описания подход за намаляване на размера на технологичните загуби, съчетан със завишаване на количествата реализирана енергия с разликата, което според дружеството води до безкрайна спирала. В тази връзка дружеството счита, че в резултат на това реалните нива на тези разходи никога няма да намират място при утвърждаване на цените, което според него води до невъзможност за извършване на адекватни инвестиции, насочени към обновяване на мрежата и реалното намаляване на загубите по нея. Дружеството изразява притеснения, че в крайна сметка, ако се запази тази тенденция, никога няма да може да намали размера на технологичния разход до общоприетите на европейско ниво стойности, поради хронична липса на средства, които да инвестира в тази дейност.

В допълнение дружеството посочва, че е от изключителна важност да бъде признат реалистичен дял на технологичните разходи, съобразен с фактическото състояние на мрежата, като само при наличието на обективен и справедлив подход ще могат да се създадат условия за ефективно функциониране на системата, осигуряване на надеждни услуги и постепенно достигане на по-ниски нива на загуби в съответствие с добрите европейски практики.

2. По отношение на корекцията за период Pt-1

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД счита, че при калкулацията на разликата между прогнозните и отчетните разходи, формиращи разходите за природен газ и за квоти за въглеродни емисии за предходния ценови период (корекция Pt-1) е допусната техническа грешка. В тази връзка е посочило, че в Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. за периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. е изчислена корекция за природен газ в размер на 18 729 хил. лв. и корекция за въглеродни емисии в размер на 4 225,71 хил. лв., като в следствие на така направените изчисления, общата корекция, включена в Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. е 22 954,71 хил. лв. (таблицата на стр. 52 от Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г.).

Дружеството е посочило, че видно от таблицата на стр. 52 от Доклада, Pt-1 е изчислено в размер от 1 333,57 хил. лв., а посочените в таблицата стойности на разходите по прогноза (22 736,35 хил. лв.) по никакъв начин не кореспондират с тези от предходното ценово решение (22 954,71 лв.), поради което счита, че има допусна техническа грешка.

В заключение „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД счита, че параметрите представени в Доклада по отношения на дружеството следва да бъдат преразгледани, както по отношение на технологичните разходи при преноса на топлинна енергия, така и при изчисляването на корекцията Pt-1.

Дружеството счита, че заявените технологични разходи са обосновани и отразяват действителното състояние на мрежата и условията на експлоатация, като прилагането на по-ниски стойности, без оглед на тези специфики, крие риск за финансовата устойчивост и качеството на услугата.

Според дружеството по отношение на корекцията Pt-1 е налице техническа неточност, която следва да бъде коригирана въз основа на представените реални данни.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на технологичните разходи на топлинна енергия по преноса не се приема

Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса по ТПМ са с целеви стойности по-ниски от постигнатите през последните три години от топлофикационните дружества в Р България. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа.

За целите на анализа са изискани и получени от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД стойностите на всички основни параметри, определящи технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които пряко влияят на цената на топлинната енергия и повишаване на качеството на услугата „централизирано топлоснабдяване“.

Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в топлопреносната мрежа			
ДРУЖЕСТВО	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
	%	%	%
„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	43,1	44,3	44,9

От данните, посочени в горната таблица, се установява, че дружеството постига през последната 2024 г. стойности на загубите по преноса над 40% от отпуснатата от топлоизточниците топлинна енергия, което съществено се различава от най-добрата постигната стойност от „Топлофикация София“ ЕАД през 2022 г. – 19,5%.

В резултат на сравнителните анализи за нивото на технологичните разходи (загуби) дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Намаляването на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия ще допринесе за по-ниски цени за клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на дружествата следва да се определи техният допустим годишен размер в съответствие с постигнатата най-ниска стойност. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности.

В допълнение към горното, следва да се има предвид, че съгласно представената от дружеството информация с писмо с вх. № Е-14-49-3 от 15.04.2025 г.

Участъци предвидени за подмяна по ТПМ в метри по трасе, m.						
	Дружество	**2022 г.**		**2023 г.**		**2024 г.**
			Отчет	**План**	**Отчет**	**План**	**Отчет**

		лан					
	„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	1020	1168	610	426	260	170

Видно от горната таблица, дружеството през 2022 г. е преизпълнило плана за подмяна на участъци от ТПМ, а за 2023 г. и 2024 г. е видно, че има неизпълнение на ремонтната програма в диапазона между 30% - 35%. Неизпълнението, частичното изпълнение или не достатъчен заложен обем на инвестиционната и ремонтна програма, свързана с планова подмяна на компрометирани тръбопроводи и съоръжения от топлопреносната мрежа води до редица значителни вреди, както технически, така и икономически и екологични. Тези вреди нарастват с времето и се отразяват както на топлопреносното предприятие, така и на крайните потребители. Увеличават се загубите на топлина и намалява надеждността на системата. Увеличават се експлоатационните разходи, тъй като аварийните ремонти и временните решения генерират по-големи разходи в дългосрочен план, отколкото навременната подмяна. Увеличава се отделянето на въглеродни емисии, тъй като по-неефективното пренасяне на топлинната енергия води до по-висок разход на гориво, съответно по-големи разходи за закупуване на въглеродни емисии (CO_2).

Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битовите клиенти. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружеството (35%), тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат отчетните стойности на загубите на топлинна енергия по преноса, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

2. Възражението по отношение на корекцията Pt-1 за предходния ценови период не се приема

По отношение на твърдението на дружеството за допусната техническа грешка, следва да се има предвид, че посочената от дружеството стойност на Pt-1 е изчислена по следния начин:

В Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г. Комисията е определила преференциална цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, като е установила разлика в надвзет приход по отношение на:

- природния газ на стойност 18 729 хил. лв. (същата е изчислена по данни на дружеството, като включва 8 месеца с отчетни данни и 4 месеца с прогнозни данни), като за 2023/2024 г. същите са променени, тъй като са налични вече отчетни данни за горепосочените 4 месеца, поради което е извършена корекция в стойността на надвзетия приход по отношение на частта природен газ, която от 18 729 хил. лв. става 17 395 хил. лв., или разлика от 1 334 хил. лв. (закръглена от 1 333,57 хил. лв.)

- въглеродни емисии CO_2 на стойност 4 225,71 хил. лв. (в резултат на промяна на борсовата цена на квоти въглеродни емисии CO_2 от 70,95 евро/t. на 71,83 евро/t за периода 01.07.2023 – 30.06.2024 г.), като за 2023/2024 г. същите са променени, тъй като на борсата са налични вече отчетни данни, поради което е извършена корекция и стойността на надвзетия приход по отношение на частта въглеродни емисии CO_2 става 4 007,61 хил. лв., или разлика от 218,36 хил. лв. В тази връзка разликата между двете стойности на надвзет приход - 22 954,71 хил. лв. и 22 736, 35 хил. лв. са коректни и не е налице допусната техническа грешка, а именно:

- разходи по прогноза (като включва 8 месеца с отчетни данни и 4 месеца с прогнозни данни) за природен газ и квоти въглеродни емисии CO_2 в размер на 22 954,71 хил. лв.

- коригирани разходи на база отчетни данни за последните 4 месеца за природен газ и квоти въглеродни емисии CO_2 в размер на 22 736, 35 хил. лв.

Следва да се има предвид, че отчетните данни за разходите за природен газ са съобразени с фактурите за закупени количества природен газ, които дружеството ежемесечно е прилагало към заявленията за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство. Количеството квоти въглеродни емисии е в съответствие с фактурираните количества природен газ.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	**Предложение**	**След корекция**	**Изменение, %**
Променливи разходи, хил. лв., в т.ч.:			
1. Балансираща енергия, хил. лв.	301	0	-100%
2. Корекция газ	285	0	-100%
3. Разходи за квоти въглеродни емисии (CO_2)	18 709	18 914	+1,1%
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	12 758	11 982	-6,08%
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	35,00	25,36	-9,64%
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	209 017	240 017	+14,83%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	лв./MWh

	, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	354,02
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	133,15
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	133,78
4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ	132,78

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 121 274 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 109 466 хил. лв., от които условно-постоянни – 29 794 хил. лв. и променливи – 79 672 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 155 173 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,61%;
- Количество електрическа енергия – 268 030 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 254 003 MWh;
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 14 027 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 240 017 MWh.

3. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЛЕВЕН“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-04-5 от 31.03.2025 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 91,82 лв./MWh без ДДС;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 109,45 лв./MWh без ДДС;

3. Преференциална цена на електрическа енергия – 408,38 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация - Плевен“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата	248,78	331,82	357,52	408,38	14,23

енергия					
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	90,02	90,02	90,02	109,45	21,58
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	84,77	84,77	85,42	91,82	7,49

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природния газ – 997,08 лв./knm^3 без ДДС.

С писмо с изх. № Е-14-04-5 от 04.04.2025 г. от дружеството е изискана следната допълнителна информация: данни относно инвестиционни дейности в ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; данни относно експлоатационни параметри на ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.

С писмо с вх. № Е-14-04-5 от 15.04.2025 г. „Топлофикация - Плевен“ АД е представило в КЕВР следната информация:

По т. 1: Данни относно инвестиционни дейности в топлопреносната мрежа:

		Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
1	Участъци предвидени за подмяна по ТПМ по трасе	m	245	80	93
2	Планово подменени участъци по ТПМ по трасе	m	245	72	88
3	Аварийно подменени участъци по ТПМ по трасе	m	72	73	84
4	Подменени абонатни станции (битови)	бр.	12	12	8

По т. 2: Данни относно експлоатационни параметри на топлопреносната мрежа:

		Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
1	Обем на ТПМ	m³	27 100	27 300	27 600
2	Среден разход на подаваната добавъчна вода към ТПМ	m³/h	56,3	61,1	63,8
3	Технологични разходи по преноса на топлинна енергия	MWh	155 255	154 715	158 098

4	Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в ТПМ	%	46,84	47,6	47,63
5	Брой пробиви по ТПМ	бр.	42	31	38

По т. 3: Опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за последните три години:

В периода 2022 г. до 2023 г. в дружеството е работило по проект за изграждане на заместваща мощност. Изградената когенерация с обща топлинна мощност 25,7 MW и обща електрическа мощност 26,2 MW е въведена в експлоатация през втората половина на 2023 г. По проекта са изразходвани средства, както следва:

2022 г. – 5 386 хил. лв. и е закупен електрокар на стойност 70 хил. лв.

2023 г. – 4 037 хил. лв.

През 2024 г. е извършена работа по проект за изграждане на заместваща мощност 2, в който се предвижда изграждане на когенерация с два броя бутални двигатели с обща електрическа мощност 18 MW. По проекта са изразходвани 659 хил. лв.

По т. 4: Опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по топлопреносната мрежа за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за последните три години:

2022 г.		
	Реконструирани А.С.	12 бр.
	Подменени и реконструирани топлопроводи	637 м топлопровод
	Подменени салникови компенсатори	8 бр.
	Възстановена топлоизолация	500 м²
2023 г.		
	Реконструирани А.С.	12 бр.
	Подменени и реконструирани топлопроводи	290 м топлопровод
	Подменени салникови компенсатори	10 бр.
	Възстановена топлоизолация	302 м²
2024 г.		
	Реконструирани А.С.	8 бр.
0	Подменени и реконструирани топлопроводи	344 м топлопровод
1	Подменени салникови компенсатори	14 бр.
2	Възстановена топлоизолация	356 м²

„Топлофикация - Плевен“ АД е представило следната обосновка:

1. За изпълнение на производствената си програма през новия регулаторен период от 01.07.2025 г . до 30.06.2026 г., дружеството ще експлоатира две инсталации за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия – КПГЦ (комбиниран паро-газов цикъл, състоящ се от газова турбина с котел-утилизатор, енергиен парогенератор и парни турбини) и ДВГ, състояща се от 3 броя газови бутални двигатели с котел-утилизатори за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Стремежът на дружеството е да подобри постигнатите през отчетната година и през отчетния период обща ефективност на производство. При достигната за отчетния период обща ефективност на двете инсталации 78,91% се предвижда през новия регулаторен период ефективността да бъде 79,01%. При

така предвидените количества електрическа и топлинна енергия природният газ през регулаторния период е 110 700 knm^3. Запазват се нивата на разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия, като при нормата за електроенергия има намаление, а при нормата за топлоенергия има увеличение спрямо постигнатите през отчетната година. Това се дължи на по-голямото предвидено количество произведена електрическа енергия. За електрическата енергия разчетът за разходната норма за производство е 130,47 гр.у.г./кWh, а за топлинната енергия разходната норма е 163,34 кг.у.г/MWh при постигнати през 2024 г. съответно 134,99 гр.у.г./кWh и 159,61 кг.у.г/MWh.

2. Според дружеството като основа на разчета е повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия.

Предвижда се произведената електроенергия да бъде 416 800 MWh, а собствените нужди – 34 800 MWh, или 8,35% от произведената електрическа енергия, при отчетени за 2024 година 8,55%. Увеличението на произведената електрическа енергия спрямо отчетната година е с 37 302 MWh. Продадената комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство се предвижда да е 382 000 MWh.

3. Дружеството предвижда увеличение на количествата топлинна енергия за реализация с топлоносител гореща вода спрямо нивото на отчетеното през 2024 г. с около 6 860 MWh. Топлинната енергия за разпределение с гореща вода за предстоящия регулаторен период се очаква да е 180 700 МВтч. Причина за това са значително по-високите от нормалното температури на околната среда през изминалите зимни месеци на 2024 година. Предвижда се и запазване на нивото на количеството топлинна енергия с топлоносител пара.

4. Дружеството е посочило, че при тези допускания, разходът на природен газ за разчетния период е 110 700 knm^3 или увеличение с 6,4%, без използване на резервно гориво - мазут. Цената на природния газ за предстоящия ценови период е получена при използване на утвърденото от Комисията Приложение № 2, като е използвана предложената от „Булгаргаз“ ЕАД за месец март 2025 г. цена от 87,54 лв./MWh, актуалната цена за пренос – 1,0734 лв./MWh и последната постигната от дружеството индивидуална цена на капацитетни продукти за месец февруари 2024 г. в размер на 2,6648 лв./MWh. В цената на природния газ за предстоящия регулаторен период е включен и присъщият за дейността разход на дружеството за съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“. Предоставен е Договор за компенсиране на сезонната неравномерност за предстоящия отоплителен сезон.

5. Посочените емисии на парникови газове за цялото производство за разчетния период са пресметнати на база на последната инвентаризация на емисии, като са използвани актуалните данни за емисионния фактор и коефициента на окисление.

Количеството емисии за новия ценови период е 215 268 t CO_2. Те са остойностени на база средна цена на емисиите CO_2 в размер на 75 евро/t.

6. При определяне на стойността на недовзет приход за отчетния период съгласно НРЦЕЕ - Приложение 5, са взети предвид последните известни към момента на подаване на заявлението данни за цените на природния газ за м. март 2025 г. и на емисиите за м. март 2025 г., като общият размер на недовзет приход е 8 825 хил. лв.

7. В работен лист с наименование „Спецификация“ е дадено помесечното производство на топлинна и електрическа енергия, разходът на природен газ и натовареността на съоръженията през периода.

8. Дружеството е посочило, че необходимите годишни приходи са установени при спазване на Указания-НВ по приложения модел (справки от № 1 до № 9).

9. Изчисленията на разходите по прогнозата са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2024 г., концепцията за развитие на дружеството през следващата година и обективните тенденции в макроикономически аспект. В разходите не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата, загуби от обезценки, брак, отписани вземания, лихви за забава и неустойки, свързани с неизпълнение на сключени договори. Посочва се, че прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2024 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., особеностите

на режимите и схемите на работа на съоръженията и настъпилите обективни промени в законодателството.

10. Разходите за амортизация са представени в съответствие със Счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2024 г. В края на м. декември 2024 г. е извършена преоценка на ДМА чрез определяне на справедлива стойност на оборудването към датата на оценката, поради което разходите за амортизации са увеличени за новия регулаторен период.

11. В променливите разходи за отчетния период, разходите за закупена енергия са 999 хил. лв., като са приспаднати компенсациите по РМС в размер на 118 хил. лв. Стойността им без тях е 1 117 хил. лв.

12. Разходите за ремонт за 2024 г. са 8 485 хил. лв., през отчетния ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са 8 548 хил. лв. и прогнозните разходи за новия регулаторен период са в размер на 9 195 хил. лв. Увеличението е главно поради предстоящите частични ремонти на газовата турбина, ремонта на регулацията на ТГ № 1 и ремонти по газо-бутални двигатели. Дружеството е посочило, че в ремонтната програма са предвидени необходимите мерки за поддръжка на топлоизточника, спомагателното оборудване и топлопреносната мрежа в годно за експлоатация състояние на база на препоръките на производителите на оборудването и нормативната уредба. В инвестиционна програма са предвидени средства за приключване на проект за изграждане на заместваща мощност 2. Дружеството планира да извърши рехабилитация на топлофикационни отклонения и да изгради нови такива за включване на нови абонати.

13. Нормата на възвращаемост на капитала е 7,26%. Дружеството е отбелязало, че ставката за възвращаемост на собствения капитал е силно занижена и затруднява не само по-нататъшното инвестиране, но и текущите разплащания към доставчици, в частност към „Булгаргаз“ ЕАД.

14. Оборотният капитал е определен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, без да са включени разходите за амортизации.

15. Разходите за заплати през новия регулаторен период са 8 176 хил. лв. Дружеството е посочило, че месечната средна работна заплата в отрасъл „Енергетика” за 2024 г., съгласно данни на НСИ е 3 264 лв., а за „Топлофикация - Плевен“ АД е 2 653 лв. Въпреки направените увеличения на заплатите през изминалата година, дружеството продължава да изостава с около 23%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 94,19 MW.

1. В Справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

1.1. Прогнозни емисии CO_2: 206 330 t заявени от дружеството – 8 929 t безплатни квоти = 197 401 t.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO2 – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 136,91 лв./t X 197 401 t = 27 026 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 110 700 knm^3.

1.2 Разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 8 176 хил. лв. на 6 685 хил. лв., на ниво отчет за 2024 г.;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени от 47,52% на 25,73%, в контекста на извършените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена

на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

4.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството;

4.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 67,84 лв./MWh;

4.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,06 + 3,17 = 4,24 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 72,08 лв./MWh.

[TLP-WHITE]
Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2024/2025												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	**70 036**	**69 834**	**70 623**	**82 752**	**124 412**	**137 051**	**139 753**	**141 766**	**119 214**	83 700	69 660	68 904	**1 177 705**
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	71,09	71,09	71,09	71,09	71,09	71,09	79,09	79,09	79,09	79,09	79,09	79,09	**75,32**
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	62,24	64,85	65,85	68,18	72,94	81,74	104,71	89,65	91,80	92,02	92,17	92,18	**83,40**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	618,96	435,35	369,48	240,36	-227,94	-1 201,92	-972,04	-1 336,47	-1 517,58	-39,36	662,52	1 266,86	**-1 702**
Цена на пр. газ , Цбг	**BGN/MWh**	**58,10**	**60,75**	**61,91**	**63,72**	**68,69**	**75,89**	**81,94**	**84,34**	**87,58**	**75,08**	64,95	56,07	**72,53**
		-0,02	-0,02	-0,03	-0,01	0,02	1,88	18,67	1,14	-0,04	12,46	22,59	31,47	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	62,25	64,86	65,86	68,19	72,92	79,86	86,04	88,51	91,82	79,56	69,58	60,70	**76,77**
Достъп + пренос	**BGN/MWh**	4,16	4,12	3,96	4,47	4,23	3,97	4,10	4,17	4,26	4,48	4,63	4,64	**4,24**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**194 538**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**67,77**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**848,48**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
29 390,51	**29 652,20**	**261,69**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **-591,61**

„Топлофикация - Плевен“ АД на откритото заседание и с писмо с вх. № Е-14-04-6 от 11.06.2025 г. е представило становище относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. По отношение на **цената на природния газ,** определена в Доклада, дружеството счита, че Комисията коректно е определила индивидуалната цена на природния газ за новия регулаторен период в размер на 72,08 лв./MWh, като индивидуалната цена е съобразена с характера на потреблението и с цените за пренос и достъп през газопреносната мрежа.

Същевременно дружеството заявява, че при определянето на крайната цена на природния газ Комисията не е отчела още два присъщи за дейността разходи, а именно: разхода за съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“ и разхода за добив на природен газ от ПГХ „Чирен“ през предстоящия отоплителен сезон с цел осигуряване равномерността на доставката на гориво.

Дружеството посочва, че годишният разход за съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“ е в размер на 742 870 лв., което е видно от ред 49 на Приложение 2 към Заявлението.

Обръща внимание, че разходът за добив на природен газ от ПГХ „Чирен“ е обоснован от задължението за изпълнение на разпоредбите на Регламент (ЕС) № 1938/2017 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 г., относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ, както и на разпоредбите на Плана за действие при извънредни ситуации, като счита, че следва да бъде взет под внимание при определяне на крайната индивидуална цена на природния газ.

2. По отношение на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия** дружеството категорично възразява срещу намаляването от страна на Комисията на технологичните разходи на топлинна енергия по преноса въз основа на т. 6 от общия подход от 47,52% на 25,73%, или с 21,79%. Посочва, че реално дружеството е заложило за новия регулаторен период намаление на технологичните разходи спрямо отчетната година, с което покрива изискванията на т.6 от общия подход. Счита, че Комисията не е взела под внимание, че дружеството предлага увеличение на отпуснатата енергия към преноса с гореща вода и съответно увеличение на топлинната енергия за разпределение с гореща вода.

Дружеството обръща внимание, че Комисията е извършила своите пресмятания за определяне на цената на топлинната енергия, отнасяйки разходите към 255 700 MWh, което се различава от предложението на дружеството. Според дружеството няма никакъв технически аргумент, който да оправдае такова механично смесване на намаляването на технологичните загуби с количеството реализирана топлинна енергия. Настоява при определяне на цената на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, КЕВР да извърши своите изчисления с предложеното от тях количество топлинна енергия за реализация – 180 700 MWh.

„Топлофикация Плевен“ АД заявява също, че увеличаването на топлинната енергия за реализация със 75 000 MWh означава автоматично нереализиран приход в размер на 7 021 500 лева, а 7 млн. нереализиран приход ще срине само за една година финансовото състояние на дружеството, което счита за приемливо.

Дружеството посочва, че корекцията за новия регулаторен период на приведения коефициент за ефективност на производството на електрическа енергия или коефициентът за разпределение на горивото в производството е променен от 0,4143 на 0,4567, като дружеството обръща внимание, че с Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г. КЕВР определя коефициент в размер на 0,4143. В допълнение дружеството отбелязва, че до момента на излизане на Доклада не са въвеждани или извеждани от експлоатация генериращи мощности, както и не е променяна технологичната схема на работа на централата.

3. По отношение на **разходите за въглеродни емисии**, изразява съгласие с доводите и счита, че направената корекция на разходите за квоти за въглеродни емисии е релевантна на общия подход с правилно отчитане на безплатните квоти.

4. По отношение на **разходите за заплати и възнаграждения** посочва, че същите са коригирани от 8 176 хил. лв. до ниво отчет за 2024 г. и отбелязва, че минималната работна заплата (МРЗ) в Р България за 2025 г. е 1 077 лв. Увеличението е от 1 януари 2025 г. и е с 15,4% спрямо миналогодишната минимална заплата от 933 лв. Отбелязва, че дружеството продължава да изостава с около 23% от средна работа заплата в отрасъл „Енергетика“. През януари 2025 г. заплатите в дружеството са вдигнати с 6%, като е планувано до края на регулаторния период увеличението да достигне желаните 15%, равни на увеличението на МРЗ.

Предвид изложеното счита, че разходът за заплати и възнаграждения следва да се увеличи с 15 % спрямо 2024 г.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на цената на природния газ е неоснователно.

Прогнозните разходи за природен газ са формирани, при спазване на изискванията на чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, на база изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозни цени на природния газ, определени по чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа.

Горното налага първо да бъдат определени прогнозни цени на природния газ за регулаторния/ценовия период в съответствие с чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, а именно въз основа на прогнозни стойности на ценообразуващите елементи по чл. 11а и чл. 17 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (обн. ДВ, бр. 33 от 2013 г.) на цената, по която обществеият доставчик продава природен газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия. Прогнозирането на цената за съответното тримесечие се извършва при отчитане на цените на фючърсни сделки за съответния газов хъб, предвиден в условията на търговските договори, по които обществеият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, както и на тенденцията за изменение на цените на мазута и газьола, предвидени в условията на тези договори. Предвидено е прогнозната цена на природния газ да се определя за регулаторния/ценовия период и по тримесечия (Q3 2025 и Q4 2025, Q1 2026 и Q2 2026), която е в пряка зависимост от цената на природния газ на европейските борси и геополитически фактори.

В тази връзка и въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата.

Конкретно по отношение на разходите за съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“ и за добив на природен газ от ПГХ „Чирен“, предложени от „Топлофикация Плевен“ АД са отразени в крайната цена на природния газ в съответствие с месечните количества.

2. Възражението по отношение на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия и количествата топлинна енергия за реализация не се приема.

Във връзка с посоченото в становището на дружеството относно данните в справка № 5 „ТИП в преноса“ за размера на технологичните разходи на топлинна енергия по

преноса, които са намалени от 47,52% на 25,73%, в съответствие с т. 6 от общия подход предвид извършените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа, следва да се има предвид, че количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса по топлопреносните мрежи са с целеви стойности по-ниски от постигнатите през последните три години от топлофикационните дружества в Р България. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа.

За целите на анализа са изискани и получени от „Топлофикация - Плевен“ ЕАД стойностите на всички основни параметри, определящи технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които пряко влияят на цената на топлинната енергия и повишаване на качеството на услугата „централизирано топлоснабдяване“.

Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в топлопреносната мрежа			
ДРУЖЕСТВО	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
	%	%	%
„Топлофикация - Плевен“ ЕАД	46,84	47,6	47,63

От данните, посочени в горната таблица се установява, че дружеството, постига през последната 2024 г. стойности на загубите по преноса над 40% от отпуснатата от топлоизточниците топлинна енергия, което съществено се различава от най-добрата постигната стойност от „Топлофикация София“ ЕАД през 2022 г. – 19,5%.

В резултат на сравнителните анализи за нивото на технологичните разходи (загуби) дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Намаляването на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия ще допринесе за по-ниски цени за клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на дружествата следва да се определи техният допустим годишен размер в съответствие с постигнатата най-ниска стойност. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности.

В допълнение към горното, следва да се има предвид, че съгласно представената от дружеството информация с писмо с вх. № Е-14-04-5 от 15.04.2025 г.

Участъци предвидени за подмяна по ТПМ в метри по трасе, m.							
	Дружество	**022 г.**		**2023 г.**		**2024 г.**	
		План	**Отчет**	**План**	**Отчет**	**План**	**Отчет**

	„Топлофикация - Плевен“ АД	245	245	80	72	93	88

Видно от горната таблица, дружеството през последните две години отчита неизпълнение от порядъка на 5% - 10% на ремонтната програма относно подмяната на участъци от ТПМ. Неизпълнението, частичното изпълнение или не достатъчен заложен обем на инвестиционната и ремонтна програма, свързана с планова подмяна на компрометирани тръбопроводи и съоръжения от топлопреносната мрежа води до редица значителни вреди, както технически, така и икономически и екологични. Тези вреди нарастват с времето и се отразяват както на топлопреносното предприятие така и на крайните потребители. Увеличават се загубите на топлина и намалява надеждността на системата. Увеличават се експлоатационните разходи, тъй като аварийните ремонти и временните решения генерират по-големи разходи в дългосрочен план, отколкото навременната подмяна. Увеличава се отделянето на въглеродни емисии, тъй като по-неефективното пренасяне на топлинната енергия води до по-висок разход на гориво, съответно по-големи разходи за закупуване на въглеродни емисии (CO_2).

Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битовите клиенти. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружеството (47,52%), тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат отчетните стойности на загубите на топлинна енергия по преноса, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

3. По отношение на разходите за въглеродни емисии дружеството няма възражение.

4. Възражението по отношението на разходите за заплати и възнаграждения не се приема.

Комисията е коригирала разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи) от 8 176 хил. лв. на 6 685 хил. лв., на ниво отчет за 2024 г.

Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени. Освен това, дружеството има самостоятелност да увеличи заплатите в рамките на спестени разходи по целия технологичен процес при условията на добър мениджмънт. Достигането до средната заплата в отрасъла е процес, обвързан и с други условия и при наличие на възможност.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Плевен“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация – Плевен“ АД			
	Предложение	**След корекция**	**Изменение, %**
Справка № 1 – „Разходи“			
1.1 Разходи за квоти въглеродни емисии (CO_2) , хил. лв.	30 267	27 026	-10,71
1.2 Разходите за заплати и възнаграждения	8 176	6 685	-18,24
Справка № 2 – „РБА“			
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	21 083	17 592	-16,56
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	47,52	25,73	-21,79
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	180 700	255 700	+41,51

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Плевен“ АД	лв./MWh,без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	319,47
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	98,60
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	93,62
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	115,07

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 149 584 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 144 778 хил. лв., от които условно-постоянни – 25 537 хил. лв. и променливи – 119 241 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 66 199 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,26%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 382 000 MWh

- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 255 700 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 36 500 MWh.

4. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-13-5 от 01.04.2025 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 111,77 лв./MWh без ДДС;

2. Преференциална цена на електрическа енергия – 521,41 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация - Бургас“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	329,99	427,15	453,66	521,41	14,93
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	81,77	81,77	81,77	111,77	36,69

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при следните цени на горивата, без ДДС:

- природен газ – 998,17 лв./knm^3;

- друг вид гориво (биомаса) – 256,16 лв./t при долна работна калоричност – 4 076 kcal/kg.

Дружеството е приложило на хартиен и електронен носител документи, съгласно подробен опис към заявлението.

С писмо с изх. № Е-14-13-5 от 04.04.2025 г. от дружеството е изискана допълнителна информация, както следва: данни относно инвестиционни дейности в ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г; данни относно експлоатационни параметри на ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г; опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; копия на всички действащи договори за доставка на природен газ.

С писмо с вх. № Е-14-13-5 от 16.04.2025 г. дружеството е предоставило изисканата допълнителна информация и документи, както следва:

По т. 1: Относно инвестиционни дейности в ТПМ:

Показатели	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Участъци предвидени за подмяна по ТПМ по трасе	m			234
Планово подменени участъци по ТПМ по трасе	m			234
Аварийно подменени участъци по ТПМ по трасе	m	160	33	184
Подменени абонатни станции (битови)	бр.	1		

По т. 2: Относно експлоатационни параметри на ТПМ:

Показатели	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Обем на ТПМ	m^3	10 800,16	10 800,16	10 800,16
Среден разход на подаваната добавъчна вода към ТПМ	m^3/h	10,23	11,115	14,058
Технологични разходи по преноса на топлинна енергия	MWh	58 202	60 382	56 598
Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в ТПМ	%	32,80	34,75	32,57
Брой пробиви по ТПМ	бр.	26	21	44

По т. 3: Относно конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г., дружеството е предоставило следната информация:

През 2022 г.: Изолация на огнеупорен бетон на водогреен котел; Скарник за водогреен котел; Кислородомер за водогреен котел; Модул към честотен инвертор на рециркулационна помпа на водогреен котел; Вентилатор на водогреен котел; Регулатор на газ с пилотно управление.

През 2023 г.: Въздуховоди за вторичен въздух за водогреен котел; Система за сигнализация на домоход.

През 2024 г.: Подмяна на рециркулационна помпа на водогреен котел; Разходомер на вода на водогреен котел; Тръбен икономайзер за водогреен котел.

По т. 4: Относно конкретните енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия през 2022 г., 2023 г. и 2024 г., дружеството е предоставило следната информация:

През 2022 г.: Изолация на тръбопровод; Подмяна на циркулационни помпи в абонатни станции; Подмяна на трасе и инвестиционни ремонти на дворни мрежи.

През 2023 г.: Монтирани нови абонатни станции; Подмяна на циркулационни помпи в абонатни станции;

През 2024 г.: Подмяна на циркулационни помпи в абонатни станции.

По т. 5: „Топлофикация - Бургас“ АД е представило в КЕВР заверени копия на действащи договори за доставка на природен газ.

„Топлофикация - Бургас“ АД е представило следната обосновка:

Условно-постоянни разходи

1. Прогнозни разходи – определени са след анализиране на заявените променливи разходи за ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. и отчетните за 2024 г., като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през новия прогнозен период. Към тях не са включени финансови разходи, извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от Отчета за приходите и разходите. В състава на условно-постоянните разходи не са включени разходи за загуби от обезценки, брак, отписани вземания и лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение на сключени договори и лихви за забава.

2. Разходи за амортизации на дълготрайните активи – Дълготрайните активи (ДА) се амортизират, съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизации за прогнозния период са включени тези на въведените в експлоатация ДА до края на 2024 г. От общия размер на прогнозните разходи **1 933 хил. лв**., 1 332 хил. лв. са за електрическа енергия, а за топлинна енергия са разпределени на териториален принцип по направления „Производство“ – 408 хил. лв. и „Пренос“ – 86 хил. лв. Разходите за амортизации, начислявани върху ДА, общо за двата продукта, са в размер на 107 хил. лв.

3. Разходите за ремонт, включени в УПР, са в размер на **3 106 хил. лв**., в т. ч. 2 786 хил. лв. в направление „Производство“ и 320 хил. лв. в направление „Пренос“. От начислените към направление „Производство“ разходи за ремонт – 2 691 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 70 хил. лв. – за топлинна енергия, а 25 хил. лв. общо за двата продукта. Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газо-буталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 мото-часа работа, а разходите за 40 000 мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти, са отнесени към инвестиции.

4. Прогнозният разход за заплати и възнаграждения е съобразен с числеността на персонала, обслужващ дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинна енергия“ и възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Числеността на персонала е оптимизирана до 164 работници и служители, както и въз основа размера на възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Годишните разходи за работни заплати в направление „Производство“ са в размер на 4 220 хил. лв. и 1 622 хил. лв. за дейността „Пренос на топлинна енергия“ или общо планираните средства за заплати и възнаграждения на дружеството възлизат на **5 842 хил. лв**.

„Топлофикация - Бургас“ АД е посочило, че разходите за заплати и възнаграждения и на начисленията, свързани с тях, през новия ценови период са увеличени спрямо същите за 2024 г., което се дължи на увеличените от м. януари 2025 г. средства за работни заплати, както и на още едно предвиждано увеличение до края на 2025 г., с цел доближаване на средната работна заплата до тази в сектор „Енергетика“.

Дружеството е отбелязало, че съгласно действащия в дружеството колективен трудов договор (КТД), работодателят се задължава да осигури средства за социални разходи в размер не по-малко от 10% от начислените средства за работна заплата, като средствата за социални разходи за 2024 г. са в размер от 3,54% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2024 – 30.06.2025 г. са предвидени 4,00%.

5. Общият прогнозен размер на разходите, **пряко свързани с дейността по лицензията, е 8 695 хил. лв.** при 1 893 хил. лв. по отчет за 2024 г. или увеличение с 6 802 хил. лв. Дружеството е посочило, че всички позиции на разходите са определени на база достигнатия им размер през отчетната 2024 г. Увеличение през новия ценови период се наблюдава в позицията, отчитаща разликата между прогнозната и отчетната цена, съгласно

чл. 24 от НРЦЕЕ. Дружеството е предвидило и увеличение на средствата за безплатна предпазна храна на работниците и служителите.

6. Не се планират приходи от присъединяване и от топлоносител, тъй като няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител. През 2024 г. също няма реализирани приходи от тези дейности, както и такива от промяна на партиди, съгласуване и заверка на скици или други административни услуги.

Променливи разходи

7. Разходите за горива в енергийната и водогрейна части са определени при цена на природния газ 998,17 лв./knm^3 и в съответствие с показателите в ценовите модели.

Посочва се, че през 2025 г. е въведен в експлоатация нов газобутален двигател, с нормална електрическа мощност от 8,73 MW с утилизатор и охладителна кула (на мястото на съществуващия ГДБ № 4), с гориво природен газ.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. е разчетен в размер на 77,84 g/kWh при отчетна стойност на показателя 72,94 g/kWh за 2024 г., т. е. с 6,29% е по-висок спрямо отчетния показател за предходната година.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство за регулаторния период 01.07.2025 г.– 30.06.2026 г. е разчетен в размер на 229,24 kg/MWh при отчетна стойност на показателя от 224,66 kg/MWh за 2024 г., т. е. с 2,0% е по-висок спрямо отчетния показател.

Дружеството подчертава, че тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано с обща ефективност 78,99% и икономия на гориво в размер на 19,9%, определени на база планираните количества произведена топлинна и електрическа енергия. Съответните отчетни показатели за 2024 г. са: обща ефективност на комбинирано производство – 79,89% при икономия на гориво в размер на 19,8%.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от разделно производство за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. е разчетен в размер на 168,40 kg/MWh с обща ефективност 73,0% при отчетните стойности на показателите за 2024 г., съответно 168,23 kg/MWh и 73,0%.

8. Разходите за вода за подпитка в натурално изражение са приети в размер на 14,26 m^3/h при разход за 2024 г. – 14,06 m^3/h или **101 хил. лв.** за новия ценови период. Дружеството подчертава, че за подпитка на топлопреносната мрежа се използва химически обработена сондажна вода, за която се заплаща цена в размер на 0,721 лв./ m^3, както и такса за право на ползване в размер на 0,09 лв./ m^3.

Разходите за вода за технологични нужди са изчислени при стойност 0,28 m^3/MWh, при разход за 2024 г. – 0,291 m^3/h или **130 хил. лв.** за новия ценови период. Дружеството подчертава, че за технологични нужди се използва, както питейна вода, така и вода от сондажни кладенци, в съотношение 56% към 44%, което формира средна цена в размер на 4,15 лв./ m^3.

За битови нужди се използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация“ ЕАД, гр. Бургас при цена 4,344 лв./m^3 или прогнозен разход в размер на **11 хил. лв.** при разходна норма на водата за битови нужди на ден – 7,10 m^3/ден, която е в съответствие със средна стойност за последните 5 години.

Дружеството е прогнозирало **общ прогнозен разход на вода** за новия ценови период в размер на **243 хил. лв**., в т. ч. и 11 хил. лв. за правото на водоползване на сондажната вода.

9. Разходите за закупена електроенергия са в размер на **475 хил. лв.** и са формирани от количеството електрическа енергия, предназначено за абонатните станции, и разходите за достъп до електроразпределителната мрежа. Приетият от дружеството разход на електрическа енергия за 1 MWh реализирана топлинна енергия е 8,59 kWh/MWh при 8,34 kWh/MWh за 2024 г.

10. Разходите за консумативи са планирани в общ размер на **877 хил. лв.**, при отчетени за 2024 г. в размер на 727 хил. лв. Те включват разходи за: солен разтвор – 127 хил. лв., 25% натриева основа – 116 хил. лв., разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна) –580 хил. лв., разходи за запалителни свещи – 54 хил. лв.

11. Разходите за външни услуги са планирани в общ размер на **5 218 хил. лв.** при отчетени за 2024 г. 3 227 хил. лв. и включват: разходи за небаланс от участие в специална балансираща група, разходи за ФСЕС, разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса, ежемесечните такси за достъп до електропреносната мрежа и разходи за такси за компенсиране на сезонна неравномерност на доставките на природен газ.

Разходите за небаланс от участие в специална балансираща група на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство са прогнозирани в размер на 926 хил. лв. Същите са определени на база на прогнозируем небаланс в размер на 3% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 247,40 лв./MWh, изчислена като средна претеглена от издадените фактури за небаланс за периода от 01.07.2024 г. до 31.12.2024 г.

Разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ са прогнозирани в размер на 3 255 хил. лв. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия от 521,41 лв./MWh.

Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. са на обща стойност 207 хил. лв. Определени са в размер на 5,50% от използваните количества биомаса и таксата за депониране на отпадъци, отчисленията по чл. 60 и чл. 64 от Закона за управление на отпадъците и таксата за превоз на отпадъците.

Прогнозирани са разходи за достъп до електропреносната мрежа на обща стойност 582 хил. лв., определени на база нетна продадена електрическа енергия за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г. и цена в размер на 4,66 лв./MWh.

Разходите за компенсиране на сезонна неравномерност на доставките на природен газ са определени по 20,7 хил. лв. на месец за целия регулаторен период.

12. Разходите за емисии парникови газове (CO_2) – дружеството е посочило, че е включено в Европейска схема за търговия с емисии за безплатно разпределение на квоти парникови газове и след одобряване, очаква следните количества безплатни квоти по чл. 10а на Директива 2003/87/ЕО за топлинна енергия и по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО за електрическа енергия:

- 2024 г. – 7 656 t CO_2 за топлинна и 0 t CO_2 за електрическа енергия;
- 2025 г. – 7 443 t CO_2 за топлинна и 0 t CO_2 за електрическа енергия.

Основният показател, въз основа на който се извършва разчет на генерираните емисии на парникови газове по периоди, е само разходът на природен газ. При използване на биомаса емисионният фактор на биомасата е нула. Другите горива в топлоизточника - мазут и промишлен газьол, са резервни горива и могат да се използват само при необходимост.

Верифицираното количество емисии парникови газове за 2024 г. е в размер **56 844 t CO_2** и е изчислено с формуляра за Докладване на годишни емисии на ИАОС.

Дружеството е посочило, че за 2024 г. е получило **7 656 безплатни квоти** за топлоенергия по чл. 10а от Директивата, докато определените за 2025 г. в размер на 7 443 t CO_2 не са били постъпили в регистъра по сметка на дружеството към момента на изготвяне на заявлението за цени. В тази връзка, е направено изчисление за количеството CO_2 квоти (56 844 – (7 656+0)), което е в размер на **49 188 t CO_2**, и представлява недостиг, който трябва да бъде закупен.

За **новия ценови период 01.07.2025 г.–30.06.2026 г.** са направени изчисления с прогнозно количество на генерираните емисии – **70 646 t CO_2**, и безплатно количество за 2025 г. в размер на **7 443 t CO_2**, при което дружеството е изчислило, че **63 203 t CO_2** е

недостигът на CO_2 квоти, които ще трябва да закупи. Използвана е прогнозна цена на CO_2 квоти в размер на 75 евро/t CO_2 или прогнозният разход възлиза на **9 271 хил. лв.**

13. Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти. В стойността на ДА не са включени тези, несвързани с лицензионната дейност и отдадените под наем, както и разходите за придобиване и ликвидация на ДА, а само стойността на ДА в експлоатация към 31.12.2024 г. Признатата стойност на ДА за производство на топлинна и електрическа енергия от своя страна се разделя между двата произвеждани продукта по следния начин: ДА, които могат да бъдат пряко отнесени към всеки един от произвежданите продукти, се разпределят към него, а тези които не могат да бъдат пряко отнесени към производството на топлинната или към производството на електрическата енергия, се разделят пропорционално на база стойностите на дълготрайните активи, пряко обслужващи производството на двата продукта.

14. Стойността на **оборотния капитал** за всяка от дейностите „производство на топлинна и електрическа енергия“ и „пренос на топлинна енергия“ е определена като 1/8 от годишните оперативни парични разходи, като не се включват разходите за амортизации в съответствие с т. 32.5 от Указания-НВ. Получената стойност на оборотния капитал за „пренос на топлинна енергия“ е 401 хил. лв., тази за дейността „производство на топлинна и електрическа енергия“ в размер на 8 989 хил. лв. е разпределена пропорционално на база балансовите стойности на ДА, обслужващи производството на двата продукта.

15. Стойността на **собствения капитал** е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2024 г., като не включва текущия финансов резултат. **Нормата на възвращаемост** на собствения капитал е в размер на **7%**, утвърдена от КЕВР за предходния ценови период. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО – 10%.

16. Прогнозни количества топлинна и електрическа енергия – общото количество произведена топлинна енергия в размер на **182 009 MWh** е сбор от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на **178 729 MWh** и количеството топлинна енергия за собствени нужди в размер **3 280 MWh**.. Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2021 г. с отчитане на текущото състояние на съоръженията и външните метеорологични условия. Посочва се, че отклонението на количеството за собствени нужди за новия ценови период спрямо същите количества за всички периоди варира от +14,40% до -11,40%.

Дружеството прогнозира произведената топлинна енергия от ИКПТЕЕ да е в размер на **133 415 MWh**, при средна топлинна мощност в размер на **2,539 MW** на мото-час и **43 124 мото-часа** на цялата инсталация за новия регулаторен период.

Планираното количество топлинна енергия, произведена от водогрейната част, е в размер на **48 594 MWh** и е разлика между общото количество произведена топлинна енергия в размер на 182 009 MWh и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 133 415 MWh.

Количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на **120 520 MWh**, които включват топлоенергия за отопление – **58 744 MWh** и топлоенергия за битово-горещо водоснабдяване – **61 776 MWh**. Топлинната енергия за отопление се определя въз основа на анализ на отчетни данни по години и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2024/2025 г. Количеството на топлинната енергия за отопление се планира в размер **58 744 MWh**, при средна външна температура за отоплителните месеци 7,10ºC и обща сума на ден-градусите за годината 1 821. Това количество е получено по изчислителен път. Дружеството е посочило също, че се очаква тенденция за увеличение на консумацията на топлинна енергия за отопление.

Планираното количество топлинна енергия за БГВ е в размер на **61 776 MW**, като се посочва, че отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средноаритметичната стойност на същия показател за всички периоди е с -2,34%.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях** е определено на база статистическите данни от 2021 г. с отчитане на текущото състояние на топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия и е в размер на **53 477 MWh**, което е с 3,64% по-високо от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2021 г. – 2024 г.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции** е в размер на **4 377 MWh** и е със 0,20% по-ниско от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2021 – 2024 г., като същото е определено на база статистическите данни по години от 2021 г. и Методика за разработка на технологичните загуби в абонатните станции, разработена от ТУ-София.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от изтичане на топлоносител** от водната топлопреносна мрежа за новия ценови период е в размер на **4 732 MWh** и е с 10,50% по-ниско от стойността на показателя за изминалия период. Определено е при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 14,26 m^3/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 72,51 и 47,98ºС. Дружеството счита, че е приемливо да се приеме това количество за новия ценови период, предвид състоянието на топлопреносната мрежа.

За новия ценови период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. дружеството е посочило, че **общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи** ще възлиза на **58 209 MWh**. Отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средно аритметичната стойност на същия показател за всички периоди е +1,04%.

В резултат на гореизложените допускания и изчисления, за новия ценови период се планира количеството топлинна енергия с гореща вода, отпусната към преноса, да е в размер на **178 729 MWh**.

Дружеството прогнозира да произведе електрическа енергия в размер на **133 100 MWh**, при средна електрическа мощност в размер на **3,086 MW** на мото-час и **43 124 мото-часа** на цялата инсталация за новия регулаторен период, които са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител.

Планираното количество електрическа енергия, предназначено за продажба, възлиза на **124 842 MWh**, като се посочва, че то е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКПТЕЕ и количествата електрическа енергия за собствени нужди и електрическа енергия, загубена при трансформацията на 6,3 kV и 20 kV в съоръженията на „ЕСО“ ЕАД. Дружеството е посочило, че планираното отклонение на общото количество електрическа енергия за собствени нужди и загубите от трансформация за новия регулаторен период спрямо средноаритметичната стойност на същия показател за всички периоди е +16,59%. Покачването на потреблението за собствени нужди, дружеството аргументира с едновременната експлоатация на два броя водогрейни котли, изгарящи биомаса. В топлоизточника на дружеството е извършена реконструкция на водо-тръбен котел ВК-100 (№ 4), свързана с поставяне на наклонена скара в пещната камера на съществуващия котел ВК 100 № 4 с цел производство на топлинна енергия, освен от изгаряне на природен газ и чрез оползотворяване на биомаса. Също така, през м. февруари 2025 г. е въведен нов ко-генератор за производство на електрическа и топлинна енергия.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана (номинална) електрическа мощност 23,739 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. Прогнозни емисии CO_2 – 63 203 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти емисии CO2 – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 136,91 лв./t **X** 63 203 t = **8 653 хил. лв.**

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са **36 327 knm³** и **11 286,67 t** биомаса.

2. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

2.1. Корекциите за природен газ, посочени от дружеството не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи, като следва да се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка, необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени от 32,57% на 25,29%, в контекста на извършените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

4.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството;

4.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 67,61лв./MWh;

4.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,05+3,37 = 4,42 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 72,03 лв./MWh.

[TLP-WHITE]
Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2024/2025												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	**23 086**	**21 896**	**22 641**	**23 207**	**25 957**	**30 979**	**31 443**	**30 206**	**38 563**	36 895	29 013	24 882	**338 767**
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	70,28	70,28	70,28	70,28	70,28	70,28	77,26	77,26	77,26	77,26	77,26	77,26	**74,22**
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,83	64,89	65,27	68,15	72,07	79,38	103,97	91,52	92,94	92,94	92,94	92,94	**83,45**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	218,07	118,06	113,39	49,45	-42,08	-276,67	-271,32	-375,74	-604,64	-117,30	201,66	394,02	**-593**
Цена на пр. газ , Цбг	**BGN/MWh**	**58,10**	**60,75**	**61,91**	**63,72**	**68,69**	**75,89**	**81,94**	**84,34**	**87,58**	**75,08**	64,95	56,07	**71,54**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,17	18,08	1,82	0,00	12,50	22,63	31,51	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,83	64,89	65,27	68,15	71,90	79,21	85,89	89,70	92,94	80,44	70,31	61,42	**75,97**
Достъп + пренос	**BGN/MWh**	2,73	4,14	3,36	4,43	3,21	3,32	3,95	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36	**4,42**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**53 369**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**67,77**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**232,77**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
9 326,60	**9 108,92**	**-217,68**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **-578,02**

„Топлофикация – Бургас“ АД на откритото заседание е изразило положително становище по приетия от Комисията Доклад, без забележки и възражения.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Бургас“ АД за следващия ценови период са следните :

„Топлофикация – Бургас“ АД			
	Предложение	След корекция	Изменение
Справка № 1 – „Разходи“			
1.1 Разходи за квоти въглеродни емисии (CO_2), хил. лв.	9 271	8 653	-6,67
1.2 Корекции за природен газ	6 752	0	-100
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	32,57	25,29	-7,28
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	120 520	133 520	+10,79

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Бургас“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	417,06
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	196,19
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	85,85

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 62 950 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 61 294 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 186 хил. лв. и променливи – 47 108 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 22 760 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,28%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 124 842 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 133 520 MWh.

5. „ВЕОЛИЯ ЕНЕРДЖИ ВАРНА“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-53-2 от 03.04.2025 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 128,49 лв./MWh без ДДС;

2. Преференциална цена на електрическа енергия – 410,30 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	254,29	354,88	383,20	410,3	7,07
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	131,86	131,86	131,86	128,49	-2,56

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 876,62 лв./knm^3, без ДДС.

С писмо с изх. № Е-14-53-2 от 04.04.2025 г. от дружеството е изискана следната допълнителна информация: данни относно инвестиционни дейности в ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; данни относно експлоатационни параметри на ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.

С писмо с вх. № Е-14-53-2 от 22.04.2025 г. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило в КЕВР изисканата информация, както следва:

По т. 1 Относно инвестиционни дейности в ТПМ

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Участъци предвидени за подмяна по ТПМ по трасе	m	0	0	260
Планово подменени участъци по ТПМ по трасе	m	83	22	35
Аварийно подменени участъци по ТПМ по трасе	m	165	90	94
Подменени абонатни станции (битови)	бр.	1	3	2

По т. 2 Относно експлоатационни параметри на ТПМ:

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Обем на ТПМ	m^3	2 534	2 538	2 698
Среден разход на подаваната	m^3/h	10,04	11,78	9,57

добавъчна вода към ТПМ				
Технологични разходи по преноса на топлинна енергия	MWh	19 588	21 240	20 237
Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в ТПМ	%	23,52	26,29	25,73
Брой пробиви по ТПМ	бр.	34	58	46

Направено е уточнение, че в технологичните разходи по преноса са включени и топлинните загуби в абонатните станции.

По т. 3: Относно конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г., дружеството е представило следната информация:

През 2022 г. са реализирани инвестиции на обща стойност 2 461 хил. лв. По инвестиционната програма в топлоизточниците са реализирани следните проекти:

- Основен ремонт на 60 000 р.ч. на КГ№ 1, на стойност 1 457 хил. лв.;
- Основен ремонт на 30 000 р.ч. на КГ№ 3, на стойност 619 хил. лв.

През 2023 г. са реализирани инвестиции на обща стойност 1 759 хил. лв. По инвестиционната програма в топлоизточниците са реализирани следните проекти:

- Основен ремонт на 60 000 р.ч. на КГ№ 4, на стойност 1 385 хил. лв.;

През 2024 г. са реализирани инвестиции на обща стойност 2 176 хил. лв. По инвестиционната програма в топлоизточниците са реализирани следните проекти:

- Основен ремонт на 60 000 р.ч. на КГ№ 2, на стойност 1 395 хил. лв.;
- Основен ремонт на водогрейни котли ВК2 и ВК3, на стойност 257 хил. лв.;
- Подмяна на утилизатори УТ1 и УТ2, на стойност 137 хил. лв.;

По т. 4: Относно конкретните енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия през 2022 г., 2023 г. и 2024 г., дружеството е представило следната информация:

• **2022 г. -**Оптимизиране на температурните, хидравличните режими и товаровите графици на ТПМ. Подмяна на 248 метра с предварително изолирани тръби.

• **2023 г. -** Стартиране на план 2023-2027 г. за анализ на ТПМ и АС, включващ програма за бързо откриване на течове, изолиране на участъци и дистанционен мониторинг на параметрите на ТПМ. Подмяна на 112 метра с предварително изолирани тръби.

• **2024 г. -** Подготовка за по-мащабна рехабилитацията на клонове и участъци от ТПМ. Подмяна на 129 м с предварително изолирани тръби.

Дружеството е посочило, че **през 2025 г.** започват СМР по рехабилитацията на 456 метра трасе от топлопреносната мрежа.

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило следната обосновка:

Дружеството е представило подробна информация за „*Изходна ситуация и нормативни основания за подаване на заявление за определяне на цените за регулаторен период от 01.07.2025 г.*“, в която се коментират: нормата на възвращаемост на капитала, регулаторна база на активите, планираните продажби на топлинна енергия, размер на технологичните разходи, планирани продажби на електрическата енергия, прогнозните цени на природния газ и на въглеродните емисии, цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа, оборотният капитал и др.

По отношение на ценообразуващите елементи и образуването на цените, е изложено следното:

При определяне на нормата на възвращаемост на капитала, дружеството е използвало концепцията за среднопретеглената цена на капитала. Стандартната методология за

изчисляване на среднопретеглената цена на капитала отчита цената на собствения капитал и цената на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура на дружеството. Дружеството е посочило, че нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане е изчислена по формула, съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ. За изчисляване на цената на собствения капитал, дружеството е приложило международно приет модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Asset Pricing Model – CAPM), съгласно който нормата на възвращаемост е определена по следната формула: НВСК = Безрискова премия + βе * Пазарна рискова премия.

Безрисковата премия е в размер на 3,9294%. За нейното определяне е приет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, среднопретеглен за последния 12-месечен период от март 2024 г. – февруари 2025 г. по данни на БНБ.

Дружеството е използвало информация, публикувана в сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business, актуална към 05.01.2025 г., от където е получило, че безлостовият отраслов β коефициент за 2025 г. по отношение на дружествата в електроенергийния сектор е в размер на 0,44. При капиталова структура от 97,89% и размер на данъчната ставка 10%. безлостовият отраслов β коефициент е преобразуван в лостов β коефициент, със стойност 0,825%.

По отношение на пазарната рискова премия, дружеството посочва, че съгласно публикациите на Aswath Damodaran, актуализирани към 01.01.2025 г., същият препоръчва стойност от 4,33% за развитите пазари и странови риск за България 2,13%. Сборът от стойностите на системния риск и специфичния странови риск за България представлява пазарната рискова премия от 6,46%.

При направените допускания, дружеството е изчислило **норма на възвращаемост на собствения капитал в размер на 9,26%**.

Дружеството е изчислило **норма на възвращаемост на привлечения капитал** в размер на 6,3657%, като е посочило, че същата е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал.

Нормата на възвращаемост на капитала е изчислена от дружеството в размер на **8,04%**, като за пресмятанията са използвани определени параметри: дял на собствения капитал – 49%; дял на привлечения капитал – 51% и корпоративен данък по ЗКПО – 10%, както и нормата на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 9,26%.

За новия регулаторен период **условно-постоянните разходи** са увеличени с 6,2% (или с 452 хил. лв.) спрямо отчетната 2024 г.

Разходи за амортизация – определени са на база амортизационната политика на дружеството при спазване указанията на КЕВР, като отчитат движенията на активите през базовата година, включително капитализираните и отписаните към 31.12.2024 г. За новия ценови период се планират в размер на 2 440 хил. лв., което е с 27 хил. лв. по-малко спрямо отчета за 2024 г.

Разходи за ремонт – планирани са в размер на 1 385 хил. лв. (с 106 хил. лв. повече спрямо отчета за 2023 г.) или това е увеличение с 8%, което се дължи на увеличаването на цените на резервните части, планови и извънредни ремонти за когенераторните инсталации.

Разходи за заплати и възнаграждения – определени са на база действащите организационна структура, политиката за управление на човешките ресурси и средствата за работни заплати и възнаграждения. Планираните разходи за заплати и възнаграждения възлизат общо на 3 067 хил. лв., в т. ч. 2 408 хил. лв. – разходи за работни заплати и възнаграждения и 659 хил. лв. – за осигурителни вноски и социални разходи. Това е увеличение с 297 хил. лв. общо спрямо базисната 2024 г.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са планирани на база отчетените през 2024 г. разходи, индексирани с прогнозна средно годишна инфлация от 2,4% и необходимостта от извършване на допълнителни разходи, свързани с основните дейности на дружеството. За целта е използвана информация от официалния сайт на НСИ, актуална към 21.03.2025 г. Посочва се, че средногодишната инфлация за 2024 г. е 2,4%, което доказва

използвания от дружеството процент на увеличение на тези разходи. С оглед на това, дружеството предвижда увеличение на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в размер на 9,8% (76 хил. лв.), от 775 хил. лв. до 851 хил. лв.

Дружеството е представило справка за разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, като е заявило, че при някои от тях се наблюдава по-съществено изменение, както следва: експертни и одиторски услуги в размер на 151 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2024 г. с 15 хил. лв.; такса събрано инкасо в размер на 108 хил. лв. или с 8 хил. лв. повече от отчета за 2024 г., разходи за обучения в размер на 18 хил. лв. или с 5 хил. лв. повече, данъци и такси в размер на 62 хил. лв. или с 11 хил. лв. повече спрямо отчета за 2024 г.

Променливи разходи – планирани са в размер на 23 848 хил. лв. или дружеството предвижда увеличение с 3 683 хил. лв. спрямо отчета за базовата 2024 г. (20 165 хил. лв.)

Разходи за основно гориво – планираният разход на природен газ е в размер на 17 451 хил. лв., изчислен с прогнозни цени. Използвани са месечни котировки, базирани на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб TTF от EEX Financial Futures (EGSI) Market Data (eex.com) предвид методиката за ценообразуване на „Булгаргаз“ ЕАД, в която преобладаващ дял има цената за месец-напред на хъб TTF. Разходите за пренос и достъп са калкулирани на база тарифите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2024 г. – 30.09.2025 г.

Разходи за вода – прогнозните разходи за вода са 247 хил. лв. и са формирани от три компонента – за подпитаване на топлопреносната мрежа, за производство и за битово водоснабдяване на производствената централа, в съответствие с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период. В разходите за вода са включени, както тези за закупуване на питейна вода, така и за канал, отвеждане и пречистване. Размерът им за новия ценови период е завишен с 9 хил. лв. или с 3,8% повече спрямо отчетната стойност за 2024 г. Дружеството е посочило, че това се дължи на увеличение на цените на водоснабдителните услуги на „Водоснабдяване и канализация-Варна“ ООД от 01.01.2026 г.

Разходи за закупена енергия – разходите за закупена електроенергия са в размер на 260 хил. лв. и са формирани от количеството електрическа енергия за абонатните станции и за собствени нужди на производствената централа, в съответствие с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период. Увеличението им в бъдещия период спрямо отчетната 2024 г. е с 11 хил. лв. и се дължи на по-големия брой абонатни станции в новоприсъединени сгради. За определяне на цената на електроенергията са използвани базирани на сетълмент цени на финансов фючърс от EEX за Унгария Futures (eex.com).

Разходи за консумативи, химикали и реагенти – са планирани в размер на 41 хил. лв. или с 4 хил. лв. повече от отчетната година поради завишените цени на химикали, реагенти и транспортни услуги. Те включват: разходи за очистен разсол, хидрохикс и други химикали и консумативи. Планирани са спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия за новия ценови период.

Разходи за външни услуги – са планирани в размер на 228 хил. лв. или това е увеличение с 16 хил. лв. спрямо базисната 2024 г. Дружеството заявява, че по-високото ниво на разходите за външни услуги се дължи на подобряване и поддържане на високо ниво на информираност на клиентите, включващо различни рекламни и комуникационни кампании. В разходите за външни услуги са включени и разходи за обслужване на информационните технологии – хардуери, в т. ч. поддръжка на компютри, сървъри, периферна компютърна техника и мрежа, както и консултантски услуги и поддръжка по счетоводната система на дружеството (ERP Business Central).

Акциз на природния газ – разходите за акциз на природния газ са прогнозирани в размер на 285 хил. лв. или с 4 хил. лв. повече спрямо отчетната стойност за 2024 г. и са определени на база изчисленото количество в Справка № 4 от ценовия модел, с калоричност, пресметната в Приложение № 2б.

Разходи за емисии парникови газове (CO_2) – разходът за емисии парникови газове (CO_2) възлиза на 5 336 хил. лв. и е получен като произведение на общото количество на дефицита 37 073 t CO_2, след приспадане на количеството на безплатните квоти, и прогнозна цена 73,59 евро/t CO_2. Посочва се, че разходът е по-малък от базовата 2024 г. отчитайки намалението на пазарната цена и увеличеното количество емитирани въглеродни емисии.

Необходими годишни приходи са изчислени от дружеството по формулата на чл. 7 от НРЦТЕ и са в размер на **34 470 хил.** лв. или с 4 122 хил. лв. повече спрямо базисната 2024 г. (30 349 хил. лв.).

Към обосновката, дружеството е изложило допълнителни аргументи и пояснения относно технико-икономическите и финансовите прогнози за новия ценови период по отношение на:

- Признатата стойност на Дълготрайните активи към 31.12.2024 г., калкулирана в съответствие с чл. 9 от НРЦТЕ и чл. 14 от НРЦЕЕ;

- Разходи за заплати и начисления – в тях са включени индексираните трудови възнаграждения с 2,4% към 1.1.2025 г. и 2,6%, считано от 01.03.2025 г., което компенсира регистрираната инфлация за 2024 г. в размер на 2,4%. Към тях са добавени 1% за прослужено време, според действащия КТД в дружеството;

- Разходи за ремонт през прогнозния период – дружеството е посочило планираните ремонти, обслужвания и профилактики на съоръженията в централата, както и други причини, поради които е планирано увеличението на разходите за ремонт със 106 хил. лв. спрямо отчетната стойност за базисната 2024 г. (1 279 хил. лв.);

- Разходите за емисии парникови газове (CO_2 квоти) – посочени са подробни отчетни данни за количествата CO_2 квоти, включително за безплатно разпределените на дружеството и за средно-претеглените цени за текущия регулаторен период 2024-2025 г., както и за прогнозния ценови период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г.;

- Разпределението на разходите за амортизации при производството между електрическа, топлинна енергия и общо за двата продукта за прогнозния период – представена е подробна информация за амортизационната политики, за планирането и за разпределението на тези разходи;

- Прогнозните количества отпусната топлинна енергия за разпределение през прогнозния период (за отопление и за битово-горещо водоснабдяване);

- Прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи през периода 2025/2026 г. (за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях, технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции и технологични разходи от изтичане на топлоносител от топлопреносната мрежа) – прогнозните технологични разходи на топлинна енергия по преноса и в абонатните станции през новия ценови период са 24,8% и са по-ниски с 1% от нивата на 2024 г.;

-Допълнителна обосновка по отношение на топло и електро-производството, собствени нужди и основни технико-икономически показатели (произведеното количество топлинна и електрическа енергия, собствени нужди на топлинна и електрическа енергия);

- Допълнителна обосновка по отношение на прогнозните количества горива (природен газ за когенераторите и за котлите) през новия ценови период 01.07.2025-30.06.2026 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 11,18 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

Прогнозни емисии CO_2 – 37 073 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO2 – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 136,91 лв./t X 37 073 t = 5 076 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 19 907 knm^3, съгласно заявеното от дружеството.

2. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

2.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. - 2026 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 69,50 лв./MWh;

2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,07 + 2,43 = 3,50 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 73,00 лв./MWh.

[TLP-WHITE]
Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2024/2025												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	**10 155**	**9 727**	**9 606**	**10 170**	**20 965**	**26 693**	**26 760**	**27 503**	**28 025**	15 248	12 442	10 825	**208 119**
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	69,35	69,35	69,35	69,35	69,35	69,35	77,66	77,66	77,66	77,66	77,66	77,66	**74,18**
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,03	63,32	63,87	66,14	73,77	80,66	85,68	88,25	90,95	88,39	87,89	87,53	**81,06**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	90,67	57,75	48,92	29,38	-80,88	-280,23	-214,65	-287,81	-372,34	-11,40	122,03	203,18	**-695**
Цена на пр. газ , Цбг	**BGN/MWh**	**58,10**	**60,75**	**61,91**	**63,72**	**68,69**	**75,89**	**81,94**	**84,34**	**87,58**	**75,08**	64,95	56,07	**74,07**
		-0,78	-0,19	-0,77	-0,64	0,56	0,81	0,00	0,12	0,00	9,98	20,04	28,64	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,42	63,41	64,26	66,46	73,21	79,85	85,68	88,13	90,95	78,41	67,86	58,89	**77,52**
Достъп + пренос	**BGN/MWh**	2,71	2,76	2,73	3,06	4,52	3,96	3,74	3,79	3,37	3,33	2,91	2,83	**3,50**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**34 339**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**67,77**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**149,77**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
6 262,94	**5 858,23**	**-404,71**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **-950,32**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение
Разходи за квоти въглеродни емисии (CO_2)	5 336	5 076	-4,87

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	387,98
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	167,11
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	133,18

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 32 350 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 29 492 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 743 хил. лв. и променливи – 21 749 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 35 544 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 8,04%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 101 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 60 390 MWh.

6. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-ВРАЦА“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-06-2 от 31.03.2025 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 166,70 лв./MWh без ДДС;

2. Преференциална цена на електрическа енергия – 534,69 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация - Враца“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС,**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС,**	**Изменение, %**

			лв./MWh	лв./MWh	
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	322,94	441,71	471,94	534,69	13,30
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	100,25	100,25	100,25	166,70	66,28

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ – 798,78 лв./knm^3;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 341,47 лв./t, при долна работна калоричност – 3 868 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-06-2 от 04.04.2025 г. от дружеството е изискана следната допълнителна информация: данни относно инвестиционни дейности в ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г., данни относно експлоатационни параметри на ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г., опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г., опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г., подробна обосновка на дружеството за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия и годишен финансов отчет за 2024 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ.

С писмо с вх. № Е-14-06-2 от 15.04.2025 г. „Топлофикация - Враца“ ЕАД е представило в КЕВР следната информация:

По т. 1: Данни за инвестиционни и ремонтни дейности в топлопреносната мрежа

Инвестиционни дейности	Мерни единици	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
Участъци предвидени за подмяна по ТПМ по трасе	m			
Планово подменени участъци по ТПМ по трасе	m			
Подменени абонатни станции (битови)	бр.	1	0	1
Нови абонатни станции (битови)	бр.	0	2	0

Ремонтни дейности	Мерни единици	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
Аварийно подменени участъци по ТПМ по трасе	m	348	249	304

По т. 2: Информация за експлоатационни параметри по ТПМ:

	Мерни единици	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
Обем на ТПМ	m 3	6 067	6 067	6 067
Среден разход на подаваната добавъчна вода към ТПМ	m 3/h	21,185	22,211	23,228
Технологични разходи по преноса на топлинната енергия	MWh	43 854,371	45 834,147	46 168,511
Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в ТПМ	%	38,19	40,66	41,32
Брой пробиви по ТПМ	бр.	82	74	61

По т. 3: Опис на конкретни инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г. – 2024 г.:

През периода дружеството е инвестирало в топлоизточниците 6 915 хил. лв. (без ДДС) Инвестиционната политика на „Топлофикация-Враца“ ЕАД е насочена към оптимизация на производството и преминаване към по ефективно и екологично производство. Извършена е реконструкция на водогреен котел в ОЦ Младост за изгаряне на биомаса. Повишена е ефективността на водогреен котел в ОЦ Младост чрез монтаж на икономайзер. През 2024 г. стартира изграждане на нова инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в ТЕЦ Градска, която все още е в процес на изграждане и ще приключи през 2025 г. Извършените разходи за инвестиции не са включени в разходите за формиране на цени на топло и електроенергия. В таблична форма са представени конкретните дейности извършени за 2022 г. – 2024 г.

• Извършени инвестиционни дейности през 2022 г.:

- **В ТЕЦ „Градска“**: Ултразвуков разходомер на стойност 11,6 хил. лв. и Преносим газ детектор на стойност 1,5 хил. лв. или **общо 13,1 хил. лв.**;

- **В ОЦ „Младост“**: Изграждане на сондажен кладенец на стойност 21,8 хил. лв.; Реконструкция на водогреен котел ВК 50 за изгаряне на биомаса чрез инсталиране на предно тласкаща скара на стойност 654,6 хил. лв.; Изграждане складово стопанство за биомаса на стойност 795,8 хил. лв.; Автоматична система за управление/АСУ/ на стойност 44,4 хил. лв.; Пожароизвестителна система на стойност 18 хил. лв.; Ултразвуков разходомер на стойност 11,6 хил. лв. или **общо 1 546,2 хил. лв.**

Обща стойност на инвестиционните дейности през 2022 г.: 1 559,3 хил. лв.

• Извършени инвестиционни дейности през 2023 г.:

- **В ТЕЦ „Градска“**: повишаване ефективността на инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия на стойност 153,4 хил. лв. или **общо 153,4 хил. лв.**;

- **В ОЦ „Младост“**: повишаване ефективността на инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия на стойност 574,1 хил. лв.; реконструкция на водогреен котел ВК 50 за изгаряне на биомаса чрез инсталиране на предно тласкаща скара на стойност 368,7 хил. лв.; изграждане складово стопанство за биомаса на стойност 21,3 хил. лв. или **общо 964,1 хил. лв.**

Обща стойност на инвестиционните дейности през 2023 г.: 1 117,5 хил. лв.

• Извършени инвестиционни дейности през 2024 г.:

- **В ТЕЦ „Градска“**: Изграждане на нова инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия на стойност 3 580,6 хил. лв. и термокамера на стойност 2,0 хил. лв. или **общо 3 582,6 хил. лв.**

- **В ОЦ „Младост“**: повишаване ефективността на водогреен котел, чрез монтаж на икономайзер на стойност 615,7 хил. лв.; интегрирана система за управление на биомаса на стойност 17,7 хил. лв.; придобиване на винтов компресор на стойност 10 хил. лв. и клапа – ADAMS на стойност 12 хил. лв. или **общо 655,4 хил. лв.**

Обща стойност на инвестиционните дейности през 2024 г.: 4 238 хил. лв.

По т. 4: **Енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ**:

В топлоизточниците функционират АСУТП и чрез тях се събират и визуализират данни от топло преносната система. Авариите се отстраняват за часове и се подменят своевременно дефектирали инсталации. През разглеждания период „Топлофикация Враца“ ЕАД е възстановила компрометирана изолация в абонатни станции и топлофикационни камери. При всяка авария подменените участъци са коректно изолирани с минерална вата. Водата, използвана за топлопреносните мрежи, е деаерирана и омекотена. Поддържането на РН е постигнато чрез добавка „Хидро-Х “ в мрежата. С цел повишаване ефективността на мрежите са монтирани мрежови помпи с честотно управление, които способстват за намаляване консумираната енергия при резки промени в температурата и успокояват хидравличния поток по топлопреносната мрежа, което способства за намаляване на авариите.

По т. 5: Обосновка за получени юрисконсултски възнаграждения.

На база аналитичната информация за плащанията по присъдените вземания в полза на дружеството, в това число на признати от съда и възстановени съдебни разходи, приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения за 2024 г. са в размер на 6 461,31 лв., а за периода 01.07.2024 г. – 31.03.2025 г. са в размер на 4 121,10 лв.

По т.6: Дружеството е представило ГФО за 2024 г. с приложенията към него.

„Топлофикация-Враца“ ЕАД е представило следната обосновка:

Условно-постоянни разходи – прогнозирани са на база отчетни данни към 31.12.2024 г. Промените в прогнозата на условно постоянните разходи за новия ценови период, спрямо предходната година, са във връзка с променени цени на услуги, резервни части и ремонти, заложени планови и текущи ремонти по ремонтната програма.

Разходите за амортизации са определени на основата на амортизационен план, изготвен в съответствие с очаквания полезен живот съгласно изискванията на МСС. За следващия регулаторен период дружеството очаква общият размер на разходите за амортизации да покажат минимално увеличение в следствие на новопридобити дълготрайни активи през 2024 г.

Разходите за ремонт са прогнозирани на база изготвената и утвърдена ремонтна програма за ценовия период в дружеството. Програмата за ремонти е съизмерима с отчета за предходната година, минималното нарастване се дължи на следните фактори: предстоящи в рамката на ценовия период ремонти на инсталациите за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в ТЕЦ „Градска“ на когенератор № 1 и № 2. Ремонтите ще гарантират безаварийна работа през ценовия период и необходимата топлинна енергия за топлопреносната система. Основната част от ремонтите ще се извършват със собствени сили. За дейностите по доставка на необходимите резервни части ще бъдат сключени договори по реда на Закона за обществените поръчки (ЗОП) за доставка на резервни части. Обслужване на инсталацията за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в ОЦ „Младост”, съгласно предписанията на завода производител. Видовете работи на необходимия брой работни часове се изпълняват на база сключено рамково споразумение с „Филтър” АД. Предвижда се подмяна на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност.

Дружеството заявява, че ежегодно изпълнява дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия.

През 2024 г. отчетените технологични разходи по преноса са 41,32% и с изпълнение на предвидените дейности в ремонтната програма дружеството предвижда достигане на 41,26%.

Разходите за персонал и съответните плащания за осигуровки са прогнозирани на база достигнати разходи през 2024 г. и заложено увеличение във връзка с промяната на минималната работна заплата за страната и свързаното с това увеличение на допълнителните

плащания на база договорени основни заплати. Предвидено е и увеличение на средствата за работни заплати с цел попълване на незаетите работни места по звената за окомплектоване на сменния персонал поради завишено текучество и затруднения при намиране на персонал с необходимата квалификация.

Увеличението на разходите за осигурителни вноски е във връзка с увеличените разходи за заплати и възнаграждения.

Увеличението на социалните разходи, заложено в прогнозата за 2025 г., е на база отчета за 2024 г. Минималното увеличение, заложено за 2025 г., е във връзка с увеличението на персонала.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности за новия ценови период са прогнозирани на база достигнатите разходи по отчет за 2024 г. и съответните корекции във връзка с увеличените цени на горивата, енергията, материалите, резервните части и услугите. Най-голямо увеличение има в две позиции на разходите – абонаментно поддържане и безплатна храна съгласно нормативен акт, в това число:

- Разходи за абонаментно поддържане – увеличение на прогнозните разходи спрямо отчета за 2024 г. с 19 хил. лв., във връзка увеличени разходи по договори, свързани с дейности по отстраняване на аварии по преносната мрежа и възстановяване общинска инфраструктура. Поради настъпилото увеличение на цените на горивата, резервните части, консумативи и материали има съответно завишение от страна на изпълнителите. Към тези разходи са включени и периодичните разходи за техническа проверка, инспекция, текущо поддържане и обслужване на съоръженията и специализираната автотранспортна техника от външни фирми.

- Разходите за безплатна храна, противоотрови и други добавки съгласно Наредба № 11 от 21 декември 2005 г. са увеличени спрямо отчета за 2024 г., във връзка с увеличение на персонала и въвеждането в експлоатация на новата генерираща мощност, работеща с биомаса в ТЕЦ „Градска“.

Другите разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, бележат минимални увеличения спрямо отчета за 2024 г., и са както следва:

- Разходите за гориво за автотранспорт, работно облекло, канцеларски материали и материали за текущо поддържане за новия ценови период са в размер на 75 хил. лв. и спрямо предходната година имат увеличение със 7 хил. лв. Увеличението се дължи основно на увеличените цени на горивата и материалите.

- Разходите за застраховки са на база действително сключени застрахователни полици. Изменението спрямо 2024 г. е увеличение с 5 хил. лв., поради по-висока застрахователна стойност на имуществото в следствие на новопридобитите и въведени в експлоатация през 2024 г. активи.

- Групата разходи – данъци и такси, пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, експертни, вода, осветление и отопление, охрана на труда, разходи за публикации и лицензионни такси имат общо увеличение от 88 хил. лв. Основната причина са увеличените цени на доставчиците на услуги спрямо предходната година.

- Разходите за наеми през 2025 г. бележат увеличение спрямо 2024 г. с 4 хил. лв. Причината са сключените договори за наем на складови помещения за складиране на доставена биомаса, тъй като дружеството не разполага с такива.

- Съдебните разходи имат минимално увеличение спрямо 2024 г. и са в размер на 87 хил. лв.

- Разходите за събрано инкасо представляват изплатените суми и комисионни за събрано инкасо от Български пощи, Ипей, Изипей, тъй като дружеството няма други изнесени каси и пунктове за инкасиране на дължимите суми и такси от клиентите и ползва услугите на други фирми. Във връзка със сключените договори за инкасиране през 2025 г. е увеличена сумата за услугата спрямо предходната година с 6 хил. лв.

Променливите разходи

Разходите за гориво за прогнозния период 2025 г. – 2026 г. са изчислени на база количество гориво и прогнозна цена на природния газ през новия ценови период, с добавка за капацитет и пренос в размер на 98,14 лв./MWh, при коефициент на преобразуване 10,74 kWh/m^3 или – 1 011,81 лв./1000 nm^3 без ДДС.

Разходите за енергия, вода и консумативи са съобразени с обема на производството и действащите в момента цени. В разходите за консумативи/химикали и реагенти са включени разходите за химикали, реагенти и добавки за обработка на циркулиращата вода в магистралата и централите, както и за охлаждащата вода на генериращите мощности за комбинирано производство. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по магистралните топлопроводи и от там намаляване на пробивите, авариите и загубите от изтичане. В това перо са включени и разходите за масло – за доливане и подмяна, на двигателите и генераторите в инсталациите за комбинирано производство съгласно предписанията на производителя и достигнатите действителни показатели в процеса на експлоатация. В прогнозата е предвидено увеличение на тези разходи в размер на 35 хил. лв.

В разходи за външни услуги са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2024 г. е заложено увеличение в размер на 50 хил. лв.

Регулаторна база на активите – стойността на дълготрайните активи и размерът на амортизациите са съгласно данните по счетоводния баланс на „Топлофикация-Враца“ ЕАД към 31.12.2024 г. Размерът на финансираниятa за дълготрайни активи са съгласно изготвения баланс към 31.12.2024 г.

Размерът на оборотния капитал е определен в съответствие с глава втора, раздел II – Регулаторна база на активите от Указания-НВ и данните от баланса на дружеството за 2024 г. Поради отрицателната му стойност в ценовия модел, размерът на оборотният капитал е определен като 1/8 от признатите годишни разходи за дейността.

Цени – в резултат на така прогнозираните разходи, количества произведена и реализирана топлинна и електрическа енергия и използвания ценови модел за новия ценови период, започващ от 01.07.2025 г., са формирани следните цени:

Цена топлинната енергия – 166,70 лв./MWh без ДДС

Цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 534,69 лв./MWh без ДДС.

Дружеството отчита приходи от възстановени съдебни разходи в размер на 48 177,66 лв., в това число от битови клиенти – 47 779,30 лв. и 398,36 лв. от стопански клиенти. На база аналитичната информация за плащанията по присъдените вземания в полза на дружеството, в това число на признати от съда и възстановени съдебни разходи, събраните суми за присъдени юрисконсултски възнаграждения са общо 6 461,31 лв., в това число от битови клиенти – 6 211,31 лв.

„Топлофикация-Враца“ ЕАД е представило данни и информация за определянето на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, от които се установява, че отчетените за 2024 г. технологичните разходи при преноса на топлинна енергия са в размер на 46 168,51 MWh или 41,32% от общата отпусната топлинна енергия. По групи технологичните разходи са следните:

- технологичните разходи в абонатните станции – 638,322 MWh или 0,57% от общата отпусната топлинна енергия;
- технологичните разходи от изтичане на топлоносител – 11 467,243 MWh или 10,26% от общата отпусната топлинна енергия;
- технологичните разходи от излъчване – 34 062,943 MWh или 30,48% от общата отпусната топлинна енергия;

За новия ценови период планираните **технологични разходи при преноса на топлинна енергия** са 46 149 MWh или 41,26% от общата отпусната топлинна енергия.

Топлоотдаване от топлопроводите и прилежащите им компоненти, които съставляват ТПМ е планирано в размер на 34 102 MWh или 30,49% от общата отпусната топлинна енергия;

Загубите от изтичане на топлоносител с гореща вода за новия ценови период е планирано да остане на нивото, което е постигнато от дружеството, 10,20% от общата отпусната топлинна енергия или 11 409,07 MWh;

Топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции е запазено в размер на 0,57% от общата отпусната топлинна енергия или 638,32 MWh.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 8,244 MW.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

1.1 Корекциите за природен газ, посочени от дружеството не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи, като следва да се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка, необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

1.2 Прогнозни емисии CO_2: 32 566,50 t заявени от дружеството – 2 398 t безплатни квоти = 30 168,50 t.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 136,91 лв./t X 30 168,50 t = 4 130 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 18 990,74 knm^3 и 8 030 t биомаса, съгласно заявените от дружеството.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 5 „Технико-икономически показатели в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са намалени от 41,26% на 25,17%, в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е коригирана спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството, както следва:

1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 - 2026 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 69,49 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,06 + 4,33 = 5,39 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 74,88 лв./MWh.

[TLP-WHITE]
Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2024/2025												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	**8 427**	**12 068**	**12 722**	**14 317**	**19 173**	**24 222**	**22 832**	**24 061**	**18 867**	12 536	13 106	13 291	**195 622**
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	72,19	72,19	72,19	72,19	72,19	72,19	80,18	80,18	80,18	80,18	80,18	80,18	**76,47**
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	63,98	65,32	66,25	68,28	82,38	99,57	102,20	90,43	94,21	94,21	94,21	94,21	**87,38**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	69,22	82,89	75,53	56,02	-18,06	-196,62	-147,51	-246,72	-264,69	-19,17	112,72	232,40	**-264**
Цена на пр. газ , Цбг	**BGN/MWh**	**58,10**	**60,75**	**61,91**	**63,72**	**68,69**	**75,89**	**81,94**	**84,34**	**87,58**	**75,08**	64,95	56,07	**72,43**
		0,00	0,00	0,00	0,00	9,25	19,26	15,56	0,00	0,00	12,50	22,63	31,51	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	63,98	65,32	66,25	68,28	73,13	80,31	86,64	90,43	94,21	81,71	71,58	62,69	**77,82**
Достъп + пренос	**BGN/MWh**	5,88	4,57	4,34	4,56	4,44	4,42	4,70	6,09	6,63	6,63	6,63	6,63	**5,39**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**32 968**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**67,77**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**143,79**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
6 101,40	**5 816,14**	**-285,27**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦП)t±Pt-1 = **-405,49**

„Топлофикация - Враца“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-06-3 от 12.06.2025 г. относно Доклада и направените корекции, както следва:

Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекции на **количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса,** като посочва, че същите от 46 149 MWh (41,26%) са намалени на 28 149 MWh (25,17%) или с 18 000 MWh до достигане на стойността на регулирани от Комисията загуби в % от топлоотдаване и изтичане, и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход. Дружеството посочва, че трудно би достигнало увеличение на реализираната топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ с 18 000 MWh до стойност 83 693 MWh за ценовия период, предвид тенденцията към намалено потребление за отопление и поради по-високите средни температури през последните отоплителни сезони.

След преглед на постъпилото становище от дружеството Комисията счита:

Възражението на дружеството относно направените корекции на количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса не се приема.

Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса по топлопреносните мрежи (ТПМ) са с целеви стойности по-ниски от постигнатите през последните три години от топлофикационните дружества в Р България. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа.

За целите на анализа са изискани и получени от „Топлофикация - Враца“ ЕАД стойностите на всички основни параметри, определящи технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които пряко влияят на цената на топлинната енергия и повишаване на качеството на услугата „централизирано топлоснабдяване“.

Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в топлопреносната мрежа			
ДРУЖЕСТВО	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
	%	%	%
„Топлофикация - Враца“ ЕАД	38,19	40,66	41,32

От данните, посочени в горната таблица, се установява, че дружеството постига през последната 2024 г. стойности на загубите по преноса над 40% от отпуснатата от топлоизточниците топлинна енергия, което съществено се различава от най-добрата постигната стойност от „Топлофикация София“ ЕАД през 2022 г. – 19,5%.

В резултат на сравнителните анализи за нивото на технологичните разходи (загуби) дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Намаляването на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия ще допринесе за по-ниски цени за клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на дружествата следва да се определи техният допустим годишен

размер в съответствие с постигнатата най-ниска стойност. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности.

В допълнение към горното, следва да се има предвид, че съгласно представената от дружеството информация с писмо с вх. № Е-14-06-2 от 15.04.2025 г.

Участъци предвидени за подмяна по ТПМ в метри по трасе, m.						
	Дружество	**2022 г.**		**2023 г.**		**2024 г.**	
		План	**Отчет**	**План**	**Отчет**	**План**	**Отчет**
	„Топлофикация - Враца“ ЕАД	0	0	0	0	0	0

Видно от горната таблица, дружеството не е предвиждало ремонтни дейности и съответно не са налични данни за изпълнението на такива във връзка с подмяна на участъци от ТПМ, поради което за 2022 г., 2023 г. и 2024 г. са заложени и отчетени 0 м. Неизпълнението, частичното изпълнение или не достатъчен заложен обем на инвестиционната и ремонтна програма, свързана с планова подмяна на компрометирани тръбопроводи и съоръжения от топлопреносната мрежа води до редица значителни вреди, както технически, така и икономически и екологични. Тези вреди нарастват с времето и се отразяват както на топлопреносното предприятие, така и на крайните потребители. Увеличават се загубите на топлина и намалява надеждността на системата. Увеличават се експлоатационните разходи, тъй като аварийните ремонти и временните решения генерират по-големи разходи в дългосрочен план, отколкото навременната подмяна. Увеличава се отделянето на въглеродни емисии, тъй като по-неефективното пренасяне на топлинната енергия води до по-висок разход на гориво, съответно по-големи разходи за закупуване на въглеродни емисии (CO_2).

Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битовите клиенти. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружеството (41,26%), тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано

именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат отчетните стойности на загубите на топлинна енергия по преноса, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия. В необходимите приходи дружеството е включило разходи и възвръщаемост за цялото произведено и пренесено количество топлинна енергия, включително за технологичните загуби, поради което е обосновано разпределянето на необходимите приходи върху по-голямо количество топлинна енергия, с оглед определяне на по-справедлива цена на топлинната енергия за клиентите.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Враца“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация - Враца“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	**Предложение**	**След корекция**	**Изменение**
Корекциите за природен газ, хил. лв.	2371,87	0	-100%
Разходи за квоти въглеродни емисии (CO_2)	4 777	4 130	-13,54%
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	3 892	3 925	0,85%
3. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:			
3.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	41,26	25,17	-16,09
3.2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	65 693	83 693	+27.40%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Враца“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	**455,56**
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	**234,69**
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	**105,16**

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 33 604 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 32 537 хил. лв., от които условно-постоянни – 9 352 хил. лв. и променливи – 23 185 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 12 274 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 8,69%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 335 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 83 693 MWh.

7. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - ВТ“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-05-3 от 31.03.2025 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия,

произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 247,42 лв./MWh без ДДС;

2. Преференциална цена на електрическа енергия – 763,89 лв./MWh без ДДС.

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	493,17	633,54	671,70	763,89	13,72
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	128,61	128,61	128,61	247,42	92,38

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на природен газ – 1 180 лв./knm^3;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 310,00 лв./t.

С писмо с изх. № Е-14-05-3 от 04.04.2025 г. от дружеството е изискано да представи следната допълнителна информация: данни относно инвестиционни дейности в ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; данни относно експлоатационни параметри на ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; копие от договори за продажба на електрическа енергия за 2025 г., с всички приложения към тях.

С писмо с вх. № Е-14-05-3 от 14.04.2025 г. дружеството е представило в КЕВР изисканата информация и документи, както следва:

По т. 1: Данни относно инвестиционни дейности в ТПМ:

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Участъци предвидени за подмяна по ТПМ по трасе	m	150	150	150
Планово подменени участъци по ТПМ по трасе	m	0	0	0
Аварийно подменени участъци по ТПМ по трасе	m	21	170	142

Подменени абонатни станции (битови)	бр.	0	1	0

По т. 2 Информация за експлоатационни параметри по ТПМ:

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Обем на ТПМ	m^3	2 500	2 500	2 500
Среден разход на подаваната добавъчна вода към ТПМ	m^3/h	16,14	22,00	16,64
Технологични разходи по преноса на топлинна енергия	MWh	14 489,119	15 795,370	17 298,510
Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в ТПМ	%	46,36	50,58	50,39
Брой пробиви по ТПМ	бр.	28	48	27

По т. 3: Опис на конкретните инвестиционни дейности извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.:

Инвестиционни дейности през 2022 г.:

Инвестиционната програма за 2022 г. предвижда 245 хил. лв. за топлоизточници и топлопреносната мрежа. Не е изпълнена, поради недостиг на финансови средства.

Извършени са инвестиции за 76 хил. лв.:

- Разходи за изграждане на Абонатна станция на ОУ Бачо Киро – 24 хил. лв.;
- Изграждане отклонение/ димоход комин ПТ-10 – 18 хил. лв.;
- Разходи за подобрение на административна сграда по офиси – 13 хил. лв.;
- Разходи за ремонт на покрив на ТС – 10 хил. лв.;
- Разходи за промяна предназначението на сграда ул. „В. Левски“ – 2 хил. лв.;
- Разходи за изграждане на Абонатна станция Пл. басейн и Спортна зала – 2 хил. лв.;
- Разходи по изграждане на нова ИКПТЕЕ – 5 хил. лв.;
- Разходи по реконструкция на бойлерна уредба – 2 хил. лв.

Инвестиционни дейности през 2023 г.:

В разработената инвестиционна програма за 2023 г. са предвидени 1 054 хил. лв., от които за топлоизточници 850 хил. лв. и топлопреносна мрежа 184 хил. лв.

Извършени са инвестиционни работи за 1 423 хил. лв., както следва:

- Разходи за изграждане на нова ИКПТЕЕ – 1 250 хил. лв.;
- Разходи за изграждане на Абонатни станции – 30 хил. лв.;
- Разходи за подобрение на покрив на цех Котелен и на сервизна работилница – 72 хил. лв.;
- Разходи за подобрение на административна сграда – 61 хил. лв.;
- Разходи по проект за изграждане собствен водоизточник за водовземане от р. Янтра – 10 хил. лв.

Инвестиционни дейности през 2024 г.:

Предвидени по инвестиционна програма общо 410 хил. лв., от които за топлоизточници – 360 хил. лв. и за абонатни станции 50 хил. лв.

Извършени са инвестиционни дейности за 210 хил. лв., както следва:

- Разходи за изграждане на нова ИКПТЕЕ – 101 хил. лв.;
- Разходи за изграждане на Абонатни станции – 1 хил. лв.;
- Разходи за подобрение на цех Котелен и бойлерна уредба – 2 хил. лв.;
- Разходи за изграждане на площадкова газова инсталация – 5 хил. лв.;
- Разходи за закупуване на 2 сгради – 95 хил. лв.;

- Разходи за изграждане на комин за нова ИКПТЕЕ – 2 хил. лв.;
- Разходи за изграждане на система за видеонаблюдение/ надграждане – 4 хил. лв.

По т. 4: Опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.

В рамките на периода за повишаване на енергийната ефективност на топлопреносната мрежа е извършена подмяна и подобряване на топлоизолацията по надземни и слабо изолирани участъци от трасето. Идентифицирани са зони с амортизирана, компрометирана или липсваща изолация, водещи до значителни топлинни загуби.

Извършените дейности включват:

- Демонтаж на стара, неефективна изолация;
- Полагане на нова топлоизолация с повишени термофизични характеристики;
- Защита на изолационните слоеве от атмосферни влияния чрез метални или PVC обшивки;
- Уплътняване на съединения, колена и фланци за минимизиране на точкови загуби.

При изпълнението на изолационните мероприятия са приложени съвременни материали, отговарящи на съвременните изисквания за енергийна ефективност и устойчивост. Използвани са изолации с нисък коефициент на топлопроводност, сред които каменна вата – за по - добра термоустойчивост и воалит – като външен защитен слой, осигуряващ устойчивост срещу влага и механични въздействия. Така се гарантира дълготрайна и надеждна топлоизолация на тръбопроводите.

Паралелно с подмяната на топлоизолацията се извършва и подмяна на остарели участъци от топлопреносната мрежа. Амортизираните топлопроводи се заменят с нови метални безшевни тръби, които се отличават с висока якост и дълъг експлоатационен живот. След полагането им, тръбите се изолират допълнително с високоефективна топлоизолация, съобразена със специфичните условия. Това решение осигурява отлична термична защита, устойчивост на атмосферни и механични въздействия, както и минимизиране на топлинните загуби. Реконструкцията допринася значително за повишаване на надеждността и оптимизиране на експлоатационните разходи.

Посочва се, че ръководството на дружеството е наясно с необходимостта от подмяна на значителна част от съществуващата топлопреносна мрежа, изградена през 70-те години на XX век, която в много участъци е морално и физически остаряла и с изтекъл експлоатационен срок. С оглед осигуряване на сигурно, ефективно и екологосъобразно топлоснабдяване, се полагат всички усилия за поетапна реконструкция и модернизация на инфраструктурата. В тази връзка, дружеството активно търси възможности за допълнително финансиране извън собствения бюджет, включително чрез опит за финансиране от Модернизационния фонд на ЕС. Фондът предоставя подкрепа, както следва: най-малко 70% от финансовите средства за инвестиции с предимство (приоритетни проекти). За „приоритетни проекти“ се считат инвестициите в: съхраняване на енергия и модернизиране на енергийните мрежи, включително на топлофикационните мрежи и на мрежите за пренос и разпределение на електрическа енергия.

Дружеството заявява, че остава ангажирано с реализирането на устойчиви и дългосрочни решения, които да гарантират надеждно топлоснабдяване, отговарящо на съвременните изисквания за енергийна ефективност и опазване на околната среда.

По т. 5: Дружеството е представило копия от договори за продажба на електрическа енергия за 2025 г., с всички приложения към тях.

„Топлофикация - ВТ“ АД е представило следната обосновка:

Разходи за амортизации – отчетените разходи за амортизации на ДА за 2024 г. са **163 хил. лв**., в т.ч. 105 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 58 хил. лв. за пренос на топлинна енергия. Прогнозните разходи за амортизации за ценовия

период са 179 хил. лв., завишени с 16 хил. лв. Дружеството е посочило, че увеличението на разходите за амортизации в производството и преноса се дължи на начислена амортизация от реконструкция на Котел ВК 50 за производство на топлинна енергия и поради подновяване на част от топлопреносната мрежа. Посочва се, че в прогнозните разходи за амортизации не са включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане през ценови период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., съгласно т. 31.1., б. „б“ от Указания-НВ.

Разходи за ремонт – планирани са **1 070 хил. лв.**, в т. ч. за ремонт в производството на електрическа енергия 760 хил. лв. и за ремонт в производството на топлинна енергия 310 хил. лв.

Разходи отнесени към ИКПТЕЕ – условно постоянните разходи, отнесени към производството електрическата енергия включват задължително техническо обслужване, ремонт и поддръжка на ИКПТЕЕ Wartsila 16V25SG, съгласно техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя – Wartsila A.B. Това гарантира безаварийна работа на инсталацията за високо ефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. За изпълнение на техническото обслужване, дружеството предвижда закупуването на резервни части за обезпечението на плановите годишни ремонти и аварийните ремонти през отоплителния сезон, както и материали за поддръжка на утилизатор на димни газове, пластинчати топлообменници, електрически генератор 6 kV Leroy-Somer LSA-56-M6-6P, обслужване на КРУ 6/20 kV, обслужване на повишаващ трансформатор ABB 6/20 kV, техническо обслужване на турбокомпресори ABB VTR-254-11 и др. включително и разходи за обслужване на спомагателно оборудване. Предвидените разходи по тази точка възлизат на **970 хил. лв.**

Разходи, отнесени към топлинната енергия от ВВК И ППК – разходите, отнесени към производството на топлинна енергия, са пряко свързани с поддържането в добро техническо състояние на основните производствени мощности за производство на топлинна енергия, гарантирайки безаварийната работа на съоръженията през отоплителния сезон 2025/2026 г. Общо предвидените разходи са в размер на **100 хил. лв.**, разпределени както следва: за годишно техническо обслужване на парен котел ПТ-10 дружеството планира да извърши техническа ревизия на основните елементи, част от горивна система, ремонт на система за подаване и подготовка на горивото. Предвижда се също така и техническо обслужване на спомагателните съоръжения за подаване на въздух горене, обслужване и ремонт на циклони филтри и скрубери за очистване на димните газове; ревизия и ремонт на димен вентилатор. Планирано е техническо обслужване на водогреен котел ВК Bertsch, на два броя въздушни вентилатори, диагностика на горивната уредба, съгласно техническата инструкция на производителя RAY Öl- & Gasbrenner GmbH. Планираните разходи по тази точка са **50 хил. лв.**

Разходи, отнесени към преноса на топлинна енергия - ремонтната програма на дружеството планира да се извършат ремонти по компрометирани участъци от топлопреносната мрежа по I-ва и II-ра магистрала. Предвижда се извършването на ремонт на спирателна и регулираща арматура. Планираните разходи по тази точка са **110 хил. лв.** С предвидените разходи за ремонт се гарантира политиката на дружеството за поддържане на качеството на предоставяната от „Топлофикация - ВТ“ АД услуга. При намаляване или премахване на планираните средства за ремонтните дейности, описани по-горе, се ограничава извършването на задължителни ремонти, което би довело до появата на сериозни затруднения на дружеството да изпълнява коректно лицензионните си задължения. Това води до силно влошаване на качеството и сигурността на предоставяната услуга, а именно доставка на топлинна енергия за клиентите на дружеството.

Разходите за заплати и възнаграждения за новия ценови период са прогнозирани в размер на **2 067 хил. лв.** Планирано е разкриване на допълнителни нови щатни работни места за обезпечаване на производствената дейност за осигуряване на непрекъснатия производствен процес. Във връзка с инвестиционните намерения за въвеждане в експлоатация на нова ИКПТЕЕ, дружеството предвижда откриване на нови работни места за 4 (четири) висококвалифицирани работници – електроинженери, топлоинженери и

механици. Предвидена е и промяна в размера на минималната работна заплата за страната. Дружеството отчита значителна разлика на средната работна заплата в сектора по данни на НСИ за 2024 г., инфлационните промени и не на последно място трудния подбор на висококвалифицирани кадри в бранша, което затруднява експлоатацията и работата на дружеството. По данни на НСИ средната работна заплата в отрасъла расте динамично, като осреднено на база годишни данни за 2024 г. е **3 264 лв.** Средната работна заплата в „Топлофикация - ВТ“ АД осреднена на годишна база за 2024 г. е **2 493 лв.** Това показва, че има чувствително изоставане на работните заплати в дружеството спрямо реалните данни за средната работна заплата за 2024 г. в сектор „*Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива*“, което изисква корелативен подход, а именно тенденция на актуализирането им. Съпоставено с данните на НСИ разликата е драстична, в полза на ниско заплатения труд в дружеството. Средносписъчният брой на персонала към 31.12.2024 г. е 60 работници и служители.

Разходи за социални и здравни осигуровки, социални разходи – прогнозираните разходи за осигуровки са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за ценовия период от 01.07. 2025 г. до 30.06.2026 г.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са прогнозирани в размер на **2 940 хил. лв**. и включват:

Горива за транспорт – планирани са в размер на **35 хил. лв**., което е завишение с 5 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2024 г. 30 хил. лв., поради използване на вътрешен транспорт за разпределяне, сортиране и зареждане с биогориво на Биокотел ПТ-10 и завишение в разхода за горива на автомобилите, обслужващи отдел „Пренос на ТЕ“.

Материалите за текущо поддържане са планирани в размер на **111 хил. лв**., което е завишено с 8 хил. лв. спрямо отчетените през 2024 г., които включват текущо и аварийно закупуване на резервни части и материали за обезпечаване работата на производственото оборудване.

Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са прогнозирани в размер на **83 хил. лв**., като те са увеличени с 6 хил. лв. в сравнение с 2024 г., поради промени в договора за денонощна физическа охрана, във връзка с новия размер на минималната работна заплата за страната.

Разходи за наем са планирани в размер на **128 хил. лв.**, като включват: наем на „Газов генераторен комплект № 7 – 5027/ИКПТЕЕ/ съгласно Договор за наем с „Топлофикация - Бургас“ ЕАД и наем на Телехендер „MANITU“ /телескопичен манипулатор/ съгласно Договор с „Номад Енерджи Къмпани“ ЕООД, гр. София. Използва се да зарежда с биогориво котел ПТ-10 и като вътрешнозаводски транспорт.

Други разходи, в т. ч. се предвиждат разходи за екология, извършване на предпроектни проучвания с цел модернизация на производствения процес и модернизация на процеса по пренос и разпределение на топлинната енергия. Общият размер на разходите е **43 хил. лв.**

Безплатна храна съгласно нормативен акт – безплатна храна за работниците по Наредба № 11 в размер на **134 хил. лв.**

Разходи за екология са планирани в размер на **27 хил. лв.** и включват верификация на годишни доклади за емисии парникови газове, във връзка с участие в Европейска схема на търговия с квоти на емисии парникови газове и такса за депониране на отпадъци от Биокотел ПТ-10.

Разходи за доставка на основно гориво природен газ за ценовия период са в размер а 8 378 хил. лв. в т.ч. с включени: разходи за доставка на природен газ, разходи за закупуване на годишен, тримесечен, месечен, седмичен и дневен капацитет, разходи за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, разходи за достъп и пренос през газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД. В цената на природния газ за регулаторен ценови период 2024-2025 г., не е отчетен разходът, който дружеството извършва за достъп и пренос през газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД. С Решение № Ц-38 от 30.12.2024 г. се увеличават таксите за достъп и

пренос през газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД със 78%, като дължимата сума за достъп и пренос на природен газ е увеличена от 9,21 лв./MWh на 16,42 лв./MWh. Дружеството изразява безпокойство относно липсата на механизъм, който да осигури компенсиране на тези допълнителни разходи, което ще доведе до натрупване на значителни финансови загуби за дружеството.

Разходи за доставка на основно гориво биомаса полско стопанство и биомаса горско стопанство за ценовия период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. са в размер на **946 хил. лв.**

Разходи за вода – отчетените разходи общо за техническа вода за 2024 г. са 541 хил. лв. За новия ценови период са прогнозирани на 512 хил. лв. За технологични нужди, дружеството заявява, че използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация Йовковци“ ООД, като 70% от потреблението се заплаща по тарифата с канал и пречистване. Цената от 01.01.2025 г. е 2,669 лв./m^3 за вода и 4,589 лв./m^3 с канал и пречистване.

Разходите за акциз – планирани са в размер на **164 хил. лв.** при отчетени за 2024 г. в размер на 153 хил. лв.

Норма на възвръщаемост на привлечения капитал - представена е справка за среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал с описани наименование на заемодателя и вида на кредита, остатък към 31.12.2024 г. и годишния лихвен процент. Дружеството е изчислило **средна норма на възвръщаемост на привлечения капитал** в размер на **7,07%**.

Регулаторна база на активите на дружеството – признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2024 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. В признатата стойност на активите не са включени: активи, несвързани с лицензионната дейност (сграда бунгало с. Вонеща вода и стопански инвентар); активи, отдадени под наем (ЛОЦ ул. „Васил Левски“ № 21 и дърводелска работилница ул. „Левски“ № 23); консервирани ДМА; активи, придобити чрез финансиране – финансирането на ДА е с различен процент при отделните активи и е част от отчетната стойност на актива; лек автомобил.

Разпределението на дълготрайните активи между комбинираното и разделно производство е извършено в зависимост от процентния дял на участие на двата продукта (електрическа и топлинна енергия) в производствения процес. Всички останали активи, които са свързани пряко с производството на топлинна енергия извън ИКПЕТЕ (котли, помпи, резервоари и др.), са отнесени към производството на топлинна енергия. Дружеството заявява, че **разпределението на ДА** между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия се извършва още с осчетоводяването на активите по отделни сметки в зависимост към коя от двете дейности се отнасят.

Оборотният капитал е определен като не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейностите, като не са включени разходите за амортизации.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,81 MW.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

1.1 Корекциите за природен газ, посочени от дружеството не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи, като следва да се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка, необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

1.2. Прогнозни емисии CO_2 – 13 807 t (заявени от дружеството) – 378 t (безплатни емисии) = 13 429 t.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 136,91 лв./t **X** 13 429 t = 1 839 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 7 100 knm^3 и 3 050 t биомаса, съгласно заявените от дружеството.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 13 758 MWh (42,49%) на 8 258 MWh (25,50%) или с 5 500 MWh и в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. - 2026 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 70,30 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 12,89 + 5,26 = 18,15 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 88,46 лв./MWh

[TLP-WHITE]
Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2024/2025												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	**4 983**	**4 913**	**4 751**	**5 534**	**6 493**	**8 110**	**8 257**	**9 298**	**8 110**	5 195	5 479	0	**71 121**
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	71,33	71,33	71,33	71,33	71,33	71,33	79,59	79,59	79,59	79,59	79,59	79,59	**75,55**
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	72,19	74,37	75,41	77,44	83,25	91,24	102,91	106,48	109,72	109,72	109,72	109,72	**94,11**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-4,29	-14,93	-19,36	-33,83	-77,42	-161,44	-192,53	-250,03	-244,35	-91,58	-41,09	0,00	**-1 131**
Цена на пр. газ , Цбг	**BGN/MWh**	**58,10**	**60,75**	**61,91**	**63,72**	**68,69**	**75,89**	**81,94**	**84,34**	**87,58**	**75,08**	64,95	56,07	**73,30**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,50	22,63	31,51	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	72,19	74,37	75,41	77,44	83,25	91,24	102,91	106,48	109,72	97,22	87,09	78,21	**91,45**
Достъп + пренос+	**BGN/MWh**	14,09	13,62	13,50	13,72	14,56	15,35	20,97	22,14	22,14	22,14	22,14	22,14	**18,15**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	12 850
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**67,77**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**56,05**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
2 364,27	**2 160,37**	**-203,90**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **-1 278,70**

„Топлофикация - ВТ“, гр. Велико Търново на откритото заседание и с писмо с вх. № Е-14-05-4 от 12.06.2025 г. е изразило становище относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

„Топлофикация-ВТ“ АД е посочило, че въпреки индивидуалния подход при определяне на допустимото ниво на технологичните разходи по топлопреносната мрежа, определеното ниво от 25,5% загуби за „Топлофикация ВТ“ АД не съответства на реалните технически и експлоатационни възможности на дружеството. В подкрепа на твърдението си, дружеството е представило информация за отчетени загуби през последните 3 (три) години, а именно: 2022 г. – 46,36%; 2023 г. – 50,58%; 2024 г. – 50,39%. Подчертава, че определеното от КЕВР ниво на технологични разходи по топлопреносната мрежа при преноса на топлинна енергия от 25,5% за „Топлофикация ВТ“ АД е обективно трудно изпълнимо в рамките на настоящия регулаторен период и че въпреки изпълнението на предвидените дейности за подобряване на топлопреносната мрежа, постигането на значително намаляване на технологичните загуби при преноса на топлинна енергия в рамките на един регулаторен период е изключително трудно за реализиране. Предлага признатият процент на технологичните загуби при преноса на топлинна енергия да бъде в размер на 29,4 %.

Подчертава, че дружеството остава ангажирано с изпълнение на целите за последователно намаляване на загубите, но при технически и икономически реалистични параметри и настоява за извършване на корекции при формиране на цените.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението по отношение на допустимото ниво на технологичните разходи по топлопреносната мрежа не се приема.

Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса по топлопреносните мрежи (ТПМ) са с целеви стойности по-ниски от постигнатите през последните три години от топлофикационните дружества в Р България. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа.

За целите на анализа са изискани и получени от „Топлофикация ВТ“ АД стойностите на всички основни параметри, определящи технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които пряко влияят на цената на топлинната енергия и повишаване на качеството на услугата „централизирано топлоснабдяване“.

Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в топлопреносната мрежа			
ДРУЖЕСТВО	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
	%	%	%
„Топлофикация - ВТ“ АД	46,36	50,58	50,39

От данните, посочени в горната таблица, се установява, че дружеството постига през последната 2024 г. стойности на загубите по преноса над 50% от отпуснатата от топлоизточниците топлинна енергия, което съществено се различава от най-добрата постигната стойност от „Топлофикация София“ ЕАД през 2022 г. – 19,5%.

В резултат на сравнителните анализи за нивото на технологичните разходи (загуби) дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Намаляването на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия ще допринесе за по-ниски цени за клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на дружествата следва да се определи техният допустим годишен размер в съответствие с постиганата най-ниска стойност. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности.

В допълнение към горното, следва да се има предвид, че съгласно представената от дружеството информация с писмо с вх. № Е-14-05-3 от 14.04.2025 г.

Участъци предвидени за подмяна по ТПМ в метри по трасе, m.

	Дружество	2022 г.		2023 г.		2024 г.	
		План	Отчет	План	Отчет	План	Отчет
	„Топлофикация - ВТ“ АД	150	0	150	0	150	0

Видно от горната таблица, дружеството не е изпълнявало ремонтната си програма във връзка с подмяната на участъци от ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г., поради което е отчетено 0 м. Неизпълнението, частичното изпълнение или не достатъчен заложен обем на инвестиционната и ремонтна програма, свързана с планова подмяна на компрометирани тръбопроводи и съоръжения от топлопреносната мрежа води до редица значителни вреди, както технически, така и икономически и екологични. Тези вреди нарастват с времето и се отразяват както на топлопреносното предприятие, така и на крайните потребители. Увеличават се загубите на топлина и намалява надеждността на системата. Увеличават се експлоатационните разходи, тъй като аварийните ремонти и временните решения генерират по-големи разходи в дългосрочен план, отколкото навременната подмяна. Увеличава се отделянето на въглеродни емисии, тъй като по-неефективното пренасяне на топлинната енергия води до по-висок разход на гориво, съответно по-големи разходи за закупуване на въглеродни емисии (CO_2).

Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битовите клиенти. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружеството (42,49%), тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ

правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат отчетните стойности на загубите на топлинна енергия по преноса, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия. В необходимите приходи дружеството е включило разходи и възвръщаемост за цялото произведено и пренесено количество топлинна енергия, включително за технологичните загуби, поради което е обосновано разпределянето на необходимите приходи върху по-голямо количество топлинна енергия, с оглед определяне на по-справедлива цена на топлинната енергия за клиентите. В допълнение следва да се отбележи, че регулаторното изискване на Комисията дружествата да предприемат мерки за намаляване на технологичните загуби по преноса се поставя ежегодно в последните 10 години при определяне на допустимия годишен размер на технологичните разходи за целите на ценообразуването, поради което не се приемат аргументите на дружеството, че определеното от КЕВР ниво на технологични разходи по топлопреносната мрежа при преноса на топлинна енергия от 25,5% за „Топлофикация ВТ“ АД е обективно трудно изпълнимо в рамките на настоящия регулаторен период.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация-ВТ“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация-ВТ“ АД			
Справка № 1 – „Разходи“	**предложение**	**След корекция**	**изменение**
Корекциите за природен газ, хил. лв.	1 369	0	-100%
Разходи за квоти въглеродни емисии (CO_2)	2 025	1 839	-9,19%
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	170	1 975	1061,76%
3. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:			
3.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	42,49	25,50	-16,99
3.2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	18 620	24 120	+29,54%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация-ВТ“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	742,07
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	521,20

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	135,04

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 16 204 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 15 983 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 392 хил. лв. и променливи – 10 591 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 127 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,07%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 170 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 24 120 MWh.

8. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-РАЗГРАД“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-16-6 от 02.04.2025 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 475,68 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 154,02 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация-Разград“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	191,00	315,63	349,84	475,68	35,97
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	131,08	131,08	131,08	154,02	17,50

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 1 148,22 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена на топлинната енергия и преференциална цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-16-6 от 04.04.2025 г. от дружеството е изискана информация и документи, както следва: данни относно

инвестиционни дейности в ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; данни относно експлоатационни параметри на ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; заверено копие на подписан от страните договор за покупко-продажба на електрическа енергия в рамките на деня по смисъла на чл. 100, ал. 6 от ЗЕ от 14.12.2022 г., в т.ч. и всички допълнителни споразумения към него, както и такова, с което се урежда периода на доставка, който да съответства на новия ценови период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г.; заверено копие на Допълнително споразумение към Договор № ЗЕРП-119 от 04.07.2022 г., сключен с „Енерго-Про Енергийни услуги“ ЕАД, уреждащо периода на доставка, който да съответства на новия ценови период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г.

С писмо с вх. № Е-14-16-6 от 22.04.2025 г. дружеството е представило в КЕВР изисканата информация, както следва:

По т. 1 Данни относно инвестиционни дейности в топлопреносната мрежа:

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Участъци предвидени за подмяна по ТПМ по трасе	m	0	0	0
Планово подменени участъци по ТПМ по трасе	m	0	0	0
Аварийно подменени участъци по ТПМ по трасе	m	66	16	0
Подменени абонатни станции (битови)	бр.	0	0	0
Авариен ремонт с подмяна на участъци по ТПМ по трасе без инвестиционен характер	m	6	59	40

По т. 2 Данни относно експлоатационни параметри на топлопреносната мрежа:

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Обем на ТПМ	m^3	650	650	650
Среден разход на подаваната добавъчна вода към ТПМ	m^3/h	2	3,2	3,9
Технологични разходи по преноса на топлинна енергия	MWh	8 188	9 322	10 365
Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в ТПМ	%	28,2	33,2	37,8
Брой пробиви по ТПМ	бр.	16	20	25

По т. 3: Опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.

За 2022 г. са извършени следните инвестиционни дейности в топлоизточника: автоматични йонообменни филтри, подобрение на Инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ), система за плътност (газов тракт на ИКПТЕЕ), ротационен разходомер за газ на ИКПТЕЕ.

За 2023 г. са извършени следните дейности: укрепване на стена на закрита разпределителна уредба, честотен регулатор на ИКПТЕЕ, нов двигател на ИКПТЕЕ, ротационен разходомер за газ.

За 2024 г. са извършени следните дейности: капиталов ремонт на Водогреен котел № 4, трансформатор 4 000 kVA, електромазутни подгреватели, детектор многоканален.

По т. 4: Опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия.

Дружеството е посочило, че през последните години поради липса на финансов ресурс не са извършвани конкретни енергоспестяващи мероприятия, а само частична подмяна на топлоизолация на определени участъци по топлопреносната мрежа.

По т. 5: Дружеството е представило заверено копие на Договор № ЗЕРП-270/14.12.2022 г. за покупко-продажба на електрическа енергия в рамките на деня по смисъла на чл. 100, ал. 6 от ЗЕ, включително Допълнително споразумение № ЗЕРП-270#1/14.12.2022 г.

„Топлофикация-Разград“ АД е представило следната обосновка:

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации – в размер на **647 хил. лв.** Активите на дружеството се амортизират при линеен метод на амортизация. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи. Тези, които не са пряко относими към продуктите електрическа и топлинна енергия са разпределени пропорционално на количествата произведена топлинна и електрическа енергия. Дружеството е посочило, че в ценовия модел стойността на дълготрайните материални активи, заложена в регулаторната база на активите е равна на отчетената стойност към 31.12.2024 г. В началото на 2024 г., съгласно счетоводната политика на дружеството е направена преоценка на дълготрайните материални и нематериални активи.

Разходи за ремонт – в размер на **188 хил. лв.** Отчетените през 2024 г. разходи за ремонт са разпределени, както следва:

- Отнесени към електрическата енергия – 13 хил. лв.
- Отнесени към топлинната енергия – 23 хил. лв.
- Отнесени към преноса – 152 хил. лв.

Планираните увеличения са свързани с утвърдените ремонтни програми за регулаторния период, които дружеството е представило като Приложение № 1 към обосновката. Планираните ремонти дейности по обекти включват:

- Котелен цех - в експлоатация са 2 броя пламъчно-тръбни котли, чиято профилактика през неотоплителния сезон включва ремонтни дейности на стойност 10 хил. лв.
- Инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТЕЕ/ - през неотоплителния период е предвиден ремонт на периферия и поддържащи съоръжения на инсталацията на стойност 16 хил. лв., като тук не са включени регулярни технически обслужвания съгласно програмата на производителя.
- Цех Химическо водоочистване /ХВО/ - ремонт на елементи на стойност 1,5 хил. лв. Поради липса на финансов ресурс не се предвиждат инвестиции в съоръженията от цеха.
- Топлопреносна мрежа и абонатни станции - предвидени са 152 хил. лв. за минимално необходим ремонт на аварирали през отоплителния сезон участъци.
- Сграден фонд - предвиден е ограничен ремонт на наличния сграден фонд в размер на 4 хил. лв.
- Електрически съоръжения - частичен ремонт на съоръженията в разпределителната уредба (РУ) 20 kV в размер на приблизително 3,5 хил. лв.

Разходи за заплати и възнаграждения – в размер на **961 хил. лв.**

„Топлофикация-Разград“ АД е посочило, че средната работна заплата в дружеството изостава, както спрямо средната заплата в сектор „Енергетика”, така и спрямо средната заплата в областта, съгласно данни на НСИ.

Дружеството е заявило, че през последните няколко години се намира в изключително затруднено положение по отношение на създалата се криза с набирането и задържането на квалифицирана работна ръка. Налице е намаляване на средносписъчния брой на персонала. Налице са незаети позиции, касаещи техническия и експлоатационен персонал. Липсват кандидати за обявените работни места, а ниските нива на възнаграждение допълнително утежняват намирането на такива.

Предвид гореизложеното, за новия регулаторен период е предвидено увеличение на разходите за работни заплати с 20%, взимайки предвид и увеличението на минималната работна заплата (15,43%). Според дружеството, това увеличение не е достатъчно за достигане на полагаемите се работни заплати в сектор „Енергетика“.

Начислени осигуровки, свързани с разходите по т. 3, по действащото законодателство – в размер на **186 хил. лв**., включват осигурителни вноски, начислявани върху работните заплати на персонала, пряко зает в регулираната дейност на дружеството. В тази връзка за новия регулаторен период е предвидено увеличение на осигуровките съобразено с предвидения ръст на работните заплати и променената нормативна уредба.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – в размер на **950 хил. лв.**

- Горива за автотранспорт в размер на 2 хил. лв.
- Работно облекло в размер на 4 хил. лв.
- Канцеларски материали в размер на 2 хил. лв.
- Материали за текущо поддържане в размер на 6 хил. лв.
- Застраховки – включват застраховки на имущество и персонал в размер на 260 хил. лв. Дружеството е посочило, че поради зачестилата аварийност и увеличаващия се брой претенции към застраховател, е обвързано с драстично увеличение на годишната премия за застраховка „Имущество и прекъсване на дейността“, сключена към момента, която е в размер на 255 хил. лв. годишно. Планирани са разходи за задължителните застраховки „Трудова злополука“ и др.
- Данъци и такси в размер на 30 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2024 г.
- Пощенски разходи, телефони и абонаменти в размер на 11 хил. лв., като предвиденото увеличение се дължи на ежегодното индексиране на цените, предвид нарастващата инфлация. Дружеството отчита също увеличение в таксите на използваните пощенски и куриерски услуги, както и в тарифните планове на операторите. С оглед подобряване комуникацията с клиентите, дружеството е предвидило увеличаване на уведомителни писма, SMS съобщения и провеждане на телефонни разговори.
- Абонаментно поддържане в размер на 348 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2024 г.
- Въоръжена и противопожарна охрана в размер на 4 хил. лв., като очакваното увеличение е във връзка с инфлацията, както и това, че последните години не е имало промяна на тарифите.
- Наеми – в размер на 5 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2024 г.
- Проверка на уреди – в размер на 18 хил. лв., като увеличението се дължи на повишените със 100% тарифи на Държавна агенция за метрологичен и технически надзор. Тарифите са увеличени с между 15-20% и на акредитираните лаборатории за проверка на уредите за търговско мерене, наблюдение, контрол, газсигнализация и пожароизвестяване.
- Съдебни разходи – в размер на 14 хил. лв., като планираното увеличение се дължи на извършване на допълнителни съдебни разноски по дела срещу клиенти. Тези разходи са извън предвидените и задължителни държавни такси към съдебните органи за завеждане на искове.

- Експертни и одиторски разходи в размер на 10 хил. лв.
- Вода, отопление и осветление в размер на 3 хил. лв.
- Безплатна предпазна храна в размер на 1 хил. лв.
- Охрана на труда в размер на 2 хил. лв.
- Служебни карти и пътувания – не са отчетени, съответно не са планирани.
- Командировки в размер на 3 хил. лв.
- Услуги граждански договори – не са отчетени и не са планирани.
- Разходи за публикации в размер на 7 хил. лв.
- Изпитания на съоръженията в размер на 2 хил. лв.
- Разходи за лицензионни такси в размер на 25 хил. лв.
- Физико - химичен анализ в размер на 5 хил. лв.
- Транспортни услуги – обезпечават лицензионната дейност на дружеството в размер на 52 хил. лв.
- Обучение на персонала в размер на 12 хил. лв.
- Стопански инвентар в размер на 13 хил. лв.
- Управление на човешките ресурси в размер на 42 хил. лв., същите включват разходи за организиране на подбор и набиране на персонал, оценка на потенциала, изготвяне на индивидуални планове за развитие, изготвяне на трудови договори, допълнителни споразумения и съответните длъжностни характеристики, изготвяне на справки, декларации и други документи за подаване пред НСИ, НОИ, Инспекция по труда, РИОКОЗ, провеждане на тръжни процедури свързани със здравно осигуряване, животозастраховане и други, управление условията на труд – осигуряване на здравословни и безопасни условия на труд, медицинско обслужване, ежегодни профилактични прегледи.
- Правни услуги отчетени в размер на 30 хил. лв., като се предвижда минимално увеличение, дължащо се на повишението на стойността на правните услуги, включително завишението на адвокатските възнаграждения.
- Тръжни процедури в размер на 25 хил. лв.
- Други разходи в размер на 14 хил. лв.

Разходи, свързани с нерегулираната дейност в размер на 853 хил. лв.

Дружеството е посочило, че съгласно Указания-НВ, НРЦЕЕ, НРЦТЕ, отчетените през 2024 г. непризнати за целите на ценообразуването разходи са в размер на 853 хил. лв., както следва:

- Неустойки по договори /за забава/ в размер на 274 хил. лв.;
- Вноски във ФСЕС по чл. 36е от ЗЕ в размер на 196 хил. лв.;
- Обезценки съгласно счетоводните стандарти в размер на 128 хил. лв.;
- Такси дялово разпределение в размер на 106 хил. лв.;
- Неустойки – недостиг /небаланс ел. енергия/ в размер на 39 хил. лв.;
- Достъп производители в размер на 38 хил. лв.;
- Разходи за лични нужди в размер на 17 хил. лв.;
- Провизии в размер на 13 хил. лв.;
- Брак в размер на 12 хил. лв.;
- Социални разходи в размер на 11 хил. лв.;
- Разходи за участие в стандартна балансираща група в размер на 5 хил. лв.;
- Други в размер на 14 хил. лв.

Общо разходи в размер на 853 хил. лв.

Променливи разходи

Разходи за материали в размер на **6 790 хил. лв**., в т.ч.:

Разходи за природен газ в размер на 6 444 хил. лв., както следва:

- Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство на енергия в размер на 4 679 хил. лв.

- Разходи за гориво за производство на топлинна енергия - формират се на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за производство на енергия от водогрейни котли в размер на 1 765 хил. лв.

Цената на природния газ, заложена в ценовия модел, е в размер на 1 148,22 лв./knm^3.

Дружеството е посочило, че същата е формирана в Приложение № 2 към ценовия модел. Цената се състои от разпределение на природен газ в размер на 16,42 лв./MWh, снабдяване – 1,11 лв./MWh, доставка на природен газ – 84,34 лв./MWh (съгласно Решение № Ц-10 от 01.02.2025 г. на КЕВР за утвърждаване на цена на природен газ за м. февруари на обществения доставчик), пренос – 1,07 и достъп – 4,22 (прогнозни цени за първо тримесечие на 2025 г.). За целите на преобразуването в енергийни единици е използван коефициент за м. януари 2025 г. – 10,715.

- Разходи за вода в размер на 5 хил. лв., като е планирано увеличение, дължащо се на увеличение на цените на водата.

- Разходи за закупена електрическа енергия в размер на 179 хил. лв., като увеличението е на база очакванията за увеличение на цените на електрическата енергия на свободен пазар.

- Консумативи (химикали, реагенти) – в размер на 62 хил. лв. Тук са включени разходи за химикали, реагенти за обработка на топлоносителя по топлопреносната мрежа и централата. С тази обработка се цели омекотяване и химическа обработка на водата, с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по участъците от топлопреносната мрежа и енергийните съоръжения, както и намаляване на пробивите, авариите и загубите от изтичане.

Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ в размер на 100 хил. лв.

Дружеството не планира разходи за инвестиции, поради липса на финансов ресурс.

Производствена програма

Заложената в ценовия модел производствена програма за новия регулаторен период е съобразена с нормалните режими на работа на дружеството. През 2024 г. дружеството отчита авария на ключово за електропроизводството съоръжение, което е довело да липса на работа на единствената електрогенерираща мощност за приблизително 4 месеца (21.02.2024 г. – 11.06.2024 г.).

Норма на възвръщаемост на собствения капитал

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал се променя всеки ден/месец/година съобразно промяната в капиталовата структура и макроикономическите променливи. Дружеството отчита средно претеглена цена на капитала в размер на 6,16%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,041 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени корекции на цената на природен газ, при съобразяване с т. 11 от общия подход.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството;

1.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 71,17 лв./MWh;

1.3. Пренос – 5,66 лв./MWh;

1.4. Достъп – 13,78 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ 90,61 лв./MWh.

2. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 9 455 MWh (33,07%) на 7 455 MWh (26,07%%) или с 2 000 MWh и в съответствие с т. 6 от общия подход.

[TLP-WHITE]
Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2024/2025												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	**1 467**	**1 549**	**1 596**	**1 916**	**7 836**	**9 588**	**9 839**	**9 590**	**7 308**	6 296	1 743	1 609	**60 339**
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	72,19	72,19	72,19	72,19	72,19	72,19	80,45	80,45	80,45	80,45	80,45	80,45	**77,17**
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	71,81	74,46	75,62	78,16	83,13	90,33	104,76	107,16	110,40	110,40	110,40	110,40	**98,43**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,56	-3,52	-5,48	-11,45	-85,75	-173,96	-239,20	-256,16	-218,87	-109,86	-12,76	2,52	**-1 114**
Цена на пр. газ , Цбг	**BGN/MWh**	**58,10**	**60,75**	**61,91**	**63,72**	**68,69**	**75,89**	**81,94**	**84,34**	**87,58**	**75,08**	64,95	56,07	**76,19**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,50	22,63	31,51	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	71,81	74,46	75,62	78,16	83,13	90,33	104,76	107,16	110,40	97,90	87,77	78,89	**95,63**
Достъп + пренос+	**BGN/MWh**	13,71	13,71	13,71	14,44	14,44	14,44	22,82	22,82	22,82	22,82	22,82	22,82	**19,44**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**0**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**67,77**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**0,00**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
1 867,10	**1 832,25**	**-34,86**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **-1 148,78**

„Топлофикация – Разград“ АД на откритото заседание и с писмо с вх. № Е-14-16-7 от 12.06.2025 г. и писмо с вх. № Е-14-16-7 от 25.06.2025 г. е изразило становище относно Доклада и проекта на решение, както следва:

1. По отношение на **цената на природния газ** за новия регулаторен период (НРП) дружеството е отбелязало, че на стр. 101 от Доклада е посочена предложената от работната група крайна цена на природния газ на „Топлофикация- Разград” АД в размер на 90,61 лв./MWh, формирана от:

- Прогнозна индивидуална цена на природния газ - 71,17 лв./MWh;
- Пренос - 5,66 лв./MWh;
- Достъп - 13,78 лв./MWh.

Изрично е посочено, че към годишната индивидуална прогнозна цена на природния газ са добавени цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружеството. В тази връзка, моли КЕВР да обърне внимание, че формираните в Приложение 2 „Средна цена на природния газ за отчетен период“ (ред 59-62) цени са среднопретеглени за регулаторния период. Същевременно от 01.01.2025 г. с Решение № Ц-38 от 30.12.2024 г. КЕВР е утвърдила нови цени за пренос, снабдяване и присъединяване на „Овергаз Мрежи“ АД. В тази връзка за „Топлофикация-Разград“ АД са утвърдени нови цени за разпределение и снабдяване.

В допълнение на гореизложеното, е изразено становище, че цените за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа следва да бъдат в размер на 22,28 лв./MWh, вместо предложените 19,44 лв./MWh.

Въпросните 22,28 лв./MWh са формирани, както следва:

- Цена за пренос - 1,02 лв./MWh - съгласно Приложение 2;
- Цена за достъп - 3,73 лв./MWh - съгласно Приложение 2;
- Цена за снабдяване — 1,11 лв./MWh - съгласно Решение № Ц-38 от 30.12.2024 г. за утвърждаване на цени на „Овергаз Мрежи“ АД, в сила от 01.01.2025 г.;
- Цена за разпределение 16,42 лв./MWh - съгласно Решение № Ц-38 от 30.12.2024 г. за утвърждаване на цени на „Овергаз Мрежи“ АД, в сила от 01.01.2025 г.

Същевременно дружеството посочва, че разпоредбите на чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ и чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ не задължават Комисията да определя цените за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа на база постигнатите такива за отчетения ценови период.

Намаляването на цената на мрежовите компоненти с 2,84 лв./MWh води до намаляване на разходите за природен газ, участващи в процеса на ценообразуване, с приблизително 173 хил. лв.

2. По отношение на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия** дружеството е посочило, че в справка № 5 „ТИП в преноса“, представена от „Топлофикация-Разград“ АД към заявление с вх. № Е-14-16-6 от 02.04.2025 г. до КЕВР технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани в съответствие с т. 6 от общия подход. В общия подход е посочено, че технологичните разходи са на база отчетен период, коригирани съобразно ремонтната и инвестиционната програма. Дружеството е отбелязало, че за последните години, поради липса на финансов ресурс, в резултат на незаконосъобразните решения на КЕВР за утвърждаване на цени, дружеството не планира инвестиции, които да доведат до фактическа промяна на технологичните разходи. Още повече, ремонтите по преноса са единствено аварийни, за ограничаване на течове. Посочено е, че не става ясно как КЕВР е спазила Методиката за определяне на технологичните разходи при определяне на нива от 26,07% за следващия ценови период.

Уточнява се, че за последните 3 години „Топлофикация-Разград” АД е отчело следните технологични разходи на топлинна енергия при преноса:

- 2022 г. - 8 188 MWh или 28,2%;
- 2023 г. – 9 322 MWh или 33,2%;
- 2024 г. – 10 365 MWh или 37,8%.

Посочено е, че едновременно с намаляване на технологичните разходи по преноса, без аргументи е завишена топлинната енергия за разпределение към клиентите с 2 000 MWh.

Дружеството е отбелязало, че дори с намалени загуби спестената енергия няма как да бъде реализирана като продадена към крайните клиенти.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на цената на природния газ не се приема.

Съгласно т. 11 от общия подход, прогнозните разходи за природен газ са формирани, при спазване на изискванията на чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, на база изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозни цени на природния газ, определени по чл. 24, ал. 5, т. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8, т. 1 от НРЦТЕ, и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа.

По отношение на „Топлофикация-Разград" АД изчисленията в Доклада са направени с предоставени от дружеството данни със заявление с вх. № Е-14-16-6 от 02.04.2025 г. Данните, посочени в писмо с вх. № Е-14-16-7 от 12.06.2025 г., не са нови и са били известни на „Топлофикация-Разград" АД при подаване на заявлението. Индивидуалните констатации след анализите на подадените заявления са показани в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика" в Доклада, приет от КЕВР с решение по Протокол № 165 от 04.06.2025 г., т. 2 и публикуван на интернет страницата на Комисията, поради което след оповестяване на данните пред всички заинтересовани лица заявителите не могат да отстраняват пропуски и грешки, допуснати в заявленията им поради тяхна небрежност. С приемането на докладите за цените в секторите „Топлоенергетика" и „Електроенергетика", КЕВР вече е съобразила принципа за осигуряване на баланс на интересите на участниците по цялата верига от производителите до крайните клиенти на електрическа и топлинна енергия, като е отчела, че цените на електрическата енергия в сектор „Топлоенергетика" оказват влияние и на цените в сектор „Електроенергетика". Поправки на грешки, допуснати поради небрежност в заявленията на някои производители, може доведат до промяна в обявените пред заинтересованите лица данни и връщане за ново обсъждане на докладите, респективно до забавяне на утвърждаването на цените и за дружества, които са подготвили своите заявления с дължимата грижа. В този смисъл е и съдебната практика - Решение № 12905 от 26.10.2017 г. по адм. д. № 12731/2016 г., IV отд. на ВАС: „*по аргумент от разпоредбата на чл. 30, ал. 1 от НРЦТЕ следва да се приеме, че* ***възможността за отстраняване на нередовност на подаденото заявление се преклудира с приемане на доклада на работната група****."*.

По отношение на цитираното във възражението на „Топлофикация-Разград" АД решение на КЕВР за утвръждаване на цени на „Овергаз Мрежи" АД следва да се има предвид, че цените на „Овергаз Мрежи" АД са диференцирани по групи потребители и в тази връзка „Топлофикация – Разград" АД има ангажимент да обоснове и да докаже в коя група попада, което не е изпълнено от „Топлофикация – Разград" АД.

В допълнение, евентуална неточност при определяне на прогнозната цена на природния газ, следва да бъде преизчислена по реда на чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ в следващия ценови период.

2. Възражението по отношение на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия не се приема.

Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса по ТПМ са с целеви стойности по-ниски от постигнатите през последните три години от топлофикационните дружества в Р България. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи

по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа.

За целите на анализа са изискани и получени от „Топлофикация-Разград“ АД стойностите на всички основни параметри, определящи технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които пряко влияят на цената на топлинната енергия и повишаване на качеството на услугата „централизирано топлоснабдяване“.

Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в топлопреносната мрежа			
ДРУЖЕСТВО	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
	%	%	%
„Топлофикация-Разград“ АД	28,2	33,2	37,8

От данните, посочени в горната таблица, се установява, че дружеството постига през последната 2024 г. стойности на загубите по преноса в размер на 37,8% от отпуснатата от топлоизточниците топлинна енергия, което съществено се различава от най-добрата постигната стойност от „Топлофикация София“ ЕАД през 2022 г. – 19,5%.

В резултат на сравнителните анализи за нивото на технологичните разходи (загуби) дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Намаляването на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия ще допринесе за по-ниски цени за клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на дружествата следва да се определи техният допустим годишен размер в съответствие с постигнатата най-ниска стойност. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности.

В допълнение към горното, следва да се има предвид, че съгласно представената от дружеството информация с писмо с вх. № Е-14-16-6 от 22.04.2025 г.

Участъци предвидени за подмяна по ТПМ в метри по трасе, m.							
№	**Дружество**	**2022 г.**		**2023 г.**		**2024 г.**	
		План	**Отчет**	**План**	**Отчет**	**План**	**Отчет**
1	**„Топлофикация-Разград“ АД**	0	0	0	0	0	0

Видно от горната таблица, дружеството не е предвиждало ремонтни дейности и съответно не са налични данни за изпълнението на такива във връзка с подмяна на участъци от ТПМ, поради което за 2022 г., 2023 г. и 2024 г. са заложени и отчетени 0 м. Неизпълнението, частичното изпълнение или не достатъчен заложен обем на инвестиционната и ремонтна програма, свързана с планова подмяна на компрометирани тръбопроводи и съоръжения от топлопреносната мрежа води до редица значителни вреди,

както технически, така и икономически и екологични. Тези вреди нарастват с времето и се отразяват както на топлопреносното предприятие, така и на крайните потребители. Увеличават се загубите на топлина и намалява надеждността на системата. Увеличават се експлоатационните разходи, тъй като аварийните ремонти и временните решения генерират по-големи разходи в дългосрочен план, отколкото навременната подмяна. Увеличава се отделянето на въглеродни емисии, тъй като по-неефективното пренасяне на топлинна енергия води до по-висок разход на гориво, съответно по-големи разходи за закупуване на въглеродни емисии (CO_2).

Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битовите клиенти. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружеството (33,07%), тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат отчетните стойности на загубите на топлинна енергия по преноса, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия. В необходимите приходи дружеството е включило разходи и възвръщаемост за цялото произведено и пренесено количество топлинна енергия, включително за технологичните загуби, поради което е обосновано разпределянето на необходимите приходи върху по-голямо количество топлинна енергия, с оглед определяне на по-справедлива цена на топлинната енергия за клиентите. В допълнение следва да се отбележи, че високата цена на топлинната енергия отказва клиенти, а не осигурява средства за обновяване на мрежата. Регулаторното изискване на Комисията дружествата да предприемат мерки за намаляване на технологичните загуби по преноса се поставя ежегодно в последните 10 години при определяне на допустимия годишен размер на технологичните разходи за целите на ценообразуването.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация-Разград“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация-Разград“ АД			
1. Справка 4 – „ТИП в производство“	предложение	След корекция	изменение

1.1 Природен газ, BGN/knm^3	1 148,22	980,82	-14,58%
2. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:			
2.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	33,07	26,07	-21,17
2.2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	19 140	21 140	+10,45%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация-Разград“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	490,71
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	269,84
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	138,12

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 9 279 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 781 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 930 хил. лв. и променливи – 5 851 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 8 087 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,16%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 300 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 21 140 MWh.

9. „ЮЛИКО - ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-56-1 от 31.03.2025 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 769,46 лв./MWh без ДДС;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 104,99 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Юлико - Евротрейд“ ЕООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална	654,65	686,16	722,18	769,46	6,55

цена на електрическата енергия					
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	90,79	90,79	90,79	104,99	15,64

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ 948,60 лв./knm^3 (без ДДС и акциз), при долна работна калоричност 8 194 kcal/knm^3.

С писмо с изх. № Е-14-56-1 от 04.04.2025 г. от дружеството е изискана допълнителна информация, както следва: данни относно инвестиционни дейности в ТПМ, данни относно експлоатационни параметри на ТПМ, опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г., опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г., отчетна информация за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.; подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в т.ч. декларация от управителя на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; справка, съдържаща отчетна информация за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. за електрическата енергия, както следва: бруто, собствени нужди, нето, MWh в т.ч.: собствено потребление, продажба на потребители, продажба на краен снабдител, БНЕБ и други, MWh; попълнена справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2023 г. и за 2024 г. (Приложение № 6).

С писмо с вх. № Е-14-56-1 от 28.04.2025 г. дружеството е представило изисканата информация и документи, както следва:

По т. 1: данни относно инвестиционни дейности в ТПМ:

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Участъци предвидени за подмяна по ТПМ по трасе	m	200	200	200
Планово подменени по ТПМ по трасе	m	110	100	140
Аварийно подменени участъци по ТПМ по трасе	m	53	48	23
Подменени абонатни станции	бр.	1	0	2

По т. 2: данни относно експлоатационни параметри на ТПМ:

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Обем на ТПМ	m^3	212	212	212
Среден разход на добавъчна вода към ТПМ	m^3/h	0,282	0,140	0,114
Технологични разходи по	MWh			

преноса на топлинна енергия				
Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия по ТПМ	%			
Брой пробиви по ТПМ	бр.	6	4	5

По т. 3: По отношение на конкретни инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците, е посочено следното:

Смяна на тръбопроводи, абонатни станции и спирателни кранове:

- 2022 г. – 110 м.;
- 2023 г. – 100 м.;
- 2024 г. – 140 м.

По т. 4: По отношение на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и за 2024 г. е посочено, че дружеството прави ежегодна подмяна на помпи в помпените станции с цел намаляване на разходите за електроенергия и подменя тръбопроводи с цел намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия.

По т. 5: Дружеството е представило отчетна информация за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9.

По т. 6: „Юлико - Евротрейд“ ЕООД е представило следната обосновка:

Прогнозните ценообразуващи елементи за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са прогнозирани на база вече постигнати показатели през отчетния период. Дружеството работи за отопление и БГВ на ограничен брой клиенти само през отоплителния период. По отношение на количествата топлинна и електрическа енергия дружеството се съобразява с технологичните възможности на инсталирания когенератор и с потребностите на клиентите от топлинна енергия.

- Разходи амортизационни отчисления са изчислени на база отчетната стойност на активите и срок на амортизация 15 години.

- Разходи за ремонт – изчислени са на база стойността на отчетените ремонти, завишени с индекс на инфлация според НСИ с 2,2%.

- Разходи за заплати и възнаграждения – също са увеличени с прогнозен индекс на нарастване, въз основа на отчетените стойности с 12,5%.

- Разходи, пряко свързани с дейността по производство на електрическа и топлинна енергия са индексирани с около 20% в зависимост от реалното повишение на всички разходи и прогноза за повишение с 5% за следващия ценови период.

По т. 7: Дружеството е посочило, че не е получавало присъдени вземания от юрисконсултски възнаграждения.

По т. 8: Дружеството е посочило, че изисканата отчетна информация за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. и прогнозна за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. за електрическата енергия (бруто, собствени нужди, нето) е представена в справките от заявлението за цени.

По т. 9: Дружеството е посочило, че не е продавало електрическа енергия на свободния пазар.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,495 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

1.1 Корекциите за природен газ, посочени от дружеството в Справка № 1 „Разходи“ не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи. Следва да

се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка, необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

1.2 . Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството:

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 72,40 лв./MWh;

3. Пренос – 0,65 лв./MWh;

4. Достъп – 3,32 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 76,37 лв./MWh.

[TLP-WHITE]
Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2024/2025												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	**0**	**0**	**0**	**0**	**98**	**110**	**109**	**98**	**95**	93	0	0	**603**
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	71,46	71,46	71,46	71,46	71,46	71,46	79,81	79,81	79,81	79,81	79,81	79,81	**76,93**
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh					72,57	79,89	86,26	88,89	91,07	93,49			**85,17**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,11	-0,93	-0,70	-0,89	-1,07	0,12	0,00	0,00	**-4**
Цена на пр. газ , Цбг	**BGN/MWh**	**58,10**	**60,75**	**61,91**	**63,72**	**68,69**	**75,89**	**81,94**	**84,34**	**87,58**	**75,08**	64,95	56,07	**78,90**
		-58,10	-60,75	-61,91	-63,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,92	-64,95	-56,07	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	29,05	30,38	30,96	31,86	72,57	79,89	86,26	88,89	91,07	78,57	32,48	28,03	**82,87**
Достъп + пренос	**BGN/MWh**	0,00	0,00	0,00	0,00	3,88	4,00	4,32	4,55	3,49	3,49	0,00	0,00	**3,97**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**88,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**70,95**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**0,00**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
27,85	**27,85**	**0,00**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **-3,58**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Юлико Евротрейд“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Юлико Евротрейд“ ЕООД			
1. Справка № 1 – „Разходи“:	Предложение	След корекция	Изменение
Надвзет/Недовзет приход от газ, съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ	-14	0	-100%
2. Справка 4 – „ТИП в производство“			
2.1 Природен газ, BGN/knm^3	948,60	804,81	-15,16%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Юлико Евротрейд“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	737,91
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	93,51

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 1 867 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 830 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 174 хил. лв. и променливи – 656 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 2 192 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 4,71%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 019 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 419 MWh.

10. „ТОПЛОФИКАЦИЯ РУСЕ“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-09-4 от 01.04.2025 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 633,24 лв./MWh без ДДС;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 146,39 лв./MWh без ДДС;

3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 122,05 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация Русе“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г.**	**Изменение, %**

	г., без ДДС, лв./MWh	г., лв./MWh	01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh	до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh	
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	508,92	541,47	591,99	633,24	6,97
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	92,92	92,92	92,92	122,05	31,35
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	121,55	121,55	117,89	146,39	24,17

Цените на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):
- цена на природен газ – 925,09 лв./knm^3 при калоричност 8300 kcal/kg;
- цена на въглища – 622,71 лв./t при калоричност 4 735 kcal/kg;
- цена на мазут – 1127,42 лв./t при калоричност 9700 kcal/kg;
- цена на биогориво – 330,00 лв./t при калоричност 3900 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-09-4 от 04.04.2025 г. от „Топлофикация Русе“ АД е изискана допълнителна информация, както следва: данни относно инвестиционни дейности в ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г; данни относно експлоатационни параметри на ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г; опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.

С писмо с вх. № Е-14-09-4 от 15.04.2025 г. „Топлофикация Русе“ АД е представило в КЕВР следната информация:

По т. 1: данни относно инвестиционни дейности в ТПМ:

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Участъци предвидени за подмяна по ТПМ по трасе	m	0	128	0
Планово подменени участъци по ТПМ по трасе	m	0	128	0
Аварийно подменени участъци по ТПМ по трасе	m	132	140	200
Подменени абонатни станции (битови)	бр.	0	0	0

По т. 2: данни относно експлоатационни параметри на ТПМ:

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Обем на ТПМ	m^3	11 756,34	11 756,34	11 756,34

Среден разход на подаваната добавъчна вода към ТПМ	m^3/h	550 653,74	514 766,63	552 251,70
Технологични разходи по преноса на топлинна енергия	MWh	163 592,00	170 389,00	130 769,00
Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в ТПМ	%	37,27	39,26	36,11
Брой пробиви по ТПМ	бр.	83	89	92

По т. 3: Опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г., 2024 г.:

Инвестиционна дейност	**Обхват**	**Цел**	**Изпълнение към 31.12.2022 г., (хил. лв.)**
Реконструкция на К5	Монтаж на системи и възли по К5, изграждане на стълби и площадки, възстановяване на изолация и др.	Изгаряне на микс от горива (въглища) - ОЕГ, шисти, лигнитни и черни въглища. Спазване на изискването за най добра налична техника (НДНТ) за големи горивни инсталации.	1 212
Изграждане на ж.п. разтоварище за въглища	Закупуване на парцел от Русе Кемикъл	Разширяване горивната база на централата. Намаляване на разходите за гориво.	804
Въвеждане в експлоатация на 3 бр. когенератори WARTSILA, тип W16V34SG	СМР по изграждане на сграда, довеждащи тръбопроводи и газопроводи, монтаж на системи и възли, КИП и Ел. част и др.	Разширяване горивната база на централата. Намаляване вредните емисии. Намаляване на разходите за гориво. Запазване капацитета на сгуроотвал на ТЕЦ "Русе Изток".	6 796
Въвеждане в експлоатация на 2 бр. когенератори WARTSILA, тип W20V34SG	Закупуване на два броя когенератори с прилежащото им оборудване.	Разширяване горивната база на централата. Намаляване вредните емисии. Намаляване на разходите за гориво. Запазване капацитета на сгуроотвал на ТЕЦ "Русе Изток".	7 531
Закупуване на ДМА	Кран 40т, леки автомобили, климатици, таблети, сървър, телефони, мастилено струен плотер, ултразвуков топломер,	Подобряване условията на труд и оптимизиране на процеса на работа.	487

	инструменти и други.		
Изграждане на СОИ	Доставка на машини и оборудване	В изпълнение на Директива 2010/75/ЕО и наредба за норми за допустими емисии на SO_2, NOx и прах изпускани в атмосферата от големи горивни инсталации. Намаляване емисии SO_2,CO_2 и прах.	303
Димоходи към СОИ	Опорни конструкции	Изпълнение на Директива 2010/75/ЕО и наредба за норми за допустими емисии на SO, NO и прах изпускани в атмосферата от големи горивни инсталации.	10
Сгуроотвал	Възстановяване билото на южна дига до проектна кота, изгребване пепелина от първи утаителен басейн на секция А	Изпълнение на изискванията на Прил.5 от Закона за управление на отпадъците. Изпълнение на условия от влязло в сила Комплексно разрешително № 513Н0/2015г. на Депо за неопасни отпадъци - сгуроотвал на "Топлофикация Русе".	936
Трафо 3 - Когенератори, ОРУ.	Реконструкция на трафо поле извод "Дунав мост"	Разширяване горивната база на централата и намаляване вредните емисии. Във връзка с това се присъединяват три броя когенератори с обща мощност 21MW към трафо поле извод Дунав мост.	155
ОБЩО			**18 234**

Инвестиционна дейност	**Цел**	**Изпълнение към 31.12.2023 г., (хил. лв.)**

Въвеждане в експлоатация на 3 бр. когенератори WARTSILA, тип W16V34SG	Разширяване горивната база на централата. Намаляване вредните емисии. Не се отделят емисии на "прах", "серен диоксид-SO2", живак - Hg, хлороводород - HCl, флуороводород - HF. Отделените емисии на азотни оксиди -NOx и въглероден оксид - CO са в пъти по-малко от източниците на енергия с основно гориво въглища.	6 223
Реконструкция на К5	Постигане рентабилност на пазара, понижаване на себестойността на произвежданата продукция. Промяната на горивната база дава възможност за поддържане на по-ниски температури в пещта и замяна на течното шлакоотделяне със сухо такова. Това води до намаляване на ефективната температура на факела и от тук – до понижаване количеството на генерираните азотни оксиди.	3 758
Димоход от Котел 5 към СОИ	В изпълнение на Директива 2010/75/ЕО и наредба за норми за допустими емисии на SO_2, NOx и прах, изпускани в атмосферата от големи горивни инсталации. Намаляване емисии SO_2,CO_2 и прах.	348
Закупуване и въвеждане в експлоатация на нов водороден електролизер		258
Въвеждане в експлоатация на 2 бр. когенератори WARTSILA, тип W20V34SG	Разширяване горивната база на централата. Намаляване вредните емисии. Не се отделят емисии на "прах", "серен диоксид-SO_2",живак - Hg, хлороводород - HCl, флуороводород - HF. Отделените емисии на азотни оксиди - NOx и въглероден оксид - CO са в пъти по-малко от източниците на енергия с основно гориво въглища.	146
Инвестиции и реконструкции в цех ХВО	Закупуване на два броя винтови компресори и хладилен изсушител. Изграждане на нов тръбопровод за варно мляко от варово стопанство на СОИ до ХВО, нови шламови помпи.	141
Изграждане на въглеподаваща лента към К5	Разширяване горивната база на централата. Използване на по-евтини български	5

	суровини.	
Сгуроотвал на ТЕЦ РУСЕ ИЗТОК	Изпълнение на изискванията на Прил.5 от Закона за управление на отпадъците. Изпълнение на условия от влязло в сила Комплексно разрешително № 513-Н0/2015г. на Депо за неопасни отпадъци - сгуроотвал на "Топлофикация Русе".	94
Сероочистваща инсталация-доставка и монтаж бъркалки във варово, втори резервоар	В изпълнение на Директива 2010/75/ЕО и наредба за норми за допустими емисии на SO_2, NOx и прах изпускани в атмосферата от големи горивни инсталации. Намаляване емисии SO_2,CO_2 и прах.	85
Източна ограда на ТЕЦ РУСЕ	Във връзка с новоказупения парцел, граничещ с Топлофикация	53
Инвестиции в електро цех	Закупуване на два броя UPS за прахоподавачи. Повишаване сигурността на съоръженията	42
Открити складове за съхранение на биомаса, вкл. видеонаблюдение	Разширяване горивната база на централата. Намаляване вредните емисии.	74
Закупуване леки автомобили и подемнотранспортна техника, машини, инструменти и оборудване, офис техника, климатици	Оптимизиране разходите. Подобряване условията на труд.	609
ОБЩО		**11 836**

Инвестиционна дейност	**Обхват**	**Цел**	**Изпълнение към 31.12.2024 г., (хил. лв.)**
Въвеждане в експлоатация на Когенерация 2- 2 бр. когенератори WARTSILA, тип W20V34SGA	Изграждане на площадка и хале за когенераторите, монтаж оборудване и тръбопроводи	Разширяване горивната база на централата. Намаляване вредните емисии. Намаляване на разходите за гориво	2 496
Когенерация 1-3 бр. когенератори WARTSILA тип W16V34SG	Закупуване на ултразвуков разходомер, трансмитер за влажност, такса ДНСК, авторски и строителен надзор	Разширяване горивната база на централата. Намаляване вредните емисии. Намаляване на разходите за гориво	18

Реконструкция на К5	Монтаж на системи и възли по котела, направа изолация, КИП и ел. пускане и наладка	Изгаряне на микс от горива (въглища)-ОЕГ, шисти, лигнитни и черни въглища. Спазване на изискването за най-добра налична техника (НДНТ) за големи горивни инсталации	5 752
Изграждане на въглеподаваща лента към К5	Направа фундаменти, изграждане метална к-я, монтаж на ленти до кота 24, с-ма за управление и др.	Разширяване горивната база на централата. Намаляване на разходите за гориво.	1 687
Сероочистваща инсталация	Реконструкция на колектори	В изпълнение на Директива 2010/75/ЕО и наредба за норми за допустими емисии на SO_2, NOx и прах изпускани в атмосферата от големи горивни инсталации. Намаляване емисии SO_2,CO_2 и прах.	202
Топлопреносните мрежи	Такси разрешение за ползване, екзекутив, строителен надзор, ултразвукови топломери, присъединяване на нови абонати	Увеличаване броя на потребителите, повишаване качеството на услугата и надеждността на ТПМ.	188
Димоходи от К4-5-7 към СОИ	Изграждане на връзка на К5 с димоходи на СОИ	Изпълнение на Директива 2010/75/ЕО и наредба за норми за допустими емисии на SO, NO и прах, изпускани в атмосферата от големи горивни инсталации.	76
Система за биогорива	Закупуване на турникети с честотно управление, шнеков товарач и др.	Разширяване горивната база на централата. Намаляване вредните емисии. Намаляване на разходите за гориво.	47
Складове за съхранение на биомаса	Изграждане на система за пожарогасене, видеонаблюдение, осветление и др.	Разширяване горивната база на централата. Намаляване вредните емисии. Намаляване на разходите за гориво.	55
Закупуване на климатици, компютри, мобилни телефони, софтуер, сървър, дрон		Оптимизиране разходите. Подобряване условията на труд.	33

Закупуване на подемно транспортна техника – багер FUCHS, мотокар, товарни автомобили, челен товарач ВОЛВО		Оптимизиране разходите. Подобряване условията на труд.	802
Реконструкция в цех ХВО, ГТЦ, Ел.цех	Закупуване на активно съпротивление 6 и 20 кВ, подмяна ГЛТ3, реконструкция реактор утаител и йонообменен филтър, нови ресийвъри за водород	Повишаване живота и надеждността на съоръженията	225
Инсталация за подготовка и транспорт на биомаса	Закупуване на въздуходувки	Разширяване горивната база на централата. Намаляване вредните емисии. Намаляване на разходите за гориво.	168
Закупуване на инструменти, измервателни прибори, оръдие за водна мъгла и др.		Оптимизиране разходите. Подобряване условията на труд.	94
		ОБЩО	**11 843**

По т. 4: Опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.:

- **Реконструкция на участъци от ТПМ и монтаж на честотно управляеми помпи в мрежова помпена станция**.

Година	**Инвестиционна дейност**	**Обхват**	**Цел**	**Размер на разходите в хил. лв.**
2022 г.	Реконструкция на топлопроводи, Южна водна магистрала участък между камера № ЮМ 8 до ЮМ 9	Изграждане на нови довеждащи тръбопроводи и АС за присъединяване на нова абонати	Повишаване сигурността на съоръжението и подобряване на топлоподаването към града	**71,02**
2022 г.	Реконструкция на мрежова помпена станция	Подмяна на циркулационни помпи със закупуване и монтаж на 4 бр. нови помпи NKG 300-250-450/445 A2F2AESBAQE	Икономия на електроенергия, включително и за собствени нужди. Подобряване условията за	**164,97**
2023 г.				**301,00**

		50 Hz с по-ниска инсталирана мощност и честотни управления на двигателите към тях	експлоатация на ТПМ	
2023 г.	Реконструкция на южна водна магистрала	Такси разрешение за ползване, екзекутив, строителен надзор, ултразвукови топломери, присъединяване на нови абонати	Увеличаване броя на потребителите. Повишаване качеството на услугата и надеждността на ТПМ	**298,00**
2024 г.				**188,00**

- Подмяна на системи за автоматично регулиране (САР) в абонатни станции

„Топлофикация Русе“ АД е посочило, че ежегодно се осигуряват резервни части за експлоатация и ремонт на съществуващите в абонатните станции САР чрез подмяна на амортизирани с нови компоненти, а именно:

Описание	**Мярка**	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
Регулиращи вентили	броя	79	25	160
Електрозадвижки за регулиращи вентили	броя	30	32	29
Накрайници на заварка за регулиращи вентили	броя	120	60	
Електронен контролер и аксесоари	броя	5	1	10
Регулатори за диференциално налягане с ограничител на дебит	броя	35	5	11

„Топлофикация Русе“ АД е представило следната обосновка:

Дружеството е посочило, че при планиране на цените от 01.07.2025 г. са използвани данни за 2024 г., както и за текущия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. Прогнозната информация е изготвена както следва:

1. Увеличени са планираните продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, във връзка с планове за присъединяване на нови потребители.

2. Увеличено е количеството на високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия спрямо отчетеното през периода 01.01.2024 г. – 31.12.2024 г. в съответствие с очакваното завишение на производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

3. Горивата за новия ценови период са планирани в съответствие с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

4. Количеството закупени емисии парникови газове (CO_2) през текущия ценови период е получено като от изчислените емисии на база прогнозните количества горива се приспаднат предвидените безплатни квоти (сума от 1/2 от квотите за 2024 г. и 1/2 от квотите за 2025 г.), по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО). Отделените въглеродни емисии през новия ценови период, започващ от 01.07.2025 г. са изчислени в съответствие с количеството и емисионните фактори на горивата за периода 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г. По отношение на количеството въглеродни квоти, които следва да бъдат закупени за ценовия период от 01.07.2025 г – 30.06.2026 г., е предвидено увеличение в сравнение с базовия период поради следните основни причини:

- нарастване на общото количество отделени емисии, което се дължи на повишаване на количеството гориво в натурално изражение;

- намалено количество безплатни квоти по 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО).

Относно квотите по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО, дружеството е посочило, че е подало доклад за равнище на дейност в МОСВ в нормативно определения срок до 31.03.2025 г. На основата на същия и след одобрение от Европейската комисия ще бъдат разпределени предвидените в доклада квоти по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО. За ценовия период 01.07.2025 г – 30.06.2026 г., дружеството е предвидило очакваните безплатни квоти за разпределение като сума от 1/2 от безплатните квоти за 2025 г. и 1/2 от безплатните квоти за 2026 г.

Относно квотите по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО, дружеството е отбелязало, че към момента липсва нормативна уредба за функционирането на „Национална рамка за инвестиции за периода 2021 г. – 2030 г.“, на база на която да се провеждат тръжни процедури за инвестиционни проекти, за изпълнението на които да се разпределят квоти по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО. Поради това не са планирани количества безплатни квоти по чл. 10в на Директива 2003/87/ЕО.

Разходи за основно гориво:

По отношение на качеството на основното гориво: „Топлофикация Русе“ АД е посочило, че централата е със специфика на производствените мощности, като основното гориво за производството на електрическа и топлинна енергия са въглища с характеристики, които не са налични като залежи в страната. В производствената централа се използват въглища с ниско съдържание на сяра и летливи вещества. За осъществяване на експлоатационната дейност, спрямо дружеството в комплексното разрешително са заложени сериозни ограничения относно емисиите на прах, азотни и серни оксиди, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове. Това налага все по-високи и специфични изисквания към характеристиките на използваните горива и значително ограничава района, от който може да се доставят въглища с нужните показатели, даващи възможност за изпълнение на екологичните ограничения. На практика те могат да бъдат доставени само от внос, като за постигане на исканите характеристики се налага предварителна обработка - раздробяване, смесване и хомогенизиране. Всичко изброено, допълнено и от факта, че в района на добив работят крайно ограничен брой доставчици, прави цената на такъв тип въглища доста по-висока.

Цената на въглищата, която „Топлофикация Русе“ АД залага в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ в електронния изчислителен модел за образуване на цените не е променена спрямо тази от действащото ценово решение № Ц-2 от 01.01.2025 г.

Цена на природния газ: прогнозна цена в размер на 908,02 лв./knm^3, получена съгласно индивидуалната крайна цена на природния газ, определена за „Топлофикация Русе“ АД с ценово Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г. – 73,46 лв./MWh, завишена с 10%, като включва цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени на дружеството с ценово решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., съответно – 4,12 лв./MWh и 1,02 лв./MWh. Използваният коефициент на преобразуване е средно претеглената стойност за 2024 г. от 10,7636 kWh/m^3.

Цена на мазута: прогнозна цена в размер на 1 127,42 лв./t, получена съгласно Приложение № 2.

Разходи за закупена електрическа енергия: предвидена е сума за производството, без завишение на тази очаквана за текущия ценови период и сума, завишена с 15% от стойността на разходите за закупена електрическа енергия за абонатните станции в преноса.

Условно-постоянни разходи:

Основните елементи на УПР (разходи за материали, външни услуги и други) са прогнозирани на база разчети за необходимите разходи на дружеството за регулаторния период, представени подробно в справка „Отчет и разчет на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията“. Завишението е следствие на ръст в годишната инфлация в края на 2024 г. и началото на 2025 г. и обвързаността ѝ с цената на услугите.

Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените разходи за текущия ценови период с 10%. Планираното завишение е във

връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2024 г. е в размер на 2 336 лв., спрямо средната месечна работна заплата на персонала, зает в икономическа дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която по данни на НСИ за 2024 г. е в размер на 3 674 лв.

Разходите за ремонт са планирани на база неотложни потребности от основни ремонти и текуща поддръжка на съоръженията.

Разходите за амортизации са изчислени при спазване изискванията на т. 31 и т. 31.1 от Указанията-НВ.

Относно позиция „Разлика в прогнозни (по Решение № Ц-02/01.01.2025 г.) и отчетени цени за газ и CO_2 емисии на ред 5.29 от „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“, позовавайки се НРЦЕЕ, чл. 24а, ал. 1 и ал. 2, „Топлофикация Русе“ АД отчита стойност от 1 991,28 хил. лв. в повече направени разходи (Приложение №5).

За разходите за консумативи (химикали, реагенти, моторно масло) от променливите разходи е предвидено 15% увеличение на очакваните през текущия ценови период.

Регулаторна база на активите: дружеството е посочило, че при изчисляването ѝ са спазени изискванията на т. 30 от Указания-НВ.

Норма на възвръщаемост на капитала:

Норма на възвръщаемост на собствения капитал: дружеството е посочило, че за изчисляване на цената на собствения капитал за новия регулаторен период е използван международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“. Използвани са следните параметри за изчисление, съгласно информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran – Stern School of Business за 2024 г.:

- безрискова премия – 3,93%
- Лостов бета коефициент на активите – 1,29
- пазарна рискова премия – 6,46%
- НВск = 3,93% + 1,29 * 6,46% = 12,2634%

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал: изчислена е съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал и е в размер на 5,55%.

- Дял на собствения капитал – ДСК = 58,16%;
- Дял на привлечения капитал – ДПК = 41,84%
- Данъчна ставка – ДС = 10%

В резултат на изчисленията в ценовия модел, дружеството определя Нормата на възвръщаемост на капитала в размер на 10,25%.

В резултат на извършените изчисления по Справки от № 1 до № 9 (разчетни данни за 2025-2026 г.) са прогнозирани необходими приходи от дейността в размер на 219 538 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 420,91 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

1.1 Корекциите за природен газ, посочени от дружеството не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ променливите разходи, като следва да се има предвид, че след извършено преизчисление в отделна справка, необходимите годишни приходи на дружеството са коригирани с получената разлика, в съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ.

1.2. Прогнозни емисии CO_2 – 249 253 t заявени от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 136.91 лв./t X 249 253 t = 34 125 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са природен газ 21 962,80 knm^3, мазут 1 106,70 t, ВЕИ 15 200,51 t и 132 108,98 t въглища, съгласно заявеното от дружеството.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени от 36,11% на 25,26%, в контекста на извършените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от приетия общ подход.

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството:

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 61,75 лв./MWh;
2. Пренос – 1,06 лв./MWh;
3. Достъп – 3,27 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 66,08 лв./MWh.

[TLP-WHITE]
Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2024/2025												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	**36 743**	**31 737**	**20 778**	**19 107**	**36 683**	**47 290**	**38 278**	**32 637**	**0**	558	0	0	**263 810**
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	70,21	70,21	70,21	70,21	70,21	70,21	73,46	73,46	73,46	73,46	73,46	73,46	**71,09**
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	61,59	64,23	66,95	68,79	73,01	80,50	87,01	88,24	88,24	88,24	88,24	88,24	**74,87**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	316,56	189,80	67,75	27,07	-102,84	-486,77	-518,80	-482,28	0,00	-3,08	0,00	0,00	**-993**
Цена на пр. газ , Цбг	**BGN/MWh**	**58,10**	**60,75**	**61,91**	**63,72**	**68,69**	**75,89**	**81,94**	**84,34**	**87,58**	**75,08**	64,95	56,07	**70,53**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,24	9,26	19,39	28,27	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	61,59	64,23	66,95	68,79	73,01	80,50	87,01	88,24	89,86	78,98	68,85	59,96	**74,85**
Достъп + пренос	**BGN/MWh**	3,49	3,48	5,04	5,07	4,32	4,61	5,07	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	**4,32**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**185 818**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**67,77**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**810,45**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
9 268,13	**10 457,54**	**1 189,40**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **1 007,27**

„Топлофикация Русе“ АД е представило становище с вх. № Е-14-09-5 от 11.06.2025 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Според дружеството от направена калкулация на определените в Доклада цени на електрическата и топлинната енергия и количествата за производство се получава приход в размер на 208 888,7 хил. лв. (300 005MWh *604,72лв./MWh + 467 MWh * 220,87лв./MWh + 3 565 MWh *134,03 лв./MWh + 275 527 MWh * 97,59 лв./ MWh). Дружеството твърди, че има несъответствие между изчислените приходи по цените и количествата, определени от Комисията в размер на 208 888,7 хил. лв. и посочените в Доклада необходими приходи от 210 076 хил. лв. и настоява за коректно отразяване в цените на необходимите приходи след преразглеждане на разликата от 1 187,33 хил. лв.

2. Изразява несъгласие по отношение на количеството на топлинна енергия за разпределение с топлоносител гореща вода. Дружеството посочва, че не е реалистична направената корекция в прогнозните приходи от топлинна енергия с топлоносител гореща вода. В разчетите си към заявлението за цени „Топлофикация Русе“ АД е посочило прогнозно количество на реализираната топлинна енергия с гореща вода в размер на 235 527 MWh. Това количество е близко до отчетените количества за 2024 г. и за периода 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г., съответно 231 334 MWh и 238 791 MWh. Чрез направената корекция е завишена реализацията на гореща вода на 275 527 MWh, т.е. с 40 000 MWh. Това според дружеството не е постижимо, тъй като значително надвишава реалните нужди на клиентите. На това завишение съответстват приходи, които реално няма да се получат от дружеството.

След преглед на постъпилото становище от дружеството Комисията счита:

1. Дружеството неоснователно възразява по отношение на общия размер на необходимите приходи, доколкото не отчита, че разликата между изчислените приходи от цените и количествата на електрическата и топлинната енергия и утвърдените необходими приходи представлява надвзетият приход от цената на природния газ и квотите въглеродни емисии от предходния ценови период.

2. Възражението по отношение на корекцията в прогнозните количества топлинна енергия с топлоносител гореща вода не се приема.

Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса по ТПМ са с целеви стойности по-ниски от постигнатите през последните три години от топлофикационните дружества в Р България. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа.

За целите на анализа са изискани и получени от „Топлофикация Русе“ АД стойностите на всички основни параметри, определящи технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които пряко влияят на цената на топлинната енергия и повишаване на качеството на услугата „централизирано топлоснабдяване“.

Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в топлопреносната мрежа			
ДРУЖЕСТВО	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
	%	%	%
„Топлофикация Русе“ АД	37,27	39,26	36,11

От данните, посочени в горната таблица, се установява, че дружеството постига през последната 2024 г. стойности на загубите по преноса в размер на 36,11% от отпуснатата от топлоизточниците топлинна енергия, което съществено се различава от най-добрата постигната стойност от „Топлофикация София“ ЕАД през 2022 г. – 19,5%.

В резултат на сравнителните анализи за нивото на технологичните разходи (загуби) дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Намаляването на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия ще допринесе за по-ниски цени за клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на дружествата следва да се определи техният допустим годишен размер в съответствие с постигнатата най-ниска стойност. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности.

В допълнение към горното, следва да се има предвид, че съгласно представената от дружеството информация с писмо с вх. № Е-14-09-4 от 15.04.2025 г.

Участъци предвидени за подмяна по ТПМ в метри по трасе, m.

	Дружество	2022 г.		2023 г.		2024 г.	
		План	Отчет	План	Отчет	План	Отчет
	„Топлофикация Русе“ АД	0	0	128	128	0	0

Видно от горната таблица, за 2022 г. и 2024 г. дружеството не е предвиждало ремонтни дейности и съответно не са налични данни за изпълнението на такива, а през 2023 г. е изпълнило ремонтната си програма на 100% във връзка с подмяната на участъци от ТПМ. Неизпълнението, частичното изпълнение или не достатъчен заложен обем на инвестиционната и ремонтна програма, свързана с планова подмяна на компрометирани тръбопроводи и съоръжения от топлопреносната мрежа води до редица значителни вреди, както технически, така и икономически и екологични. Тези вреди нарастват с времето и се отразяват както на топлопреносното предприятие, така и на крайните потребители. Увеличават се загубите на топлина и намалява надеждността на системата. Увеличават се експлоатационните разходи, тъй като аварийните ремонти и временните решения генерират по-големи разходи в дългосрочен план, отколкото навременната подмяна. Увеличава се отделянето на въглеродни емисии, тъй като по-неефективното пренасяне на топлинната енергия води до по-висок разход на гориво, съответно по-големи разходи за закупуване на въглеродни емисии (CO_2).

Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битовите клиенти. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за

разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружеството (36,11%), тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат отчетните стойности на загубите на топлинна енергия по преноса, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия. В необходимите приходи дружеството е включило разходи и възвръщаемост за цялото произведено и пренесено количество топлинна енергия, включително за технологичните загуби, поради което е обосновано разпределянето на необходимите приходи върху по-голямо количество топлинна енергия, с оглед определяне на по-справедлива цена на топлинната енергия за клиентите.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация Русе“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация Русе“ АД			
1. Справка 1 – „Разходи“	**предложение**	**След корекция**	**изменение**
Корекциите за природен газ, хил. лв.	1991,28	0	-100%
Разходи за квоти за емисии CO_2	34 125	25 440	-25,45%
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	25 042	23 123	-7,66%
3. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:			
3.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	36,11	25,26	-10,85
3.2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	235 527	275 527	+16.98%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация Русе“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	604,72
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	383,85

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	97,59
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	134,03

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 210 076 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 203 278 хил. лв., от които условно-постоянни – 57 930 хил. лв. и променливи – 145 347 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 92 745 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,33%;
- Количество електрическа енергия – 300 472 MWh, в т. ч.:
- от високоефективно комбинирано производство – 300 005 MWh;
- от некомбинирано производство – 467 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 565 MWh;
  Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 275 527 MWh.

11. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-ПЕРНИК“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-03-1 от 31.03.2025 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 624,17 лв./MWh без ДДС;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 133,75 лв./MWh без ДДС;

3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 54,97 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация-Перник“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	469,11	525,22	560,65	624,17	11,33
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	107,59	107,59	107,59	133,75	24,31

Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	58,50	58,50	58,46	54,97	-5,97

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглища – 165,57 лв./$t_{н.г.}$ при калоричност 1 900 kcal/kg;
- цена на природен газ – 990,65 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-03-1 от 04.04.2025 г. от дружеството е изискана допълнителна информация, както следва: данни относно инвестиционни дейности в ТПМ; данни относно експлоатационни параметри на ТПМ; опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO_2 за последния ценови период; подробна обосновка на дружеството за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, както и декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при пренос на топлинна енергия, приета от Комисията с протоколно решение № 139 от 20.10.2005 г., по т. 1.

С писмо с вх. № Е-14-03-1 от 15.04.2025 г. дружеството е предоставило допълнителна информация относно определянето на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса. Посочило е, че измерването на топлинната енергия се извършва със средства за търговско измерване съгласно действащата нормативна уредба, а също така, че заложената цел пред дружеството през новия ценови период е да се намалят технологичните разходи до 45,18%, при отчетени 46,20% през 2024 г. Допълнило е, че дължината на топлопреносната мрежа (139 хил. м.) е тясно свързана със стойността на загубите при преноса, като през 2024 г. отпуснатата топлинна енергия с гореща вода е в размер на 302 553 MWh, а продадената топлинна енергия – 162 770 MWh. Дружеството счита, че с подмяната на елементи от топлопреносната мрежа, която е заложена в инвестиционната програма за новия ценови период 2025 г. – 2026 г., ще се постигне намаление в технологичните разходи по преноса.

По т. 1: Относно инвестиционните дейности в ТПМ:

Показатели	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Участъци предвидени за подмяна по ТПМ по трасе	m	0	0	1 130
Планово подменени участъци по ТПМ по трасе	m	230	589	1 579
Аварийно подменени участъци по ТПМ по трасе	m	927	1 065,1	2 771,06
Подменени абонатни станции (битови)	бр.	0	0	0

По т. 2: Относно експлоатационни параметри на ТПМ:

Показатели	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Обем на ТПМ	m^3	11 603	11 603	11 603
Среден разход на подаваната добавъчна вода към ТПМ	m^3/h	94,76	81,06	96,07
Технологични разходи по преноса на топлинна енергия	MWh	189 073	195 437	139 783
Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в ТПМ	%	53,51	54,21	46,20
Брой пробиви по ТПМ	бр.	185	165	182

По т. 3: Относно конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.:

За 2022 г.:

- подмяна на Икономайзер II степен (ЕКО II) на Парогенератор № 5;
- подмяна на Ауспух на Парогенератор № 5;
- подмяна на работно колело на Димен вентилатор на Парогенератор № 5.

За 2023 г.:

- подмяна на Въздухоподгревател хоризонтален на Парогенератор № 5;
- подмяна на 2 бр. работно колело за Мелничен вентилатор на Парогенератор № 5.

За 2024 г.:

- подмяна на Икономайзер I степен (ЕКО I), среден и горен пакет на Парогенератор № 5;
- подмяна на 2 бр. работно колело за Въздушен вентилатор на Парогенератор № 5.

По т. 4: Относно конкретните енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.:

За 2022 г.: не са предвидени за подмяна участъци от топлопреносната мрежа, но планово са подменени 230,00 м. тръби; отстранени са 185 бр. аварии, при които са подменени 927,00 м. тръби;

За 2023 г.:

- не са предвидени за подмяна участъци от топлопреносната мрежа, но планово са подменени 589,00 м. тръби; отстранени са 165 бр. аварии, при които са подменени 1065,10 м. тръби;

-извършени са дейности по подобряване на топлоизолацията на 280 м. от съществуващите тръбопроводи в централни градски участъци, с констатирани завишени топлинни загуби;

- монтирани са 2 бр. нови регулиращи клапи по главна магистрала „Юг“ с цел подобряване на хидравличния режим и възможността за секциониране при аварии.

За 2024 г.:

- при предвидени за подмяна 1 130,00 м. участъци от топлопреносната мрежа, планово са подменени 1 579,00 м. тръби; отстранени са 182 бр. аварии, при които са подменени 2 771,06 м. тръби;

- възстановена е работата на прикачваща помпена станция, като са осъвременени съществуващите системи за управление. Според дружеството тези мерки ще доведат до повишаване на надеждността на топлоснабдяването в централната градска част и в крайните квартали на гр. Перник.

По т. 5: Дружеството е приложило на хартиен носител разходо-оправдателен документ за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO_2 за последния ценови период (заверено копие на 1 брой фактура от 20.09.2024 г., издадена от „ТИБИЕЛ“ ЕООД),

както и разпечатка за трансакция № EU881463 по отношение на 199 600 t. квоти за емисии на парникови газове.

По т. 6: Не са посочени конкретни суми за получените юрисконсултски възнаграждения, като е представена декларация от изпълнителния директор, че получените приходи от юрисконсултски възнаграждения не са включени като ценообразуващ елемент при определяне на цените на топлинната и електрическа енергия.

По т. 7: Дружеството е посочило, че технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия са определени съгласно действащата нормативна уредба.

- За определяне на размера на технологичните разходи в ТПМ дружеството измерва топлинната енергия със средства за търговско измерване на границата между производството и преносната мрежа и на границата на собственост при клиентите. Също така се измерват и разходът и параметрите на добавъчната вода за компенсиране на пропуски в топлопреносните мрежи. „Топлофикация-Перник“ АД е заявило, че проверява топломерните системи да са метрологично заверени и с валидни сертификати съгласно изискванията на чл. 74, т. 3 от Закона за измерванията.

- За определяне на размера на действителните технологични разходи в АС, при клиенти, ползващи топлинна енергия за битови нужди, дружеството поддържа база данни за намиращите се в експлоатация АС, въз основа на техническата характеристика на АС по данни на производителя;

- Дружеството е посочило, че през последните години се извършва ежегодна подмяна на топломерни системи СименсUH50 и водомери в АС, като към момента приблизително 75% са подменени с нови с дистанционен отчет.

Дружеството е посочило, че инвестира в рехабилитация на ТПМ и подмяна на съществуващи АС. Дължината на топлопреносната мрежа (139 000 метра) е тясно свързана със стойността на загубите на топлина по време на преноса. През отчетната 2024 г. технологичните разходи по преноса са в размер на 46,20%. Отпусната топлина към преноса с гореща вода е в размер на 302 553 MWh, продажбата на топлинна енергия с гореща вода – 162 770 MWh.

Според дружеството, със заложената в инвестиционната програма подмяна на елементи от ТПМ през новия регулаторен период 2025-2026 г. ще се намалят технологичните разходи до 45,18%.

„Топлофикация-Перник“ АД е представило следната обосновка:

Прогнозната информация е определена въз основа на базисната 2024 г., съгласно Указания-НВ.

Производствена програма (отчет и прогноза):

След въвеждане в експлоатация на КГ 1, КГ 2 и КГ 3, дружеството е изготвило производствената програма базирана на новите мощности и парогенератор № 5 в паралел с турбогенератор № 5. През новия регулаторен период дружеството предвижда през отоплителния сезон работа на парогенератор № 5 в паралел с турбогенератор № 5 и трите когенератора. През месеците май, юни, юли и септември в работа ще се извършва чрез КГ 1, КГ 2 и КГ 3.

Производство на топлинна енергия – отпуснатата от съоръженията топлинна енергия към преноса през прогнозния период е 606 050 MWh. Предвижда се броят потребители на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази спрямо отчетния период. Технологичните разходи при преноса с гореща вода за отчетния период са 46,20%. Прогнозира се през новия регулаторен период те да се намалят до 45,18%.

Производство на електрическа енергия – цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, при ΔF>=10%.

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 343 415 MWh, а за периода 2025 г. – 2026 г. се планира да бъдат произведени 331 644 MWh.

Продадена електрическа енергия – през отчетната 2024 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирало 297 335 MWh на свободния пазар, от които 265 368 MWh, ВЕКП,

компенсирано с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Общо произведеното нетно количество електроенергия през 2024 г. е в размер на 292 053 MWh. През новия регулаторен период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 281 596 MWh.

Електрическа енергия за собствено потребление – прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление са планирани на база отчетните данни през базовата 2024 г.

Електрическа енергия за собствени нужди – електрическа енергия за собствени нужди през новия ценови период е 50 048 MWh, в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I, т. 5 от Указания-НВ.

Ремонтна програма (отчет и прогноза): изпълнението на дейностите от ремонтната програма на дружеството за 2024 г. възлиза на 7 275 хил. лв. за извършване на големи основни ремонти на съоръженията. През ценови период 07.2025 г. – 06.2026 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 1 978 хил. лв. въз основа на ремонтна програма на дружеството. Взети са под внимание продължителната експлоатация на съоръженията и липсата на средства за реализиране на програмата в пълен размер през предишните регулаторни периоди. Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основните и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

Инвестиционна програма – през новия регулаторен период дружеството ще продължи да изпълнява част от дейностите, заложени в настоящия. Предвидено е изграждане на индустриални батерии за съхранение на електроенергия. Предвидени са инвестиции за проектиране и изграждане на депо за съхраняване на промишлените отпадъци от дейността и рекултивация на Сгуроотвал „7-ми септември“ с цел изпълнение на екологичните норми. При основните съоръжения на централата ще бъде подменен конвективен паропрегревател. Ще бъде направен основен ремонт на охладителна кула № 4 на ТГ5. За периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. ще се инвестира в подмяна на главен тръбопровод, ремонт и подмяна на елементи от топлопреносната мрежа, с цел намаляване на аварийността и подобряване на услугата към клиентите. Дружеството ще инвестира и в цех Когенераторна инсталация – монтаж и пускане в експлоатация на 2 броя когенератори с единична мощност по 8,7 MW.

Регулаторна база на активите – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2024 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 108 702 хил. лв. „Топлофикация-Перник“ АД определя полезния срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване. Дружеството е посочило, че в съответствие с Указания-НВ в РБА не е включена стойността на преоценъчния резерв.

Оборотен капитал – определен е в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не са включени разходи за амортизации, съгласно т. 32.5 от Раздел II на Указания-НВ. За ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. оборотният капитал за производство е в размер на 31 654 хил. лв.

Норма на възвръщаемост – използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период. Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2024 г. е 5,41%.

Условно постоянни разходи

Разходи за амортизации – според дружеството съгласно изискванията на т. 31.1, б. „б“ от Указанията-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на

„Топлофикация-Перник“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. разходите за амортизации са на нивото на 2024 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки – разходите за работна заплата и осигуровки за отчетната дейност през 2024 г. възлизат на 18 569 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати 14 911 хил. лв. и за осигуровки 3 658 хил. лв. За периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. необходимите разходи са завишени на 16 998 хил. лв. разходи за заплати и 3 935 хил. лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2025 г.

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензиите са увеличени спрямо отчетната 2024 г. и са отразени в Приложение № 1 „Разходи за производство“ (от Справки № 1-9). Според дружеството същите са планирани спрямо действителните му нужди през новия период и отчетния от НСИ ръст на инфлацията. Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

Променливите разходи включват горива за производство, горива за разпалване - природен газ, разходи за закупени CO_2 квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия и др. Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

Основно гориво за прогнозния период – за Когенераторна инсталация – природен газ, а за Парогенератор № 5 – кафяви въглища. Определянето на разходите за гориво на парогенератора за ценовия период е в изпълнение на Договор № 102 от 2014 г. и допълнителните споразумения към него за покупко – продажба на кафяви въглища, копия от които са представени от дружеството.

В Приложение № 2 са посочени отчетните и прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2025 г. За прогнозния период цената на твърдото гориво е в размер на 165,57 лв/т.н.г. при калоричност 1 900 ккал/кг. Цената на природния газ е изчислена на база утвърдената цена от КЕВР за месец март 2025 г. – 87,58 лв./MWh.

Разходи за вода, за закупуване на електрическа енергия, консумативи и външни услуги през новия ценови период: Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия през новия ценови период възлизат на 373 хил. лв. Те включват промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията. Разходи за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 2 503 хил. лв. и включват електроенергия за абонатните станции, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Разходите за консумативи за новия ценови период възлизат на 1 058 хил. лв., от които с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии. Разходите за консумативи включват още: сярна киселина монохидрат, натриева основа, хидротан, хидро-хикс, ферихлорид, железен сулфат, тринатриев фосфат, йонообменни смоли, разходи за горивно-смазочни материали за въглеподавателен тракт. Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2024 г.

Разходи за закупуване на емисии на парникови газове: дружеството е посочило, че в съответствие с изискванията на нормативната база ТЕЦ „Република“ притежава издадено от ИАОС разрешително за емисии на парникови газове. Същото е актуално към дата 31.03.2025 г. Ежегодно – в срок до 31 март дружеството е задължено за предходната календарна година (01.01-31.12) да предостави в ИАОС верифициран доклад за емисии на парникови газове. До 30 април ежегодно дружеството е задължено да осигури квоти в размер, равен на верифицираните по сметката си, в Регистъра за емисии на парникови газове. Законодателството не предвижда изчисление и верифициране на емисии по отделни месеци, тримесечия или други периоди. За 2024 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са 244 429 t. Прогнозното количество на закупените емисии за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. е 366 534 t при изгорени твърди горива – 400 220 t, природен газ - 39 931 000 $м^3$.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125,91 MW.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

1.1 Такса достъп в размер на 1100 хил. лв., заявена от дружеството, не се признава, тъй като в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия, в съответствие с чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ.

1.2. Прогнозни емисии CO_2: 366 534 t (заявени от дружеството) – 18 880 t (безплатни емисии) = 347 654 t.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 136,91 лв./t **X** 347 654 t = 47 597 хил. лв.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 45,18% на 25,55% и в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,07 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,05 + 3,37 = 4,42 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 70,49 лв./MWh.

[TLP-WHITE]
Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2024/2025												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	**Общо:**
Количество, Qg	MWh	**26 256**	**37 598**	**34 780**	**33 387**	**32 266**	**33 222**	**37 222**	**32 170**	**36 486**	27 950	37 410	36 873	**405 619**
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	70,2	70,2	70,2	70,2	70,2	70,2	77,65	77,65	77,65	77,65	77,65	77,65	**74,02**
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	62,59	64,24	66,22	68,40	73,58	80,21	86,48	88,44	92,15	92,15	92,15	92,15	**80,20**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	199,71	224,01	138,29	59,99	-109,07	-332,68	-328,54	-347,07	-529,16	-56,00	304,02	627,26	**-149**
Цена на пр. газ , Цбг	**BGN/MWh**	**58,10**	**60,75**	**61,91**	**63,72**	**68,69**	**75,89**	**81,94**	**84,34**	**87,58**	**75,08**	64,95	56,07	**69,97**
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,50	22,63	31,51	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	62,59	64,24	66,22	68,40	73,58	80,21	86,48	88,44	92,15	79,65	69,52	60,64	**74,39**
Достъп + пренос	**BGN/MWh**	4,49	3,49	4,31	4,68	4,89	4,32	4,54	4,10	4,57	4,57	4,57	4,57	**4,42**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	**243 768**
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**67,77**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**1 063,19**

разходи по прогноза	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
14 682,43	**14 435,86**	**-246,57**

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **667,37**

„Топлофикация-Перник“ АД е представило становище с вх. № Е-14-03-2 от 12.06.2025 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

„Топлофикация-Перник“ АД е изразило несъгласие по отношение на корекцията на количествата топлинна енергия за технологични разходи по преноса. Дружеството посочва, че непрекъснато инвестира в рехабилитация на топлопреносната мрежа и подмяната на съществуващи абонатни станции с нови, съгласно утвърдените стандарти. Обръща внимание, че през отчетната 2024 г. технологичните разходи по преноса са в размер на 46,20%, като със заложената в инвестиционната програма подмяна на елементи от топлопреносната мрежа, дружеството има за цел да намали технологичните разходи до 45,18%. „Топлофикация-Перник“ АД заявява, че дължината на топлопреносната мрежа (139 000 m) е тясно свързана със стойността на загубите на топлина по време на преноса и посочват, че корекция от 25,55% е непосилна за дружеството.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението по отношение на корекцията на количествата топлинна енергия за технологични разходи по преноса не се приема.

Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса по ТПМ са с целеви стойности по-ниски от постигнатите през последните три години от топлофикационните дружества в Р България. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа.

За целите на анализа са изискани и получени от „Топлофикация – Перник“ АД стойностите на всички основни параметри, определящи технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които пряко влияят на цената на топлинната енергия и повишаване на качеството на услугата „централизирано топлоснабдяване“.

Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в топлопреносната мрежа			
ДРУЖЕСТВО	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
	%	%	%
„Топлофикация – Перник“ АД	53,51	54,21	46,2

От данните, посочени в горната таблица, се установява, че дружеството постига през последната 2024 г. стойности на загубите по преноса над 40% от отпуснатата от топлоизточниците топлинна енергия, което съществено се различава от най-добрата постигната стойност от „Топлофикация София“ ЕАД през 2022 г. – 19,5%.

В резултат на сравнителните анализи за нивото на технологичните разходи (загуби) дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Намаляването на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия ще допринесе за по-ниски цени за клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на дружествата следва да се определи техният допустим годишен размер в съответствие с постигнатата най-ниска стойност. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към

преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности.

В допълнение към горното, следва да се има предвид, че съгласно представената от дружеството информация с писмо с вх. № Е-14-03-1 от 15.04.2025 г.

Участъци предвидени за подмяна по ТПМ в метри по трасе, m.							
	Дружество	**2022 г.**		**2023 г.**		**2024 г.**	
		План	**Отчет**	**План**	**Отчет**	**План**	**Отчет**
	„Топлофикация – Перник“ АД	0	230	0	589	1130	1579

Видно от горната таблица, дружеството за 2022 г. и 2023 г. не е предвиждало ремонтни дейности, но впоследствие е отчело такива, а за 2024 г. има преизпълнение на ремонтната програма относно подмяната на участъци от ТПМ. Неизпълнението, частичното изпълнение или не достатъчен заложен обем на инвестиционната и ремонтна програма, свързана с планова подмяна на компрометирани тръбопроводи и съоръжения от топлопреносната мрежа води до редица значителни вреди, както технически, така и икономически и екологични. Тези вреди нарастват с времето и се отразяват както на топлопреносното предприятие, така и на крайните потребители. Увеличават се загубите на топлина и намалява надеждността на системата. Увеличават се експлоатационните разходи, тъй като аварийните ремонти и временните решения генерират по-големи разходи в дългосрочен план, отколкото навременната подмяна. Увеличава се отделянето на въглеродни емисии, тъй като по-неефективното пренасяне на топлинната енергия води до по-висок разход на гориво, съответно по-големи разходи за закупуване на въглеродни емисии (CO_2).

Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8 пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битовите клиенти. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружеството (45,18%), тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените

икономически не е обосновано да се вземат отчетните стойности на загубите на топлинна енергия по преноса, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия. В необходимите приходи дружеството е включило разходи и възвръщаемост за цялото произведено и пренесено количество топлинна енергия, включително за технологичните загуби, поради което е обосновано разпределянето на необходимите приходи върху по-голямо количество топлинна енергия, с оглед определяне на по-справедлива цена на топлинната енергия за клиентите. В допълнение следва да се отбележи, че регулаторното изискване на Комисията дружествата да предприемат мерки за намаляване на технологичните загуби по преноса се поставя ежегодно в последните 10 години при определяне на допустимия годишен размер на технологичните разходи за целите на ценообразуването, поради което не се приемат аргументите във възражението, че корекция от 25,55% е непосилна за дружеството.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация - Перник“ АД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация – Перник“ АД			
Справка 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение
Такса достъп, хил. лв.	1100	0	-100%
Разходи за емисии парникови газове (CO_2)	53 767	47 597	-11,48%
Справка № 2 – „РБА“ - Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил.лв.	31 654	22 509	-28,89%
Справка № 5 – „ТИП в преноса“, технологични разходи, с топлоносител гореща вода, %	45,18	25,55	-19,63
Справка № 5 - Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	181 600	246 600	+35,79%

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Перник“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	538,27
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	317,40
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	112,96
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	66,12

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 196 484 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 190 501 хил. лв., от които условно-постоянни – 39 382 хил. лв. и променливи 151 119 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 99 557 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,01%;
- Количество електрическа енергия – 281 596 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 272 096 MWh;
  - от невисокоефективно комбинирано производство – 9 500 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 246 600 MWh;

- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 247 500 MWh.

12. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-07-3 от 01.04.2025 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 583,53 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 138,57 лв./MWh без ДДС;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 92,10 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	460,45	485,90	512,21	583,53	13,92
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	93,34	93,34	93,34	138,57	48,46
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	80,80	80,80	79,93	92,10	15,23

Предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на въглищата – 317,08 лв./t с долна работна калоричност 4 027 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 200,00 лв./t калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 242,09 лв./t с долна работна калоричност калоричност 3 500 kcal/kg.
- цена на модифицирано гориво (RDF) – 6,26 лв./t с долна работна калоричност калоричност 3 600 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-07-3 от 04.04.2025 г. от дружеството е изискано да представи следната допълнителна информация, както следва: данни относно инвестиционни дейности

в ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; данни относно експлоатационни параметри на ТПМ за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; опис на конкретните инвестиционни дейности, извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия, изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; годишен финансов отчет за 2024 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ; отчет и анализ на дружеството за изпълнение на ремонтна и инвестиционна програми за 2024 г. и за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г.; подробна обосновка на дружеството за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения; декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO_2 за последния ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-07-3 от 14.04.2025 г. заявителят е представил в КЕВР следната информация:

По т. 1: Данни относно инвестиционни дейности в ТПМ:

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Участъци предвидени за подмяна по ТПМ по трасе	m	600	500	500
Планово подменени участъци по ТПМ по трасе	m	420	300	440
Аварийно подменени участъци по ТПМ по трасе	m	180	66	100
Подменени абонатни станции (битови)	бр.	12	8	7

По т. 2 Относно експлоатационни параметри на ТПМ:

	Мерни единици	**За 2022 г.**	**За 2023 г.**	**За 2024 г.**
Обем на ТПМ	m^3	7 840	7 870	7 920
Среден разход на подаваната добавъчна вода към ТПМ	m^3/h	15	12	14
Технологични разходи по преноса на топлинна енергия	MWh	58 497	68 843	82 686
Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в ТПМ	%	37,32	42,16	48,44
Брой пробиви по ТПМ	бр.	42	47	51

По т. 3: Опис на конкретните инвестиционни дейности извършени в топлоизточниците за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.:

2022 г.

Наименование на дейностите	Стойност, лв.
Топлообменици	14 730

Акумулаторна батерия 12V 200Ah	9 360
Логер на данни	4 180
Подобрение предкамерна скара	3 558
Аналитична везна	2 745
Спектрофотометър	6 921
Преса за обезводняване на утайки	37 120
Вълноводен радарен нивомер	2 819
Реконструкция южна ограда	2 808
ХВО - Подгревател Сурова Вода	51 946
Въздухоподгревател ЕК1	141 904
Транспортни средства	102 813
Тръбопр., електропров. и далекос.	275 450
Депо за съхр. на НП отпадъци	1 089 031
Трасе за слама към ал. горива	17 912
Въздухоподгревател ЕК1	946 869

2023 г.

Наименование на дейностите	Стойност, лв.
Обезвъздушител - Реактор утаител	4 588
Топлообменици	29 169
Чукова мелница за дървен чипс	50 749
Честотни регулатори	30 992
Помпа за ферихлорид SANDPIPER	1 223
Машина за нагряване на лагери	4 731
Машина за гресиране	810
Електродвигател	19 800
Газсигнализираща централа	2 145
Нагревни повърхнини ЕК2	1 042 264
Вентилационна система	15 338
Грайферна кофа	9 150
Блок горелки	142 625
Муфелна пещ	4 850
Анализатор за определяне съдържание на сяра	69 809
Калориметрична система	90 829
Режеща мелница Пулверизете	41 357
Електромагнитен разходомер	4 623
Измервателна станция комин ГОИ	70 357
Трансп. система въглеподаване	3 660
Тръбопр., електропров. и далекос.	522 327
Депо за съхр. на НП отпадъци	2 373 407
Реконструкция на ЕК2	22 000

2024 г.

Наименование на дейностите	Стойност, лв.
Водоструйка	4 098
Заваръчен апарат	1 645
Бутален компресор	1 122
Честотни регулатори	23 280
Резервоар	3 857
Подобрение предкамерна скара	290

Муфелна пещ	7 380
Циклонно сепарираща система	24 300
Електрически компресор	2 649
Везна	1 200
Съд за сярна киселина – хим. цех	1 650
Електромагнитен разходомер	16 300
Честотен инвертор	1 300
Помпа	43 149
Софтстартер	1 434
Сушилна пещ	1 205
Транспортни средства	166 652
Реконструкция стая КВГМ	13 040
Тръбопроводи, електропров. и далекос.	1 379 354
Депо за съхранение на НП отпадъци	1 733 420
Ремонт ЕФ2 - етап 1	1 426 898
Площадка линия за биомаса – DIMA	256

По т. 4: Представен е опис на конкретни енергоспестяващи мероприятия изпълнени по ТПМ за намаляване на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.:

2022 г. – Подмяна на нарушена изолация с нова и обмазка – 4 800 м^2.

2023 г. – Подмяна на нарушена изолация с нова и обмазка – 1 600 м^2.

2024 г. – Подмяна на нарушена изолация с нова и обмазка – 3 500 м^2. Преизолирани стари абонатни станции – 50 бр.

По т. 5: Представен е годишен финансов отчет за 2024 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ.

По т. 6: Представен е отчет и анализ на дружеството за изпълнение на ремонтна и инвестиционна програма за 2024 г. и за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., както следва:

Разпределение на отчетените средства за ремонт през 2024 г.:

Номер по ред	Наименование	Стойност, лв.
1	Котелно оборудване	689 017
2	Турбинно оборудване	224 750
3	Електро цех КИП и А	199 927
4	Цех Горивоподаване	44 287
5	Цех ХВО	35 379
6	Цех ГОИ	58 132
7	Автотранспорт	0
8	Цех Топлоснабдяване	326 136
9	Машини и съоръжения	0
10	Депо НПО	790
11	Други	37 849
12	Когенерационна инсталация	0
	Общо	1 632 266

Разпределение на отчетените средства за инвестиции през 2024 г.:

Номер	Наименование	Стойност

по ред		
1	Котелно оборудване	1 443 488
2	Турбинно оборудване	48 649
3	Електро цех КИП и А	24 580
4	Цех Горивоподаване	369 048
5	Цех ХВО	8 585
6	Цех ГОИ	2 649
7	Автотранспорт	166 652
8	Цех Топлоснабдяване	1 369 546
9	Машини и съоръжения	75 000
10	Депо НПО	1 733 420
11	Други	291 222
12	Когенерационна инсталация	1 444 207
	Общо	6 244 461

Разпределение на средства за ремонт за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.:

Номер по ред	Наименование	стойност
1	Котелно оборудване	447 055
2	Турбинно оборудване	158 916
3	Електро цех КИП и А	193 158
4	Цех Горивоподаване	78 008
5	Цех ХВО	66 163
6	Цех ГОИ	402 397
7	Автотранспорт	43 880
8	Цех Топлоснабдяване	593 484
9	Машини и съоръжения	0
10	Депо НПО	0
11	Други	31 441
12	Когенерационна инсталация	0
	Общо	2 014 503

Разпределение на средства за инвестиции за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.:

Номер по ред	Наименование	Стойност
1	Котелно оборудване	2 787 226
2	Турбинно оборудване	347 669
3	Електро цех КИП и А	808 280
4	Цех Горивоподаване	48 141
5	Цех ХВО	74 614
6	Цех ГОИ	100 691
7	Автотранспорт	50 170
8	Цех Топлоснабдяване	938 801
9	Машини и съоръжения	33 892
10	Депо НПО	2 450 466
11	Други	2 364 058
12	Когенерационна инсталация	776 215
	Общо	780 222

По т. 7: Дружеството е представило обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, като е заявило, че за ценовия период не са получавани приходи от юрисконсултски възнаграждения.

По т. 8: Дружеството е представило декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни.

По т. 9: Дружеството е представило разходно-оправдателни документи за закупени количества квоти за емисии CO_2 за последния ценови период.

„Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД е представило следната обосновка:

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя, индивидуалното потребление на клиентите на гореща вода и метеорологичните условия за град Сливен. През 2024 г. дружеството е реализирало 87 999 MWh топлинна енергия с гореща вода. Тенденцията за повишаване на средните месечни температури през последните няколко години е довело до намаляване на продажбите на топлинна енергия за отопление и през изминалата 2024 г. Независимо от установената тенденция за общо намаление, за предстоящия ценови период, с цел оптимизиране цената на топлинната енергия, и предвиждането за работа на съоръженията през целия регулаторен период, дружеството прогнозира увеличение с 4,5%, което е 91 957 MWh. Според дружеството оптимизмът за повишените продажби е базиран на постоянния интерес на сгради за присъединяване и на новоприсъединени през изминалия сезон сгради. За 2024 г. продадената топлинна енергия с пара е 156 950 MWh. За предстоящия ценови период дружеството прогнозира спад в размер на 9,3% или 143 583 MWh реализирана топлинна енергия. Като причина за прогнозираното намаление е посочено общото намаление на потреблението на най-големия клиент на дружеството – „Е. Миролио“ ЕАД.

Количествата електрическа енергия са резултантни от комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия, при минимално паропроизводство на енергийните котли и постигнати показатели за ефективност през 2024 г. Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство в периода 05.06.2026 г. – 30.06.2026 г.

Собствените нужди от електрическа енергия са съобразно работещите ел. двигатели на вентилатори, помпи, съоръжения, свързани с подготовка на горивото за изгаряне, захранване на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.

Разходи

Условно-постоянни разходи - дружеството е посочило, че през 2024 г. трендът на повишение на цените на стоки и услуги се е забавил, но отчетените през първите два месеца на 2025 г. промени в цените и прогнозите за следващите месеци, показват нов тласък на повишение на цените. Според дружеството повишението се очаква да засегне всички видове разходи. В тази връзка, след извършен анализ и преценка на всеки разход, в заявлението съответният разход е повишен с прогнозен процент или в съответствие с действащите договори.

Разходи за заплати – съгласно вътрешните правила, при промяна на размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. В тази връзка дружеството е посочило, че от 01.01.2025 г., с изменение в Кодекса на труда за определяне начина на изчисляване на минималната работна заплата, Постановление на Министерския съвет № 359 от 23.10.2024 г. за приемане на нейното увеличение с 15,4% от 933 лв. на 1 077 лв., както и предстоящото увеличение от 01.01.2026 г. с 4,5% от 1077 лв. на 1 126 лв., сумарното увеличение ще бъде с 20,7%. Предвиденото от дружеството увеличение на разходите за заплати и възнаграждения отразява посочения ръст от 20,7%. Друга причина, поради която според дружеството е наложително увеличение на разходите за заплати е ниското възнаграждение за полагания труд в тежките условия на работа, все по-трудното задържане и голямо текучество на работници, непрекъснато увеличаващи се цени в страната.

Дружеството е посочило, че считано от 01.01.2025 г., **цената на водата** за град Сливен, доставяна от „Водоснабдяване и канализация - Сливен“ ООД е увеличена с 19,6%, от 3,36 лв./м^3 на 4,02 лв./м^3 без ДДС. За предстоящия период, със същия процент е увеличен и отчетеният през 2024 г. разход. Отчитайки значителното увеличение на цените на хранителните стоки в страната, поради намаленото българско производство и внос, прогнозните разходи за безплатна храна, съгласно нормативен документ, са увеличени с 26%, спрямо 2024 г.

Разходите за материали за текущо поддържане са увеличени с 38% спрямо 2024 г.

Прогнозните разходи за амортизации са съобразени с отчетените през 2024 г., въведените в експлоатация съоръжения през същата година, такива с изтекъл амортизационен срок, и са запазени в същия размер.

Дружеството предвижда **разходът за проверка на уреди** да възлезе на 40 хил. лв., тъй като през тази година изтича двугодишният срок за метрологична проверка на част от топломерите в абонатните станции.

По отношение на разходите за ремонти - „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД е посочило, че през 2024 г. след направен анализ на състоянието на база проявени дефекти и с цел оптимизиране работата на централата са били насочени усилия към ремонт на генериращи съоръжения – енергийни котли, турбина и електрогенератор. Като цел, която е била поставена през 2024 г., се посочва и изпълнение на мероприятия за подобряване топлоизолациите на основни и спомагателни съоръжения с оглед намаляване на загубите на топлина.

Дружеството е посочило, че **разходите за ремонти**, извършени през 2024 г. на обща стойност 1 632 хил. лв., са разпределени както следва: ремонт на съоръженията по енергиен котел 1 и енергиен котел 2 – 689 хил. лв.; ремонт на турбоагрегат и турбинно оборудване за 225 хил. лв., включващ: проверка и ремонт на лагери, клапанна кутия, клапани ВН, сервомотори, маятникова настройка, регулираща и маслена системи, проверка ротор електрогенератор; ремонт на съоръженията в горивоподаване за 44 хил. лв.; ремонти на електро и КИП и А съоръжения, в т.ч. турбогенератор на стойност 200 хил. лв.; ремонт по съоръженията и сгради в ХВО на стойност 35 хил. лв.

В направление „пренос и разпределение на топлинна енергия“ са извършени следните ремонтни дейности: ремонт на промишлени парни и водни магистрали, градски водни магистрали и отклонения, АС и помпи, възстановяване на хоризонтална планировка след аварии, на обща стойност 324 хил. лв.

Ремонтът на съоръжения за очистване е на стойност 58 хил. лв.

Други ремонти на стойност 38 хил.лв.

Инвестиционните разходи на дружеството са 6 977 хил. лв. Приоритетно са отделени средства за енергиен котел 2, депо за неопасни отпадъци и топлопренос.

За предстоящия ценови период ремонтните дейности са свързани с изпълнение на оптимално необходимите задачи с приоритет, необходимост от подобряване техническото състояние на електро-генериращите съоръжения и поддържането им в изправност, както и на съоръженията за пренос на топлинна енергия, с цел гарантиране непрекъснато топлоподаване към клиентите на топлинна енергия. Планираните ремонтни дейности по видове и съоръжения са показани в приложена ремонтна програма. От особено значение и важност за постигане на оптимални режими и топлинни натоварвания на пароотборите на турбината е планираният ремонт на регулираща система, който ще се изпълни през месеците май и юни 2025 г. Очакваната обща стойност на ремонта е в размер на 1500 хил. лв.

За периодичното осигуряване на свободен обем на ППС за сгуропепелни маси има действаща обществена поръчка за изгребване на 100 000 м^3, на обща стойност 2 100 хил. лв., като за предстоящия регулаторен период изпълнението ще бъде за 820 хил. лв.

Съгласно Указания-НВ, в УПР не са включени разходи, извършвани във връзка с приходи от присъединяване, услуги, разходи за придобиване на дълготрайни материални активи и др.

В регулаторната база на активите са включени само тези активи, които са свързани с изпълнението на лицензионните дейности. Не са включени активи, които са свързани със социални разходи и др.

Дружеството заявява, че стойността на оборотния капитал е определен съгласно т. 32.5 от Указания-НВ.

Променливи разходи включват: горива; електрическа енергия; вода за технологични нужди; такса за водоползване съгласно Тарифа за таксите за водовземане, за ползване на воден обект и за замърсяване; реагенти за обработка на водата; консумативи за инсталацията за очистване на димните газове от серен диоксид; акциз съгласно Закона за акцизите и данъчните складове; квоти за емисии парникови газове.

Разходи за горива – за осигуряване на производствените нужди, дружеството предвижда оптимално съотношение на горивния микс, при спазване на определени изисквания.

За предстоящия регулаторен период се предвижда ползване на смес от наличните въглища в складовото стопанство, доставени през 2023 г. и 2024 г. Горивната смес ще се формира от българските ООЕГ и шисти и вносни-каменни антрацитни. Средната цена на въглищния микс при отчитане на доставните разходи, качествените и количествените показатели е показана в ценовия модел.

За изпълнение на екологичните изисквания и подобряване на производството в съответствие с тях, дружеството ползва различни биогорива - пелетирани и непелетирани. Цената до склад на Топлофикация на непелетираните биогорива е 174,17 лв./тнг, а на пелетираните - 310,00 лв./тнг.

Включените в производствената програма видове и количества горива са в съответствие с комплексното разрешително на дружеството.

С оглед изпълнение на екологичните изисквания за допустими норми на емисии на серен диоксид, през новия ценови период „Топлофикация-Сливен-инж.Ангел Ангелов" ЕАД ще използва хидратна вар за газоочистващата инсталация в размер на 2 805 тона на обща стойност 795 хил. лв. Завишението спрямо отчетната 2024 г. е продиктувано единствено от технологичната необходимост за изпълнение на нормите за серен диоксид до 360 мгр/м^3. Във връзка с повишеното количество варов разтвор е завишено количеството вода съответстващо на режима на работа на газоочистващата инсталация.

Прогнозните количества вода за технологични нужди за захранване на парогенераторите, производство на пара и за допълване на топлопреносната мрежа са запазени на нивото на 2024 г.

Разходите за материали, използвани при химична обработка на сурова вода, химикали и реагенти, като сярна киселина, натриева основа, железен трихлорид, сол и др. са запазени на нивото на 2024 г.

Вследствие включените абонатни станции за битови клиенти, е отчетен увеличен разход за електрическа енергия. Дружеството е посочило, че очаква и през следващия ценови период увеличение на този разход от присъединените клиенти през предходната година и предстоящия период.

За предстоящия регулаторен период дружеството може да разполага с до 5860 тона безплатни емисии, поради което предвижда да закупи разликата между емитираното количество и посочените 5860 тона. Необходимото количество е изчислено съгласно указанията за предвидените по производствена програма горива, чрез формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации, и постигнати показатели през отчетната 2024 г. Прогнозният брой квоти за следващия ценови период 2025 г. – 2026 г. е показан в Справка № 4 в ценовия електронен модел и справка за емисии парникови газове. Разходът за закупуването им е изчислен при цена 75 евро на тон.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. Прогнозни емисии CO_2 – 176 385 t, заявени от дружеството .

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 136,91 лв./t **X** 176 385 t = 24 149 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са 240 t мазут, 117 043 t въглища, 482,86 t RDF и 43 045,01 t биомаса, съгласно заявеното от дружеството.

2. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 47,53% на 25,28% в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	103 045
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**67,77**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	449,43

„Топлофикация – Сливен – инж. Ангел Ангелов“ ЕАД на откритото заседание и с писмо с вх. № Е-14-07-4 от 12.06.2025 г. е изразило становище относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

Дружеството е изразило несъгласие по отношение на **корекцията на технологичните разходи по преноса с гореща вода**, за сметка на увеличени продажби. „Топлофикация-Сливен – инж. Ангел Ангелов“ ЕАД посочва, че представената прогноза е изцяло на база отчетените продажби през базовия период – 2024 г. Дружеството счита, че въпреки непрекъснатото развитие на пазара на топлинна енергия няма да може да постигне увеличение на продажбите в такъв размер.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението на дружеството относно направената корекция на количествата топлинна енергия за технологични разходи по преноса и за реализация не се приема.

Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса по ТПМ са с целеви стойности по-ниски от постигнатите през последните три години от топлофикационните дружества в Р България. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. За целите на ценовото регулиране, в признатите от Комисията технологични разходи по преноса могат да се включат показатели на разхода (MWh и %), установени в резултат на сравнителни анализи за нивото му, гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа.

За целите на анализа са изискани и получени от „Топлофикация Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД стойностите на всички основни параметри, определящи технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които пряко влияят на цената на топлинната енергия и повишаване на качеството на услугата „централизирано топлоснабдяване“.

Технологични разходи по преноса спрямо отпуснатата топлинна енергия в топлопреносната мрежа

ДРУЖЕСТВО	2022 г.	2023 г.	2024 г.
	%	%	%
„Топлофикация Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД	37,32	42,16	48,44

От данните, посочени в горната таблица, се установява, че дружеството постига през последната 2024 г. стойности на загубите по преноса са 48,44% от отпуснатата от топлоизточниците топлинна енергия, което съществено се различава от най-добрата постигната стойност от „Топлофикация София“ ЕАД през 2022 г. – 19,5%.

В резултат на сравнителните анализи за нивото на технологичните разходи (загуби) дружеството следва да предприеме драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Намаляването на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия ще допринесе за по-ниски цени за клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Разходите за производство на топлинна енергия за технологични разходи по преноса се заплащат от потребителите и с оглед защитаване на интересите им и създаване на стимули за ефективна дейност на дружествата следва да се определи техният допустим годишен размер в съответствие с постигнатата най-ниска стойност. Докато в топлофикационните системи в Европа, техният относителен дял спрямо отпуснатата към преноса топлинна енергия е в границите от 10% до 15%, местните топлофикационни дружества отчитат дял на технологични разходи многократно надвишаващ посочените по-горе стойности.

В допълнение към горното, следва да се има предвид, че съгласно представената от дружеството информация с писмо с вх. № Е-14-07-3 от 14.04.2025 г.

Участъци предвидени за подмяна по ТПМ в метри по трасе, m.

№	Дружество	2022 г.		2023 г.		2024 г.	
		План	Отчет	План	Отчет	План	Отчет
1	**„Топлофикация Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД**	600	420	500	300	500	440

Видно от горната таблица, за разглеждания период дружеството отчита неизпълнение от порядъка на 12% - 40% на ремонтната програма относно подмяната на участъци от ТПМ. Неизпълнението, частичното изпълнение или не достатъчен заложен обем на инвестиционната и ремонтна програма, свързана с планова подмяна на компрометирани тръбопроводи и съоръжения от топлопреносната мрежа води до редица значителни вреди, както технически, така и икономически и екологични. Тези вреди нарастват с времето и се отразяват както на топлопреносното предприятие, така и на крайните потребители. Увеличават се загубите на топлина и намалява надеждността на системата. Увеличават се експлоатационните разходи, тъй като аварийните ремонти и временните решения генерират по-големи разходи в дългосрочен план, отколкото навременната подмяна. Увеличава се отделянето на въглеродни емисии, тъй като по-неефективното пренасяне на топлинната енергия води до по-висок разход на гориво, съответно по-големи разходи за закупуване на въглеродни емисии (CO_2).

Рехабилитационните мерки в топлопреносната мрежа и абонатните станции водят до ползи за топлопреносното предприятие по отношение на спестяване на топлинна енергия за технологични разходи в абонатните станции и топлопреносната мрежа от топлоотдаване и за загряване на добавъчната вода. Технологичните разходи в нови абонатни станции са 7-8

пъти по-малки в сравнение със старите, като загубите на топлоносител са също в пъти по-малки. Подмяната на старите топлопроводи с нови с предварително изолирани тръби с изолация пенополиуретан води до намаляване на топлоотдаването от тях с 3-4 пъти, а на количеството на добавъчната вода 50-60 пъти. Количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битовите клиенти. В тази връзка увеличаването на количеството на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода за потребители с размера на намаленото количество на топлинна енергия за технологични разходи следва да е за сметка на топлопреносното предприятие и да не се счита за нереално увеличение на потреблението от битови потребители. Неприемливи са високите технологични разходи по преноса на дружеството (47,53%), тъй като те се отразяват директно в цените на крайния клиент на топлинна енергия и така се нарушава изискването на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, регламентиращ правомощието на Комисията да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Подходът за завишаване на количеството на реализираната енергия с разликата, приета като намаление на топлинната загуба по преноса, е икономически обективен, тъй като лицензираното топлопреносно предприятие не следва да получава икономически изгоди в резултат от своето неправомерно поведение по отношение на поддържане на високи технологични загуби при преноса на топлинна енергия. В допълнение, високите технологични разходи по преноса увеличават количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин, за което дружеството получава държавна помощ чрез премията по чл. 33а от ЗЕ. От друга страна отговорността за високите технологични разходи по преноса и за неполагане на усилия за намаляването им е на самото топлопреносно предприятие, поради което е обосновано именно на него, а не на клиентите да бъде възложена загубата от тези разходи. При определяне на цените икономически не е обосновано да се вземат отчетните стойности на загубите на топлинна енергия по преноса, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия. В необходимите приходи дружеството е включило разходи и възвръщаемост за цялото произведено и пренесено количество топлинна енергия, включително за технологичните загуби, поради което е обосновано разпределянето на необходимите приходи върху по-голямо количество топлинна енергия, с оглед определяне на по-справедлива цена на топлинната енергия за клиентите. В допълнение следва да се отбележи, че регулаторното изискване на Комисията дружествата да предприемат мерки за намаляване на технологичните загуби по преноса се поставя ежегодно в последните 10 години при определяне на допустимия годишен размер на технологичните разходи за целите на ценообразуването, поради което не се приемат аргументите във възражението, че дружеството няма да може да постигне увеличение на продажбите в такъв размер.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД			
Справка 1 – „Разходи“	Предложение	Корекция	Изменение, %
Разходи за квоти за емисии CO_2	25 873	24 149	-6,66
Справка № 5 „ТИП в преноса“, технологични разходи по преноса на топлинна енергия, %	47,53	25,28	-22,25
Справка № 5 - Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	91 957	130 957	+42,41%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	565,11
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	344,24
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	98,11
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	93,72

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 105 006 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 101 227 хил. лв., от които условно-постоянни – 25 370 хил. лв. и променливи – 75 857 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 37 600 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 10,05%;
- Количество електрическа енергия – 138 466 MWh:
  - от високоефективно комбинирано производство – 137 546 MWh;
  - от невисокоефективно производство – 920 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 130 957 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 143 582 MWh.

13. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-24-3 от 31.03.2025 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода в размер на 75,22 лв./MWh, без ДДС.

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е представило следната обосновка:

Прогнозата на разходите за производство и пренос на топлинна енергия за прогнозния период е разработена на база отчетни данни за 2024 г.

Разходите са разчетени съгласно Методиката за определяне на цената на топлинната енергия, произведена в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. В основата на определяне на разходите за топлинна енергия в производството е залегнал принципът на недопроизводството на електрическа енергия, която не е произведена, за сметка на отнета пара за производството на топлинна енергия в бойлерните установки на блокове 5 и 6 чрез т. н. коефициент на редукция. Този дял на разходите участва в ценообразуването като разходи за производство на топлинна енергия. Към разходите за производство се прибавят и разходите по преноса на цех Топлоснабдяване (ТС). Разходите за пренос включват административни разходи, разпределени пропорционално на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности - електропроизводство и производство и пренос на топлоенергия.

Разходите за производство на топлинна енергия са в размер на 295 хил. лв. и съставляват около 4% от общите разходи за производство и пренос на топлинна енергия.

Разходите за пренос по същество представляват разходите на цех „Топлоснабдяване“. Прогнозата е на стойност 6 298 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2024 г., с изключение на ремонтните разходи. Завишението с 30 хил.лв. на ремонтните разходи е в следствие на различен обем на ремонтните дейности предвидени за изпълнение през новия регулаторен период.

- **Разходи за амортизации** са разчетени на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и са записани в баланса на дружеството към 31.12.2023 г. Във

връзка с безвъзмездно предоставени сгради и съоръжения на „АЕЦ Козлодуй – Нови мощности“ ЕАД, активите са намалени спрямо отчета с 68 хил. лв.

- **Ремонтни разходи**. Завишението с 30 хил. лв. на ремонтните разходи е в следствие на различен обем на ремонтните дейности предвидени за изпълнение през новия регулаторен период.

Другите разходи се формират от разпределени разходи на база коефициент, от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи на дружеството, отнесен към общите разходи.

Дружеството е посочило, че в съответствие с чл. 37 от ЗЕ, спазвайки ЗСч, Международните стандарти за финансово отчитане, Счетоводната политика на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и ЕССО, приета от Комисията, в дружеството е организирана отделна отчетност. Всички разходи за производство на топлоенергия се отнасят в счетоводна сметка 611/21 – „Разходи за производство на топлоенергия“, а разходите за пренос чрез счетоводна сметка 611/2 – „Разходи за пренос на топлоенергия“ и включват натрупаните разходи на цех ТС, ангажирани с тази дейност.

Преките счетоводни разходи за производство и пренос на топлинна енергия, отчетени за 2024 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 501 хил. лв.

На основание чл. 21 от НРЦТЕ от разходите за пренос на топлинна енергия са приспаднати приходите от присъединяване на клиенти към мрежата и от услуги по директно възлагане от клиенти на стойност 33 хил. лв.

Разпределени разходи - в отчета за 2024 г. относно пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 2 017 хил. лв., както следва:

Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2024 г., персоналът, зает в цех ТС за първо полугодие, е 70 души и коефициентът на разпределение е 0,0254 (разчетен на база численост на персонала 2 756 бр.) и за второ полугодие е 70 души – с коефициент 0,0264 (разчетен на база численост на персонала 2 656 бр.).

Разпределените социални разходи за „Топлоснабдяване“ за 2024 г. са на стойност 1 442 хил. лв.

В перо „Други разходи“, освен преките разходи, се отнасят още разпределени разходи на общопроизводствени звена, разпределени чрез коефициенти, отчитащи относителния дял на съответния критерий (численост на персонала, балансова стойност на дълготрайните активи).

Общо производствените разходи се разпределят на база на коефициент, формиран от балансовата стойност на активите на обектите (ТС), спрямо стойността на всички активи за всички обекти. Коефициентите се определят на шестмесечие и за 2024 г. са:

- от януари до юни – обща балансова стойност на активите на обектите е 1 681 930 хил. лв. на ТС – 8 216 хил. лв. Общо производствените разходи през разглеждания период са на стойност – 54 843 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,004885. Общо производствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 268 хил. лв.

- от юли до декември – обща балансова стойност на активите на обектите е 1 672 259 хил. лв., на ТС – 7 982 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,0047735. Общо производствените разходи за периода са на стойност 64 428 хил. лв. Общо производствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 307 хил. лв.

Административните разходи се разпределят между електрическата и топлинната енергия на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности - електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия и за 2024 г. са в размер на 346 хил. лв. Дружеството е посочило, че за целите на ценообразуването спазвайки т. 19 от Указания-НВ, разходите са намалени със 186 хил. лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. са на стойност 6 594 хил. лв. Възвращаемостта на капитала е в размер на 65 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 6 658 хил. лв.

Регулаторната база на активите към 31.12.2024 г. е в размер на 11 531 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2024 г. пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 13 370 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 2 486 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 648 хил. лв. За целите на ценообразуването оборотният капитал е разчетен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не са включени разходи за амортизации, в съответствие с т. 32.5 от Указанията.

Нормата на възвръщаемост е изчислена в размер на 0,56%, съгласно Указания-НВ. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е 0,5% и е равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период. Дял на привлечения капитал − 0%. Към 31.12.2024 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД няма задължения по сключени договори за заем. Данъчната ставка е в размер на 10%, съгласно ЗКПО.

В справка № 4 са обобщени основните натурални показатели при производството и реализацията на топлинна енергия за новия регулаторен период. Прогнозното производство възлиза на 180 000 MWh, а размерът на собствените нужди – 68 911 MWh (38,28% от производството). С оглед съществото влияние върху отчетните и прогнозни данни, което оказват климатичните фактори, резултантните данни за потребление и съответно производство може да се отклоняват значително от плана. Предвид поредицата топли зими, последната е студена, с най-ниски температури през месец ноември за последните 20 години. Актуализираните прогнозни данни за настоящия регулаторен период са с отчитане на прогнозите за климатични промени в световен мащаб. Прогнозният ръст в производството спрямо отчета за базовата 2024 г. е вследствие очаквано нарастване на броя и потреблението на битови и небитови клиенти в града и на площадката, с отчитане на намаляването на технологичните загуби от пренос вследствие реновиране на изолационната обвивка на трасетата. С оглед ниските температури през изминалата зима, прогнозите и за следващия есенно-зимен период са за ниски температури.

Предстои въвеждане в експлоатация на офис на територията на централата (сграда „Заводски строежи“), реално потребление от новоприсъединени стопански обекти на площадката, основно на ДП РАО – подвързано Хранилище за нерадиоактивни отпадъци (площадка „Радиана“), нови стопански потребители - обекти на други юридически лица, пуснати в експлоатация обекти за столово хранене, както и по-дълъг отоплителен сезон, наблюдаващ се през последните години. Предвид очаквано отпадане на регулираната цена на електроенергията и прогнози за покачване на цената за битовия потребител се предполага увеличаване на потреблението на парно отопление и топла вода за присъединените крайни клиенти.

В Справка № 5 е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, както и сравнение с отчетните данни за 2024 г. и с прогнозите за текущия регулаторен период. Сумарното прогнозно количество реализирана топлоенергия в периода юли 2025 – юни 2026 г. се базира на прогноза за ръст в потреблението спрямо отчета за базовата 2024 г., с отчитане на данните за петгодишен период назад, като се предвижда ръст в броя и потреблението на битови и небитови клиенти в града, предвид гореизложените съображения.

В Справка № 8 е представена информация за топлинна мощност, работни часове и произведена топлоенергия на бойлерните установки на 5 и 6 ЕБ, както и е представена помесечна прогноза за производството и реализацията на топлинна енергия от енергоблокове 5 и 6 на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД.

Образуване на цената:

Предвид анализа на ценообразуващите елементи в заявлението за „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД следва да се утвърди цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, образувана при прилагане на индивидуалната методика, съгласно чл. 14, ал. 4 от НРЦТЕ.

Не са извършвани корекции на предложените от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД ценообразуващи елементи за следващия ценови период.

Въз основа на гореизложеното е определена следната цена на енергия:

„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	75,22

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи 6 658 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 594 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 533 хил. лв. и променливи –61 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 11 531 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 0,56%;
- Количества топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 289 MWh.

14. „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-68-2 от 01.04.2025 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация.

„Когрийн“ ООД е предложило за утвърждаване от Комисията, считано от 01.07.2025 г. следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 313,87 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 84,51 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Когрийн“ ООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	354,32	354,32	379,36	313,87	-17,26
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	125,54	125,54	131,05	84,51	-35,51

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природния газ – 923 лв./knm^3, (без акциз и ДДС).

С писмо с изх. № Е-14-68-2 от 04.04.2025 г. от дружеството е изискана допълнителна информация, както следва: заявление за утвърждаване на цени, попълнено по утвърдения от

КЕВР образец; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението.

С писмо с вх. № Е-14-68-2 от 22.04.2025 г. дружеството е представило в КЕВР изисканата по-горе информация.

„Когрийн“ ООД е представило следната обосновка:

Производствената програма на когенерационната инсталация е подчинена на програмата на оранжерийните предприятия на площадката. „Когрийн“ ООД планира през новия ценови период:

- Производство на електрическа енергия – 32 836 MWh;
- Електрическа енергия за собствени нужди – 3 608 MWh;
- Електрическа енергия за продажба – 29 228 MWh;
- Отпусната топлинна енергия – 34 800 MWh;
- Топлинна енергия за продажба – 34 300 MWh.

Инвестиционна и ремонтна програма – дружеството не предвижда значителни инвестиционни разходи. В ремонтната програма се планира текущо поддържане и основен ремонт на когенерационната мощност, съгласно експлоатационните инструкции на доставчика, в зависимост от натрупаните работни часове на инсталацията. Дружеството е посочило, че основните ремонтни операции ще се извършват от специализирана фирма на доставчика на основното оборудване, при спазване на изискванията за извършване на абонаментно поддържане.

Условно-постоянни разходи – дружеството е посочило в представената обяснителна записка, че отчетната стойност на дълготрайните материални активи към 31.12.2024 г. е 4 489 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. От представената Справка на дълготрайните активи се установява, че отчетната им стойност към 31.12.2024 г. е 4 014 хил. лв.

Дружеството е посочило, че прилага линеен метод на амортизация и разходите за амортизации са изчислени с годишната амортизационна норма за 15 г.

Размерът на оборотния капитал е изчислен в съответствие на Указания-НВ.

Разходите за материали отразяват стойността на очакваните разходи за материали, като масло за доливане и смяна, етилен гликол, леватит и др. химикали за омекотителната инсталация и др.

Разходите за външни услуги включват: задължителните застраховки на оборудване и работна сила, абонаментно поддържане на прибори и инсталации, разходи за охрана и други услуги.

Разходите за ремонт се формират основно от договора за сервизно и текущо поддържане на агрегатите от специализирана фирма за ремонт на когенератори от този тип.

Разходите за заплати и осигуровки съответстват на одобрения щат на дружеството.

В „Други разходи“ са отнесени обичайни разходи за функциониране на предприятието.

Променливи разходи – над 80% от променливите разходи са разходите за гориво. Разходите за гориво дружеството е оценило при цена на природния газ от 923,00 лв./knm^3, като са отчетени: разходните норми при номинални режими на работа по инструкции на завода-производител и минимални толеранси, работа на агрегатите при намален товар, често спиране и пускане при ниски товари на оранжерийните комплекси, температурните условия.

Възвръщаемост на капитала – нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 7% и среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал 7,51%, съгласно кредитните договори.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6,66 MW.

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвзет/Недовзет приход от природен газ“, формираща условно-постоянните разходи, не се признава като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

3. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е коригирана спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

- Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството;
- Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 69,96 лв./MWh;
- Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа: 1,06 + 6,46 = 7,52 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 77,48 лв./MWh.

„Когрийн“ ООД е представило становище с вх. № Е-14-68-3 от 12.06.2025 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

Изразява несъгласие с направената корекция по отношение на **„Надвзет/недовзет приход от природен газ“.** Посочва, че съгласно Доклада „ Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвзет/недовзет приход от природен газ“, формираща условно постоянните разходи, не се признава като ценообразуващ елемент.“

Според дружеството надвзет/недовзет приход е необходимо да се прилага като корекция на цената за бъдещ период, отразяващ промени в предходния, които не са били предвидени в действащото решение на КЕВР. В случая е недовзет приход, но има и хипотеза в обратната посока и съответно с него цената ще бъде коригирана надолу. Очакванията на дружеството са, че КЕВР ще възприеме така изразеното становище и ще завиши определената цена на електрическата енергия с 12 лв./ MWh.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението срещу направената корекция по отношение на „Надвзет/недовзет приход от природен газ“ не се приема.

Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвзет/Недовзет приход от природен газ“, формираща условно-постоянните разходи, не се признава като ценообразуващ елемент.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Когрийн“ ООД за следващия ценови период са следните:

„Когрийн“ ООД			
1. Справка № 1 – „Разходи“	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Надвзет/недовзет приход от природен газ, хил. лв.	744	0	-100%
2. Справка № 2 – „РБА“			
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените	2 556	1 101	-56,92%

годишни парични разходи, хил.лв.			

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Когрийн“ ООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	271,88
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	51,01
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	67,79

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 10 272 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 9 395 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 731 хил. лв. и променливи – 7 664 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 11 658 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,52%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 29 228 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh.

15. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-81-1 от 01.04.2025 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис.

„Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2025 г. преференциална цена на електрическа енергия – 393,21 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ цена на електрическата енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	382,21	382,21	403,16	393,21	-2,47

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 850 лв./knm^3, в т. ч.: -

цена на природния газ – 752,43 лв./knm^3, цена за пренос – 7,97 лв./knm^3, цена за капацитет – 89,60 лв./knm^3, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на **ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“** е представило следната **обосновка**:

1. **Производствена програма** – работата на КГ1 и КГ2 през новия ценови период е съобразена с прогнозните нужди от топлинна енергия в Оранжериен комплекс „200 дка“. Производствената програма е както следва: прогнозни количества електрическа енергия - бруто (21 091 MWh), електрическа енергия за собствено потребление (1 050 MWh) и нетна електрическа енергия (20 041 MWh).

2. **Регулаторна база на активите** – за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2024 г., в размер на 8 675 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2024 г.

3. **Амортизационна програма** – при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ „200 дка“, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

4. **Ремонтна програма** – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателите съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия, за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS от 0 до 59 999 мото-часа на двигателя. Посочва се, че в цената на поддръжката са включени: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 часа, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т. ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 часа и 6 000 часа, оригинални глави на цилиндъра и свещи, междинен ремонт на 30 000 часа, мониторинг на първите 2 000 часа, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не се включват: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свещи, други консумативи, провеждане на инспекции.

5. **Променливите разходи** са както следва: цена на природния газ – 850,00 лв./knm^3, разходи за консумативи – 90 хил. лв., разход за електрическа енергия – 50 хил. лв., разходи за акциз на природен газ – 123 хил. лв. и разходи за външни услуги – 60 хил. лв.

6. **Условно-постоянните разходи** са планирани при работа на двата когенератора и са следните: разходи за амортизации (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на съществуващ газопровод, който се амортизира с АН = 4%) – 784 хил. лв., разходи за ремонт – 880 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен брой на персонала – 14 души) – 550 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 130 хил. лв., разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 1 756 хил. лв., разходи за природен газ – 4 646 хил. лв. и разходи за акциз – 123 хил. лв.

7. **Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала** – при определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на т. 34.1 от раздел III, глава втора на Указания-НВ, съгласно която дружества с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство. При собствен капитал в размер на 3 238 хил. лв. и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7%, както и привлечен капитал в размер на 2 400 хил. лв. при среднопретеглена норма на привлечения капитал в размер на 4,45%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,36%.

В допълнение към горното, дружеството е посочило, че възнамерява да въведе в експлоатация на нови когенератори с нова инсталирана мощност от 5 MW, за високоефективно производство на електрическа и топлинна енергия от природен газ за обект „Оранжерия 200 дка“.

Дружеството е посочило, че осъществява дейността си в два производствени обекта, като в ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ и ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ произвежда топлинна енергия за подсигуряване на производството на I-ви и II-ри стопански двор. Производственият обект в I-ви стопански двор „Оранжерия 200 дка“, находяща се в землището на с. Братаница, обл. Пазарджик на площ 321 000 кв. м. представлява: отопляеми оранжерии холандски тип – 204 дка; административна сграда, складове, котелни и други обслужващи сгради. Производствен комплекс II-ри стопански двор „Оранжерия 500 дка“ е разположен в землищата на с. Звъничево и с. Мокрище, обл. Пазарджик на площ от 775 116 кв. м. и се състои от: 4 оранжерийни блока с площ от 120 дка - отопляема /остъклена/ площ; 4 оранжерийни блока с площ от 104 дка – неотопляема /остъклена/ площ; 2 дка отопляема оранжерийна площ за производство на биоагенти; 164 дка свободни площи (с премахната оранжерийна конструкция) и административна сграда, складове, котелни и други обслужващи сгради.

„Оранжерии Гимел“ АД е заявило че двата производствени обекта са разположени на 6,5 км. разстояние един от друг, като дружеството притежава собствен газопровод от АГРС гр. Септември, който захранва двата оранжерийни комплекса, и който е с обща дължина от 12 800 метра. Дружеството заявява, че оранжерийният комплекс работи целогодишно включително и зимните месеци. По този начин произведената топлинна енергия се усвоява 12 месеца в годината. През есента, зимата и пролетта се използва за отопление, през летните месеци за гонене на роса и при необходимост затопляне в студени нощи.

„Оранжерии Гимел“ АД е посочило, че е най-големият производител на биологични оранжерийни продукти в Източна Европа, като 90% от произведената продукция се експортира за западните пазари на първокласни търговски вериги, а останалата продукция се продава на българския пазар. Обърнато е внимание, че през зимните месеци дейността в оранжериите е ограничена, поради ниските температури и покачените разходи за природен газ, като със съществуващата инсталирана мощност от 4,9 MW дружеството не може да отоплява съществуващите 200 дка оранжерии. Посочено е, че предвид спецификата на оранжерийната дейност и зависимостта на топлинните товари изцяло от климатичните условия, изисква ежедневно прогнозиране на необходимите количества природен газ, както и ежедневна корекция и заявка на необходимите капацитети. В допълнение, дружеството е посочило, че в случаи на по-студено време се налага да се включват допълнителни мощности – котли на природен газ.

„Оранжерии Гимел“ АД е заявило, че към момента в ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ инсталираните мощности за производство на високоефективна комбинирана електрическа енергия са както следва:

1. Въведен в експлоатация през м. декември, 2012 г. – газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS-N. LC с номинална електрическа мощност от 2,679 MW и номинална топлинна мощност от 2,558 MW, както и изграждане на всички съпътстващи съоръжения, площадкови мрежи и сгради за неговото максимално ефективно функциониране.

Основните технически характеристики на двигателя са:

- Електрическа мощност: 1 x 2 679 kW;
- Топлинна мощност: 1 x 2 574 kW;
- Температурно ниво: 700^{o}-900^{o}C;
- Честота: 50 Hz;
- Напрежение на тока: 6,3 kV;
- Емисии: NO_x < 500 mg/Nm^3; CO < 300 mg/Nm^3.

2. Въведен в експлоатация през м. октомври, 2013 г. – газобутален двигател Jenbacher JMS 616 GS-NL с номинална електрическа мощност от 2,192 MW и номинална топлинна мощност от 2,211 MW, както и изграждане на всички съпътстващи съоръжения и площадкови мрежи за неговото максимално ефективно функциониране.

Основните технически характеристики на двигателя са:

- Електрическа мощност: 1 x 2192 kW;
- Топлинна мощност: 1 x 2211 kW;

- Температурно ниво: 700-900^{o}C;
- Честота: 50 Hz;
- Напрежение на тока: 6,3 kV;
- Емисии: N_{ox} < 250 mg/Nm^3 (5% O_2).

Дружеството е посочило, че съществува необходимост от замяна на топлинни мощности, инсталирани и предназначени за отопление на оранжерийни блокове, с алтернативни комбинирани мощности за производство на топлинна и електрическа енергия. Към настоящия момент за отопление на оранжерийните блокове са инсталирани и котли, както следва: за 200 дка – 2 котела, с разход на природен газ 500 m^3/час или 5,275 MW или общо 10,55 MW;

Според дружеството извеждането от експлоатация на инсталираните топлинни мощности – котли и замяната им с газобутални двигатели, произвеждащи електрическа и топлинна енергия, ще се отрази благоприятно, както на финансовото състояние на дружеството, така и на общото състояние на електроенергийната система, а именно:

1. Стриктното спазване на определени температури за растежа и развитието на растенията е съпроводено с необходимия режим на натоварване на газовия двигател. Водещият продукт на производството е топлинната енергия. Производството на електрическа енергия е пряка функция от необходимата топлинна енергия за отопление. При изменящи се външни температури в рамките на денонощието и необходимостта от постоянна температура за оранжерийните блокове, дружеството планира да монтира топлинен акумулатор. С негова помощ ще се изравни профилът на електрическата енергия в рамките на денонощието и ще се натовари електрическата система равномерно и прогнозируемо.
2. Цялото количество произведена електрическа енергия ще бъде от високоефективно комбинирано производство. Реално отделената топлинна енергия е от необходимото охлаждане на двигателя и маслото, което чисто технологично се явява отпадна топлина. Дружеството счита, че от факта, че електрическата енергия е от високоефективно комбинирано производство и сертифицирана от КЕВР следва, че в процеса на производство е постигната икономия на гориво – природен газ, в сравнение с разделното производство на двата продукта. Новите агрегати ще постигат двойно по-голяма икономия на гориво от нормите за сертифициране от КЕВР.
3. При постигане на обща икономия в разходите за гориво и производството на два продукта, част от горивните разходи се покриват от електрическата енергия от ВЕКП. При прогноза за нарастване на цената на електрическата енергия на свободния пазар се постига известно намаление на разходите за отопление на оранжерийните блокове, а оттам и постигане на по-конкурентна цена на оранжерийното производство. Това е особено важно за постигане на по-добри цени на местния пазар и на европейския такъв, където продукцията на дружеството е в конкуренция с подобна от страни, в които не е необходимо отопление на блоковете.

С оглед горното, дружеството е посочило, че възнамерява да извърши инвестиционни разходи за закупуване, инсталиране и въвеждане в експлоатация на когенератори за високоефективно производство на електрическа и топлинна енергия от природен газ като за обект „Оранжерии 200 дка“ инсталираната мощност за производство на високоефективна електрическа енергия се увеличава с 5 MW. Паралелно с въвеждането на когенераторите дружеството ще изведе от експлоатация съществуващите към момента котли.

Дружеството заявява, че основната цел е необходимостта от изграждане на заместваща топлинна мощност, която да гарантира сигурността и непрекъснатостта на доставката на топлинна енергия за нуждите на оранжерийния комплекс, като изграждането на когенерационна инсталация като заместваща мощност на инсталация за производство на топлинна енергия, ще доведе до увеличаване на инсталираната електрическа мощност. В тази връзка заместването на амортизираните котли, произвеждащи топлинна енергия, с модерна,

по-ефективна и значително по-екологична когенерационна инсталация, произвеждаща топлинна и електрическа енергия, ще доведе до увеличение на инсталираната електрическа мощност, което ще доведе до увеличаване на ефективността на работата на централата и до увеличение на коефициента за икономия на горивото делта F.

Дружеството е изчислило, че необходимите инвестиционни разходи са с общ прогнозен размер от **9 295 000 лв., с ДДС**, а именно:

1. Закупуване на 2 броя газобутални двигатели с обща инсталирана мощност 5 MW с прогнозна стойност – 3 000 000 лв.
2. 2 бр. сгради за монтаж на двигателите - прогнозна стойност 150 000 лв.
3. Допълнителни площадки за монтаж на комини, заглушители, топлообменници и друго оборудване - прогнозна стойност 45 000 лв.
4. Помпено стопанство ведно с оборудване (помпи, топлообменници, тръбни връзки, кранове, филтри, колектори и др.) и сграда - прогнозна стойност 1 150 000;
5. Автоматизация и автоматично управление на системата ведно с необходимото оборудване - прогнозна стойност 650 000 лв.
6. Резервоари за топла вода - прогнозна стойност 2 000 000 лв.
7. КРУ и сграда за тях – прогнозна стойност 300 000 лв.
8. Трансформатори – прогнозна стойност 400 000 лв.
9. БКТГТ – прогнозна стойност 300 000 лв.
10. Кабелно трасе – прогнозна стойност 600 000 лв.
11. Подстанция – прогнозна стойност 700 000 лв.

Дружеството притежава централа за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ТЕЦ 200 дка) с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.

<u>Образуване на цената</u>:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е променена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

- Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството;
- Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 69,04 лв./MWh;
- Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,05 + 3,39 = 4,44 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 73,48 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“			
Справка № 2 – „РБА“	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил.лв.	1 100	986	-10,36%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	373,17
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	152,30

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 9 214 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 670 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 100 хил. лв. и променливи – 4 570 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 8 561 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,36%;
    - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 041 MWh.

16. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2025 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис.

„Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2025 г. преференциална цена на електрическа енергия – 410,03 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	383,36	383,36	404,72	410,03	1,31

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 850,00 лв./knm^3, в т. ч.: цена за пренос – 7,97 лв./knm^3, цена за капацитет – 89,60 лв./knm^3, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/nm^3.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на **ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“** е представило следната **обосновка**:

Производствена програма: Производствената програма на ко-генерационна ТЕЦ 500 дка с два газобутални двигателя Jenbacher JMS 620 GS - NL и Jenbacher JMS 320 GS-NL /КГ1 - етап I и КГ2 - етап II/ е разработена при следните изходни параметри:

- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ1 3,044 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ1 - 3,035 MW
- номинална инсталирана електрическа мощност на КГ2 0,900 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност на КГ2 - 0,972 MW, като натовареността на двата двигателя в централата през новия ценови период е прогнозирана на база предвижданата производствена програма на дружеството и климатичните условия в района.

Регулаторна база на активите – за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2024 г., в размер на 5 953 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2024 г.

Амортизационна програма – при изчисляване на годишните разходи за амортизация дружеството е приело среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При изчисляване на регулаторната база на активите за стойност на активите е взета отчетната стойност на активите на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, като единствено съществуващият газопровод, изграден преди реализирането на ТЕЦ 500 дка, е с прогнозна амортизационна норма от 4%.

Ремонтна програма – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя, съгласно сключени договори с фирма Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия за ремонт, превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 620 от 0 до 59 999 моточаса на двигателя.

В цената на поддръжката влиза: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 часа; текуща поддръжка (извън гаранцията), в т.ч.: разходи за труд; разходи за пътуване; разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2000 и 6000 часа; оригинални глави на цилиндъра и свещи; междинен ремонт на 30 000 часа; мониторинг на първите 2 000 часа; наблюдение от разстояние; обучение на персонала.

В цената на поддръжката не влиза: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото; поддръжка и смяна на свещи; др. консумативи; провеждане на инспекции.

Променливи разходи - променливите разходи за работа на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ през този ценови период, са изчислени при прогнозна обща цена за 1000 knm^3 природен газ 850,00 лв./knm^3 (без ДДС), в т.ч.: цена на природен газ в размер на 752,43 лв./knm^3 (без ДДС); цена за пренос в размер на 7,97 лв./knm^3 (без ДЦС) и цена за капацитет в размер на 89,60 лв./knm^3 (без ДДС).

Спецификата на оранжерийната дейност и зависимостта на топлинните товари изцяло от климатичните условия, изисква ежедневно прогнозиране на необходимите количества природен газ, както и ежедневна корекция и заявка на необходимите капацитети.

Също така, заявките за капацитет на консумацията на ко-генерационната инсталация не могат да бъдат отделени от заявките за капацитет на допълващите мощности - котлите. Поради това цената на природния газ на дружеството е обща и зависи от дневните прогнози за времето и необходимите количества газ.

Предвидените разходи са следните: разход за консумативи в размер на 45 хил. лв.; разход за вода в размер на 5 хил. лв.; разход за електроенергия в размер на 65 хил. лв.; разходи за външни услуги в размер на 35 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ в размер на 94 хил. лв.

Условно-постоянни разходи – през следващия ценови период от дейността на когенерационната инсталация са заложени следните прогнозни условно - постоянни разходи при работа на ко-генератора: разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на стар газопровод, който се амортизира с АН=4%) 571 хил. лв.; разходи за ремонт в размер на 880 хил. лв.; разходи за заплати в размер на 600 хил. лв.; разходи за социални осигуровки в размер на 180 хил. лв.; разходи, пряко свързани

с регулираната дейност в размер на 1 246 хил. лв. и разходи за природен газ в размер на 3 554 хил. лв.

Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

При определяне на капиталовата структура дружеството се позовава на т. 34.1. от Раздел III, „Норма на възвръщаемост на капитала", глава втора от Указания-НВ, според която дружества, с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство.

Дружеството е посочило, че при така зададените изходни параметри, съгласно Справка № 3 Нормата на възвръщаемост към 31.12.2024 г. е в размер на 6,36%.

В допълнение към горното дружеството е посочило, че възнамерява да въведе в експлоатация нови когенератори с нова инсталирана мощност от 10 MW, за високоефективно производство на електрическа и топлинна енергия от природен газ за обект „Оранжерия 500 дка".

Дружеството е посочило, че осъществява дейността си в два производствени обекта, като в ТЕЦ „Оранжерия 200 дка" и ТЕЦ „Оранжерия 500 дка" произвежда топлинна енергия за подсигуряване на производството на I ви и II-ри стопански двор. Производственият обект в I-ви стопански двор „Оранжерия 200 дка", находяща се в землището на с. Братаница, обл. Пазарджик, на площ 321 000 кв. м., представлява: отопляеми оранжерии холандски тип - 204 дка; административна сграда, складове, котелни и други обслужващи сгради. Производствен комплекс II-ри стопански двор „Оранжерия 500 дка" е разположен в землищата на с. Звъничево и с. Мокрище, обл. Пазарджик на площ от 775 116 кв. м. и се състои от: 4 оранжерийни блока с площ от 120 дка – отопляема /остъклена/ площ; 4 оранжерийни блока с площ от 104 дка – неотопляема /остъклена/ площ; 2 дка отопляема оранжерийна площ за производство на биоагенти; 164 дка свободни площи (с премахната оранжерийна конструкция) и административна сграда, складове, котелни и други обслужващи сгради.

„Оранжерии Гимел" АД е заявило, че двата производствени обекта са разположени на 6,5 км. разстояние един от друг, като дружеството притежава собствен газопровод от АГРС, гр. Септември, който захранва двата оранжерийни комплекса, и който е с обща дължина от 12 800 метра. Дружеството заявява, че оранжерийният комплекс работи целогодишно включително и зимните месеци. По този начин произведената топлинна енергия се усвоява 12 месеца в годината. През есента, зимата и пролетта се използва за отопление, през летните месеци за гонене на роса и при необходимост затопляне в студени нощи.

„Оранжерии Гимел" АД е посочило, че е най-големият производител на биологични оранжерийни продукти в Източна Европа, като 90% от произведената продукция се експортира за западните пазари на първокласни търговски вериги, а останалата продукция се продава на българския пазар.

Обръщат внимание, че през зимните месеци дейността в оранжериите е ограничена, поради ниските температури и покачените разходи за природен газ, като с инсталираната мощност от 4,9 MW дружеството не може да отоплява съществуващите оранжерии.

Посочва се, че предвид спецификата на оранжерийната дейност и зависимостта на топлинните товари изцяло от климатичните условия, се изисква ежедневно прогнозиране на необходимите количества природен газ, както и ежедневна корекция и заявка на необходимите капацитети. В допълнение дружеството е посочило, че в случаи на по-студено време се налага да се включват допълнителни мощности – котли на природен газ.

„Оранжерии Гимел" АД заявява, че към момента в ТЕЦ „Оранжерия 500 дка" инсталираните мощности за производство на високоефективна комбинирана електрическа енергия са както следва:

1. Въведен в експлоатация през м. Декември, 2012 г. на газобутален двигател Jenbacher JMS 620 GS-N. LC с номинална електрическа мощност от 3,044 MW и номинална топлинна

мощност от 3,035 MW, както и изграждане на всички съпътстващи съоръжения, площадкови мрежи и сгради за неговото максимално ефективно функциониране.

Основните технически характеристики на двигателя са:

- Електрическа мощност: 1 x 3 044 kW;
- Топлинна мощност: 1 x 3 035 kW;
- Температурно ниво: 70º-90ºC;
- Честота: 50 Hz;
- Напрежение на тока: 10,5 kV;
- Емисии: $NO_x < 250$ mg/Nm^3, $CO < 650$ mg/Nm^3.

2. Въведен в експлоатация през м. септември 2015 г. на газобутален двигател Jenbacher JMS 320 GS-NL с номинална електрическа мощност от 0,900 MW и номинална топлинна мощност от 0,972 MW, както и изграждане на всички съпътстващи съоръжения и площадкови мрежи за неговото максимално ефективно функциониране - като сграда когенераторно, БКТП, отклонение на изграден газопровод, вентилационна система и система газоизвестяване в ко-генераторно – II-ри етап, дооборудване на помпена станция с необходимите помпи и топлообменници за втори когенератор и връзките между тях, трети топлинен резервоар 1500 куб. м., площадкови и сградни ел. трасета и инсталации, електрически съоръжения и уредби за работата на втори ко-генератор и свързването му с мрежата на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и пр.

Основните технически характеристики на двигателя са:

- Електрическа мощност: 1 x 900 kW;
- Топлинна мощност: 1 x 972 kW;
- Температурно ниво: 70º-90ºC;
- Честота: 50 Hz;
- Напрежение на тока: 0,4 kV;
- Емисии: $N_{ox} < 500$ mg/Nm^3 (5% O_2).

Дружеството е посочило, че съществува необходимост от замяна на топлинни мощности инсталирани и предназначени за отопление на оранжерийни блокове с алтернативни комбинирани мощности за производство на топлинна и електрическа енергия. Към настоящия момент за отопление на оранжерийните блокове са инсталирани и котли, както следва: за 500 дка – 3 котела, с разход на природен газ 450 m^3/час или 4,475 MW или общо 14,2425 MW;

Предвид горното, дружеството е заявило, че извеждането от експлоатация на инсталираните топлинни мощности – котли и замяната им с газобутални двигатели, произвеждащи електрическа и топлинна енергия, ще се отрази благоприятно, както на финансовото състояние на дружеството, така и на общото състояние на електроенергийната система, а именно:

1. Стриктното спазване на определени температури за растежа и развитието на растенията е съпроводено с необходимия режим на натоварване на газовия двигател. Водещият продукт на производството е топлинната енергия. Производството на електрическа енергия е пряка функция от необходимата топлинна енергия за отопление. При изменящи се външни температури в рамките на денонощието и необходимостта от постоянна температура за оранжерийните блокове, дружеството планира да монтира топлинен акумулатор. С негова помощ ще се изравни профилът на електрическата енергия в рамките на денонощието и ще се натовари електрическата система равномерно и прогнозируемо.

2. Цялото количество произведена електрическа енергия ще бъде от високоефективно комбинирано производство. Реално отделената топлинна енергия е от необходимото охлаждане на двигателя и маслото, което чисто технологично се явява отпадна топлина. От самия факт, че електрическата енергия е от високоефективно комбинирано производство и сертифицирана от КЕВР следва, че в процеса на производство е постигната икономия на гориво - природен газ, в сравнение с разделното производство на двата продукта. Новите агрегати ще постигат двойно по-голяма икономия на гориво от нормите за сертифициране от КЕВР.

3. При постигане на обща икономия в разходите за гориво и производството на два продукта, част горивните разходи се покриват от електрическата енергия от ВЕКП. При прогноза за нарастване на цената на електрическата енергия на свободния пазар се постига известно намаление на разходите за отопление на оранжерийните блокове, а оттам и постигане на по-конкурентна цена на оранжерийното производство. Това е особено важно за постигане на по-добри цени на местния пазар и на европейския такъв, където продукцията на дружеството е в конкуренция с подобна от страни, в които не е необходимо отопление на блоковете.

С оглед горното дружеството е посочило, че възнамерява да извърши инвестиционни разходи за закупуване, инсталиране и въвеждане в експлоатация на когенератори за високоефективно производство на електрическа и топлинна енергия от природен газ като за обект „Оранжерии 500 дка“ инсталираната мощност за производство на високоефективна електрическа енергия се увеличава с 10 MW. Паралелно с въвеждането на когенераторите дружеството ще изведе от експлоатация съществуващите към момента котли.

Дружеството е заявило, че основната цел е необходимостта от изграждане на заместваща топлинна мощност, която да гарантира сигурността и непрекъснатостта на доставката на топлинна енергия за нуждите на оранжерийния комплекс, като изграждането на когенерационна инсталация като заместваща мощност на инсталация за производство на топлинна енергия, ще доведе до увеличаване на инсталираната електрическа мощност. В тази връзка заместването на амортизираните котли, произвеждащи топлинна енергия, с модерна, по-ефективна и значително по-екологична когенерационна инсталация, произвеждаща топлинна и електрическа енергия, ще доведе до увеличение на инсталираната електрическа мощност; завишаването на инсталираната електрическа мощност ще доведе до увеличаване на ефективността на работата на централата и до увеличение на коефициента за икономия на горивото делта F.

Дружеството е изчислило, че необходимите инвестиционни разходи са с общ прогнозен размер от **14 685 000 лв., с ДДС**, а именно:

1. Закупуване на 3 броя газобутални двигатели с обща инсталирана мощност 5 MWh. Прогнозна стойност – 4 500 000 лв.
2. 3 бр. сгради за монтаж на двигателите - прогнозна стойност 225 000 лв.
3. Допълнителни площадки за монтаж на комини, заглушители, топлообменници и друго оборудване - прогнозна стойност 60 000 лв.
4. Помпено стопанство ведно с оборудване (помпи, топлообменници, тръбни връзки, кранове, филтри, колектори и др.) и сграда - прогнозна стойност 1 750 000;
5. Автоматизация и автоматично управление на системата ведно с необходимото оборудване – прогнозна стойност 850 000 лв.
6. Резервоари за топла вода - прогнозна стойност 4 000 000 лв.
7. КРУ и сграда за тях - прогнозна стойност 600 000 лв.
8. Трансформатори - прогнозна стойност 800 000 лв.
9. БКТП - прогнозна стойност 600 000 лв.
10. Кабелно трасе - прогнозна стойност 600 000 лв.
11. Подстанция - прогнозна стойност 700 000 лв.

Дружеството притежава централа за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ТЕЦ 500 дка) с обща инсталирана електрическа мощност 3,944 MW.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е коригирана спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

- Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството;

- Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 69,13 лв./MWh;

- Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,05 + 3,38 = 4,43 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 73,56 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“			
Справка № 2 – „РБА“	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил.лв.	851	799	-6,11%

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	389,88
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	169,01

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 7 341 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 966 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 477 хил. лв. и променливи – 3 489 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 5 901 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,36%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 072 MWh.

17. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2025 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2025 г. преференциална цена на електрическа енергия – 482,86 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 850,00 лв./knm^3, в т. ч.:

- цена на природния газ – 752,43 лв./knm^3;

- цена за пренос – 7,97 лв./knm^3;

- цена за капацитет – 89,60 лв./knm^3.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД цена на електрическата енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията, изменени с Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	447,16	447,16	473,76	482,86	+1,92

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 850,00 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД е представило обосновка, както следва:

Производствената програма е разработена при параметрите на инсталацията с инсталирана електрическа мощност 3,044 MW и топлинна мощност 3,035 MW.

Представена е производствена програма за новия регулаторен период с прогнозни количества електрическа енергия - бруто (7 530,54 MWh), собствено потребление (382,40 MWh) и нетна електрическа енергия (7 147,14 MWh).

Инвестиционна програма – отчетната стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите, е в размер на 6 704 хил. лв., в т. ч.: 239 хил. лв. – сгради; 507 хил. лв. – представляващи 1/3 от стойността на земята на оранжерийния комплекс, върху която са изградени сгради, съоръжения, инсталации и площадкови мрежи и др.; 5 958 хил. лв., съоръжения, машини и оборудване, в т. ч. част от съществуващи газопроводи, собственост на дружеството.

Включените към дълготрайните материални активи на ко-генерационната инсталация части от съществуващи газопроводи счетоводно са напълно амортизирани през м. април 2016 г. и са заведени като задбалансови активи. Разходи за амортизация за новия ценови период на тези активи не са предвидени.

При изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години.

Ремонтна програма – разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя и съгласно условията на договор за поддръжка – превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 620 GS N.L. от 0 до 59 999 моточаса на двигателя, а именно: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 часа; текуща поддръжка (извън гаранцията), в т.ч.: разходи за труд и разходи за пътуване; разходи за материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2 000 и 6 000 часа; оригинални глави на цилиндъра и свещи; междинен ремонт на 30 000 часа; мониторинг на първите 2 000 часа; наблюдение от разстояние; обучение на персонала.

В цената на поддръжката не влиза: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото; поддръжка и смяна на свещи; др. консумативи и провеждане на инспекции.

Променливи разходи за работа на ко-генерационната инсталация са изчислени при следните изходни параметри: начална дата на работа на когенератора – 01/07/2024 - цена за 1000 knm^3 природен газ – 800 лв./knm^3.

Променливите разходи за първата прогнозна година, са както следва:

- разход на природен газ – 1 717 хил. лв.;
- разход за закупена енергия – 40 хил. лв.;
- разход за консумативи – 40 хил. лв.;
- разход за външни услуги – 75 хил. лв.;
- разходи за акциз на природен газ – 46 хил. лв.

Условно-постоянни разходи – разходи за амортизация – 413 хил. лв.; разходи за ремонт – 540 хил. лв.; разходи за заплати – 630 хил. лв.; разходи за социални осигуровки – 120 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 682 хил. лв.

Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала – при определяне на капиталовата структура дружеството е приложило т. 34.1. от Указания-НВ. Посочва се, че през м. май 2014 г. дружеството е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към „Първа инвестиционна банка“ АД /„МКБ Юнионбанк“ АД/ от „Уникредит Булбанк“ АД, ведно с извършените до момента самоучастия по проекта под формата на инвестиционен кредит. На 27.09.2018 г. е подписан последният Анекс № 14. В резултат структурата за финансиране на ко-генерационната инсталация на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД - ТЕЦ „Оранжерия Левски“ е както следва: договор за инвестиционен кредит №387/09.05.2014 г. на обща стойност 6 649,822 хил. лв., от които 6 138 хил. лв. рефинансиране на инвестиционни плащания по ТЕЦ „Оранжерия Левски“ и собствен капитал в проекта – 2 млн. лева.

При така зададените изходни параметри, съгласно приложена справка **нормата на възвръщаемост е 5,53%** към 31.12.2023 г. и **5,65%** към 31.12.2024 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,044 MW.

<u>Образуване на цената</u>:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е променена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

2.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 72,88 лв./MWh;

2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,07 + 7,26 = 8,33 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 81,21 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД			
Справка № 2 – „РБА“:	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил.лв.	525	489	-6,86%

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	484,39
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	263,52

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 4 525 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 321 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 385 хил. лв. и променливи – 1 936 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 605 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,65% ;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 147 MWh.

18. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2025 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия в размер на 478,14 лв./MWh без ДДС. В тази връзка в таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Инертстрой-Калето“ АД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията, изменени с Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	261,49	261,49	294,58	478,14	+62,31

С писмо с изх. № Е-14-76-1 от 04.04.2025 г. от дружеството е изискана декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към първоначалното заявление и по отношение на допълнително представената информация и документи, подписана от заявителя (декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ), която е представена в КЕВР с писмо с вх. Е-14-76-1 от 12.05.2025 г.

„Инертстрой-Калето“ АД е представило следната обосновка:

По отношение на разходите за природен газ (компресиран), дружеството е заявило, че при средна цена на MWh за следващия ценови период от 84,00 лв./MWh, 1000 m^3 биха стрували с таксите за пренос и капацитет, като и акциз, около 980-990 лв., без ДДС. Надценката, която заплаща дружеството за компресиране и доставка на природен газ до Ко-генератора е 225,00 лв./$м^3$. В тази връзка дружеството е посочило, че общо цената на природния газ ще бъде 1 215,00 лв./$м^3$, без ДДС. За производството на 1 MWh електрическа енергия са нужни 250 $м^3$, т.е. цената на природния газ, която участва във формирането на себестойността на електрическата енергия е 303,75 лв./MWh. За да може дружеството да отоплява оранжерията е нужно да произведе – 19 000 – 19 500 MWh електрическа енергия за ценовия период.

В тази връзка, дружеството е посочило, че горепосочената прогнозна средна цена на природен газ е формирана с оглед на това, че най-голямата консумация е в периода Q4 за 2025 г. и Q1 за 2026 г., тъй като тогава цените на природния газ са високи.

В допълнение, „Инертстрой-Калето“ АД е обърнало внимание, че по отношение на използването на компресиран газ, с решение на КЕВР от 2015 г. на дружеството е разрешено да работи с компресиран газ.

В допълнение, според дружеството останалите ценообразуващи елементи заложени в заявлението, като: разходи за ремонт в размер на 585 хил. лв., разходи за заплати в размер на 220 хил. лв., разходи за осигуровки в размер на 56 хил. лв. и всички разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ в размер на 2 503 хил. лв., са съобразени с индексациите в цените на материалите и услугите, които ползва дружеството от външни фирми.

По отношение на недовзетите приходи, дружеството е посочило, че за периода 2024-2025 г. недовзетият приход е в размер на 2 146 хил. лв., а общо за четирите ценови периода е 9 688 хил. лв., като дружеството е заявило, че не е възможно от оранжерия да се получат приходи за топлината, която ползва, равняващи се на приходите, които получават ТЕЦ-ове от клиенти, ползващи топла вода, пара и т.н. Дружеството е обърнало внимание, че общият оборот на една оранжерия от 30 дка понякога не може да достигне сумата, която би получила ко-генерацията, ако продаваше топлина на битови потребители. В тази връзка, дружеството счита, че това е грешка при определянето на преференциалните цени на електрическа енергия от ко-генерацията. Според дружеството, в резултат на решенията на КЕВР от последните четири ценови периода, „Инертстрой Калето“ АД формира постоянни загуби под формата на недовзет приход, в резултат на задължения по отопление на оранжерията, където законодателят е предвидил друго.

Предвид горното, дружеството е посочило, че няма оранжерия в Р България, която да може да заплати топлинната енергия, която ползва по цените, които определя КЕВР и да издържи финансово.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,358 MW.

<u>Образуване на цената</u>:

1. В справка № 1 „Разходи“ корекциите за недовзет приход, посочени от дружеството, не се признават като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

В справка № 4 „ТИП в производството“ прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е приета като е съобразена с аналогични стойности на доставките на друго дружество от региона на централата, в съответствие със спецификата на доставките и транспортирането на природния газ.

1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 - 2026 г., предоставена от дружеството;

Крайна цена на природен газ – 112,92 лв./MWh.

„Инертстрой-Калето“ АД на откритото заседание и с писмо с вх. № Е-14-76-2 от 12.06.2025 г. е изразило становище относно Доклада и направените корекции, както следва:

„Инертстрой-Калето“ АД счита, че по отношение на дружеството е налице дискриминационен подход, че не е изследвано в детайли защо въпреки загубите, които дружеството инкасира от работата на ко-генерацията предприятието е в добро финансово състояние. В Доклада е описано, че дружеството работи с компресиран газ, което обаче не е предвидено в разходната част.

Дружеството възразява, че отново не се признава недовзетият приход за газ за миналия период, въпреки че всички счетоводни документи са представени.

Дружеството счита, че в искането за определяне на преференциална цена е заложило всички разходи, които влизат в себестойността на произведения продукт, а след това Комисията въвежда нова икономическа категория, а именно „частична себестойност“, в които се залагат разходи по преценка на КЕВР.

Предвид изложеното дружеството възразява срещу:

1. Непризнаването на факта, че използва компресиран газ. В тази връзка посочва, ако се приеме прогнозната цена на природния газ 75,00 лв./MWh, която Комисията е предложила, то за 1000 $м^3$ цената ще е 830 лв./MWh с акциза, докато цената на компресирания газ, доставен в дружеството, е 225,00 лв./MWh или 1055,00 лв./1000$м^3$. Ако се приеме, че дружеството ще реализира 18500 MWh електрическа енергия, то приходът по цена на КЕВР ще бъде 6 215 630.00 лв. минус 5% фонд СЕС = 5 904 848,50 лв. Разходът за природен газ ще е 5 418 480.00 лв. По разчетите на Комисията на дружеството ще му трябват приходи над 9 080 000.00 лв., а приходът ще е 5 904 848.50 лв. Дружеството изтъква, че огромната разлика може да се компенсира само с премията.

2. Непризнаването на недовзетия приход и неотразяването му никъде за компенсация, което автоматично генерира загуба на предприятието.

3. Подхода предприятията, които са добре финансово да бъдат ощетявани драстично от КЕВР, а предприятия които са с лошо управление и генерират загуби да бъдат толерирани. Дружеството твърди, че цената която им е определена е по-ниска от премията на повечето централи.

Дружеството настоява за премия от поне 270-280 лв./MWh, за да може за следващия ценови период да няма недовзет приход за газ. Недовзетият приход от предходния ценови период в размер на 2 146 000.00 лв. очаква да бъде компенсиран с отделно решение.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на прогнозната цена на компресиран природен газ се приема, съгласно заявената от дружеството в размер на 112,92 лв./MWh.

2. Възражението по отношение на непризнаването на недовзетия приход се приема, съгласно заявения от дружеството в размер на 2 146 хил. лв.

3. Възражението по отношение на определения размер на премията се приема. Правилата за ценообразуване при високоефективно комбинирано производство са регламентирани в чл. 24 от НРЦЕЕ и от тях е видно, че разходите за производството винаги се разпределят между производството на електрическа и топлинна енергия и е неправомерно искането на „Инертстрой Калето“ АД да покрие всичките си необходими приходи само от приходите от електрическата енергия, без да взема предвид топлинната енергия, която се използва в оранжерията. Стойността на произвежданата топлинна енергия следва да се включи в себестойността на произвежданата селскостопанска продукция и по този начин дружеството да възстановява разходите си за производството на топлинната енергия.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Инертстрой-Калето“ АД за следващия ценови период са следните:

„Инертстрой-Калето“ АД			
	Предложение	**След корекция**	**Изменение**
1. Справка № 2 – „РБА“			
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил.лв.	1500	1 478	-1,47%

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Инертстрой-Калето“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	478,14
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	257,27

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 13 330 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 12 585 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 912 хил. лв. и променливи – 6 673 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 5 968 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 12,53% ;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 900 MWh.

19. ЧЗП „Румяна Величкова“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-59-1 от 31.03.2025 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2025 г. следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 450,04 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 146,49 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от ЧЗП „Румяна Величкова“ цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена	260,48	260,48	285,45	450,04	57,66

на електрическата енергия					
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	72,13	72,13	87,00	146,49	68,38

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 460 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

С писмо с изх. № Е-14-59-1 от 07.04.2025 г. от дружеството е изискана допълнителна информация и документи, както следва: ценови модел (справки от № 1 до № 9) с отчетна информация за 2024 г. и прогнозна информация за новия ценови период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., на хартиен носител, подписан; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите (Приложение № 4), като във файла с наименование „Prilozhenie-4-2024“ е изискано дружеството да попълни данните за 2023 г. и за 2024 г. и да ги представи на хартиен носител, подписани; справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. (Приложение № 6), като дружеството представи данните за 2023 г. на хартиен носител, подписани; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2024 г., 2023 г. и 2022 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; заверени копия на всички актуални договори за доставка на природен газ за новия ценови период, с всички приложения към тях.

С писмо с вх. № Е-14-59-1 от 14.04.2025 г. дружеството е представило информация и документи, както следва:

По т. 1: Дружеството не е предоставило на хартиен носител ценовия модел (справки от № 1 до № 9) с отчетна информация за 2024 г. и прогнозна информация за новия ценови период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.;

По т. 2: Относно отчетната информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите (Приложение № 4) за 2023 г. и за 2024 г., дружеството е предоставило на хартиен носител данни само за 2023 г.;

По т. 3: Относно справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. и 2023 г., дружеството е предоставило на хартиен носител данни само за 2022 г.

По т. 4: Дружеството е заявило, че произведената топлинна енергия се ползва само за собствено потребление;

По т. 5: Дружеството е представило в КЕВР подписан Договор за доставка на природен газ за битови нужди от 11.04.2025 г., сключен с „Газ Трейдинг 2002“ ЕООД.

ЧЗП „Румяна Величкова“ е представило следната обосновка:

Производствената програма: дружеството е посочило, че отчетът за планираните и изпълнени технико-икономически показатели за 2024 година и за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. е представен в Приложение № 3. Производствената програма на когенератора е подчинена на програмата на оранжерията. През 2024 г., както и през предходната година, оранжерията е работила по схемата на януарско засаждане, с рекултивация, през летните месеци. Поради различни производствени и пазарни причини рекултивация през летните месеци е извършена частично, но оранжерията е отоплявана и комбинираната мощност е работила. През 2024 г. когенераторът е работил 4 922 часа, като е произведена 5 856 MWh, от които нетна електрическа енергия 5 467 MWh и е опусната 5 544 MWh топлинна

енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия, съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

Амортизационни отчисления: през 2024 г. са извършени текущи ремонти по когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за експлоатационен сервиз с фирмата, която сервизно обслужва когенерационната инсталация. Дълготрайните материални активи на когенерационната мощност към 31.12.2024 г. възлизат на 1 471 хил. лв., като адекватно на стойността на ДМА, са калкулирани стойностите на амортизационните отчисления.

Разходите за труд: дружеството е посочило, че се стреми да разходва минимално количество труд за експлоатацията на когенерационната си мощност, но през новия ценови период стойността на положения труд ще се увеличи.

Други разходи: другите разходи включват обичайните разходи за горива за автотранспорт, текущи материали, главно двигателно масло за доливане, смяна на антифриз, данъци, такси, застраховки, пощенски разходи, вода, електро енергия, химикали и външни услуги.

Променливите разходи: повечето от които покриват разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и са значително по-ниски от други подобни инсталации.

През 2024 г. дружеството използва 100% от произведената от комбинирания модул топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,004 MW.

<u>Образуване на цената</u>:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е коригирана спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

- Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството;
- Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 71,17 лв./MWh;
- Пренос – 1,23 лв./MWh;
- Достъп – 2,35 лв./MWh.

Крайна цена на природен газ – 74,76 лв./MWh.

ЧЗП „Румяна Величкова“ на откритото заседание и с писмо с вх. № Е-14-59-2 от 12.06.2025 г. е изразил становище относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Дружеството изразява несъгласие по отношение на определения от КЕВР **коефициент на електрическа ефективност на когенерацията**, в размер на 0,4952. Посочва, че коефициентът на разпределение на горивото в производството трябва да е в размер на 0,4305. В подкрепа на твърдението си, дружеството се позовава на установения в мотивите на Решение № 8270 от 03.07.2024 г. по адм. дело № 3453 от 2024 г. на Върховния административен съд коефициент на разпределение на горивото в производството, по административно дело № 3453 от 2024 г. за сравнима когенерация.

2. Дружеството изразява несъгласие по отношение на **постигнатите цени на електрическата и на топлинната енергия**, след като е извършена корекция на очакваната цена на природния газ. Посочва, че цената на топлинната енергия следва да се редуцира до 88 лв., докато преференциалната цена на електрическата енергия, съответно премията по чл. 33а от ЗЕ, да се увеличи с около 113 лв. Подчертава, че дори и тогава, ЧЗП „Румяна Величкова“ ще бъде несправедливо третирано спрямо други дружества в сектора и отдава това на допусната техническа грешка от страна на Комисията.

3. Дружеството възразява срещу **определената цена на природния газ**. Счита я за нереалистична и настоява като минимум да получи определената цена на „Топлофикация - Враца“ ЕАД и „Инертстрой-Калето“ АД.

4. Дружеството настоява всички 31 когенерации да преминат към плащане на емисии въглероден диоксид на база изразходван природен газ, които да бъдат автоматично дължими във фактурата за природен газ и съответно да бъдат признати от Комисията.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на определения от КЕВР коефициент на електрическа ефективност на когенерацията не се приема.

Коефициентът за разпределение на горивото в производството (Кел.^{КПД}) в размер на 0,4952 е определен от самото дружество. Комисията не е извършвала корекции на отчетения и предложен коефициент за разпределение на горивото в производството. Сравненията с показателите на други производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са неоснователни, доколкото общият подход намира индивидуално проявление с оглед конкретните специфики на всяко предприятие.

2. Възражението на дружеството относно искане на по-висока цена за реализирана електрическа енергия, съответно премията по чл. 33а от ЗЕ, не се приема. Комисията е определила преференциална цена на електрическата енергия от 252,92 лв./MWh и премия по чл. 33а от ЗЕ в размер на 32,05 лв./MWh след извършени корекции на прогнозната цена на природния газ и на необходимия оборотен капитал.

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е коригирана спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

Необходимият оборотен капитал е изчислен като 1/8 от годишните разходи за дейността след приспадане на разходите за амортизации съгласно т. 32.5. от Указания-НВ.

3. Възражението относно определената цена на природен газ и сравнението с цени на други производители не се приема.

В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е коригирана спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

Сравненията с цените на природния газ на другите производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са неоснователни, доколкото общият подход намира индивидуално проявление с оглед спецификите на всяко предприятие и различните количества природен газ, необходими за производството.

Несъпоставимо е сравнението с определените цени на „Инертстрой-Калето“ АД, тъй като въпросното дружество използва компресиран природен газ.

4. Предложението всички 31 когенерации да преминат към плащане на емисии въглероден диоксид на база изразходван природен газ, които да бъдат автоматично дължими във фактурата за природен газ и съответно, да бъдат признати от Комисията, не се приема. Същото е неотносимо към предмета на настоящото административно производство.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на ЧЗП „Румяна Величкова“ за следващия ценови период са следните:

ЧЗП „Румяна Величкова“			
Справка № 2 – „РБА“	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил.лв.	1 523	259	-82,99%

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

ЧЗП „Румяна Величкова“	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	252,92
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	32,05
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	201,81

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 2 623 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 328 хил. лв., от които условно-постоянни – 866 хил. лв. и променливи – 1 462 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1 529 хил. лв.;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство 6 000 MWh.

20. „БРИКЕЛ“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-31-2 от 31.03.2025 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 610,50 лв./MWh без ДДС;

2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 97,75 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Брикел“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС,**	**Изменение, %**

				лв./MWh	
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	541,15	557,69	600,84	610,50	1,61
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	104,22	104,22	104,22	97,75	-6,21

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цени на горивата, без ДДС, както следва:

- цена на въглищата – 248,94 лв./t с долна работна калоричност 2 189 kcal/kg;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 157,51 лв./t с калоричност 3705 kcal/kg.
- цена на мазут – 1 073,39 лв./t с калоричност 9 500 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-31-2 от 07.04.2025 г. от дружеството е изискана допълнителна информация относно: подробна обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в т.ч.: декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия; одитиран годишен финансов отчет за 2024 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ; разходо-оправдателни документи за закупените от дружеството количества CO_2 квоти за последния ценови период.

С писмо с вх. № Е-14-31-2 от 29.04.2025 г. дружеството е предоставило изисканата информация, а именно:

По т. 1: обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, в т. ч.: декларация от изпълнителния директор на дружеството, за това, че същите не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия. Дружеството е посочило, че през 2024 г. приходите от спечелени съдебни процеси са само по дела за отмяна на административни актове и не са получени приходи свързани с дела за събиране на вземания. Приходите от дела за събиране на вземания не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия.

- Отчетени съдебни разходи за 2024 г. – 531 хил. лв.;
- Приходи от съдебни дела за отмяна на административни актове за 2024 г. – 161 хил. лв.
- Съдебни разходи като ценообразуващ елемент 2025 – 2026 г. – 333 хил. лв.

По т. 2: Представен е предварителен финансов отчет на „Брикел“ ЕАД за 2024 г.

По т. 3: Дружеството е представило фактура № 1000000300 от 20.09.2024 г. за закупени количества квоти за емисии парникови газове.

„Брикел“ ЕАД е представило следната обосновка:

Инсталираната електрическа мощност на централата е 200 MW, която е посочена в справка № 7 и същата е съгласно лицензия № Л-096-03 от 14.03.2001 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“.

Производствена програма: през новия регулаторен период дружеството предвижда подобряване на техническото състояние на съоръженията и увеличение на производствената програма за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Производство на топлинна енергия – отпуснатата от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 13,22% повече от отчетената през базисната година и е в размер на 1 300 852 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода – предвижда се броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази на нивото през базисния период. Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период, възлизат на 3 197 MWh или 25,18%. Основните фактори, пряко влияещи на производството на топлинна енергия с гореща вода, са с действие в противоположни посоки: по-високите денградуси, ръст на клиентите и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление.

Топлинна енергия с водна пара: единственият клиент на топлинна енергия с водна пара е клон „Брикетопроизводство“ на дружеството.

Производство на електрическа енергия: цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и чл. 162а и чл. 162б от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство, при ΔF>=10%. Производството на електрическа енергия през базовия период възлиза на 376 192 MWh, а за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. се планира да бъдат произведени 444 000 MWh.

Продадена електрическа енергия: през 2024 г. дружеството отчита нетно производство на електрическа енергия 217 060,622 MWh. За периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. планираното количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100 ал. 6 от ЗЕ е в размер на 260 000 MWh. Дружеството посочва, че има действащо рамково споразумение за покупко-продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени, сключено с „Хидро Пауър Ютилитис“ ЕООД, както и действащ договор № ВЕКП 2/27.06.2018 г. за компенсиране с премии на производител по чл. 162а от ЗЕ, сключен с ФСЕС.

Електрическа енергия за собствено потребление: прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел“ ЕАД през новия ценови период са планирани на база отчетните данни през базовата 2024 г. Необходимото количество електрическа енергия за собствено потребление е добавено към предвиденото количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100, ал. 6 от ЗЕ.

Електрическа енергия за собствени нужди: планирано е запазване спрямо отчета през базовата 2024 г. на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на ТЕЦ в размер на 36,67%. Разпределянето на тези количества между електрическата и топлинната енергия е извършено в съответствие с работния режим на съоръженията съгласно глава трета, раздел I, т. 5 от Указания-НВ.

Ремонтна програма: дружеството посочва, че през 2024 г. са извършени ремонти на стойност 7 698 хил. лв. За новия ценови период са планирани разходи за ремонт в размер на 8 467 хил. лв., като те са изчислени на база отчетните данни и изготвената и одобрена прогнозна ремонтна програма на дружеството. Стойността на ремонтните дейности е определена съгласно предварителни типови обеми по основни и средни ремонти. Текущите и аварийните ремонти са калкулирани на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда. Основната цел е спазване на задълженията на дружеството за поддръжка на енергийните съоръжения, гарантиране на безаварийност и номинални производствени показатели.

Инвестиционна програма – дружеството посочва, че извършените разходи за инвестиции през 2024 г. са подкрепени със съответните разходни документи, като общата изразходвана сума е 19 486 хил. лв. Реализирани са 5 инвестиционни проекта, като два от проектите са в развитие от предходните години. Дружеството предвижда да продължи работата по следващите етапи на проект „Изграждане на депо за неопасни отпадъци“.

Регулаторна база на активите – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2024 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 238 906 хил. лв. Полезният срок на годност на

дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, е съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, Нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване. Всички активи на дружеството участват в процеса на производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия, предвид обусловената технологична взаимообвързаност между „Брикетопроизводство“ и „Електропроизводство“. В РБА не е включена стойността на преоценъчния резерв, в съответствие с Указания-НВ.

Оборотен капитал – определен е в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не се включват разходи за амортизации, съгласно т. 32.5. от Указания-НВ. За новия ценови период оборотният капитал за производство е в размер на 27 971 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнасят 27 939 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия – 32 хил. лв.

Норма на възвръщаемост – използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е в размер на 7,5%. Използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2024 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 10,91%.

Условно- постоянни разходи

Разходи за амортизации – прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Брикел“ ЕАД и съгласно изискванията на т. 31.1.б. „б“ от Указания-НВ. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. разходите за амортизации са на нивото на 2024 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки – „Брикел“ ЕАД е посочило, че отчетената в дружеството средна работна заплата през базисната 2024 г. е 2 069 лв. и същата изостава с 37% спрямо средната брутна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2024 г. в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 3 264 лв., съгласно данни на НСИ. Дружеството е заложило увеличение на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година с 15,43% в съответствие с увеличението на минималната работна заплата от началото на 2025 г. на 1 077 лв. Увеличението е със 144 лв. или 15,43% спрямо миналата година и това увеличение няма да отчете състоянието на пазара на труда в региона на Комплекса „Марица-изток“ и няма да позволи наваксване в изоставането на възнагражденията в дружеството и достигане на конкурентоспособност на пазара на труда, тъй като заплатите в дружеството са съществено под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“. Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2024 г. възлизат на 26 322 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати 19 847 хил. лв. и за осигуровки 6 475 хил. лв.

За новия ценови период необходимите разходи за заплати са завишени на 22 909 хил. лв., а разходите за осигуровки 7 474 хил. лв.

Дружеството посочва, че отчетената в България инфлация, за м. януари 2024 г. спрямо м. януари 2025 г. е 3,7%, по данни на НСИ.

По предварителни данни тя продължава да се покачва, като годишната инфлация за февруари 2025 г. спрямо февруари 2024 г., вече е 4 на сто.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите – те са увеличени спрямо отчетната 2024 г. с 3,7% на 4 066 хил. лв. Всички разходи са планирани спрямо отчетените разходи от дружеството през базисния период и са коригирани с размера на отчетената инфлация от НСИ през 2024 г. Инфлацията води до увеличение на разходите за материали за текущо поддържане, изпитания на съоръженията, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и други. По отношение на лицензионните такси са заложени разходи, пропорционални на завишената производствена програма за новия ценови период.

Присъдени юрисконсултски възнаграждения – през 2024 г. „Брикел“ ЕАД не отчита приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

Променливи разходи – те са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2024 г.

Основно гориво – разходите за новия регулаторен период са изчислени като е запазена калоричността на горивния микс на нивото на базовата година.

Разходите за произвеждания в „Брикел“ ЕАД продукт ОЕГ необходим за работата на ТЕЦ са изчислени на база отчетни стойности за базовата година. Дружеството посочва, че Брикел ЕАД е едно сложно и особено предприятие, в което се преплитат енергийни потоци. Това преплитане на енергийни потоци се отразява и достига до изчисляване стойностите на различните продукти произвеждани в дружеството.

Приложено е копие на договор № 2 от 09.09.2015 г. за доставка на лигнитни въглища от „Мини Марица Изток“ ЕАД и допълнителните споразумения към него, сключен за срок до 31.12.2026 г. В него перото разходи за електрическа енергия за 1 kWh електроенергия се определя по действащата еднотарифна цена за средно напрежение на EVN за съответния месец.

При определяне на разходите за гориво са взети предвид определените от „Мини Марица изток“ ЕАД транспортни и маневрени такси в договор № МТ-093/2016г. за ползване от страна на „Брикел“ ЕАД на ЖП услуги и превозни услуги, предлагани от „Мини Марица Изток“ ЕАД. С писмо № ПТО-01-67/26.01.2025 г. за сключване на споразумение за продължаване на действието на договор № МТ-093/2016 г. до 17 март 2026 г. е извършено увеличение на цените за ползване от страна на „Брикел“ ЕАД на ЖП услуги и превозни услуги с 14,10%.

Дружеството продължава да планира ползване в горивната инсталация и на друг вид гориво (биомаса). В изпълнение на целите за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници, поставени с Директива (ЕС) 2018/2001 дружеството също си поставя по-високи цели при използването на възобновяеми източници на енергия. Отчитайки ползите от употребата на възобновяеми енергийни източници, към които се числи и използваната в инсталацията биомаса, с цел подобряване на качеството на доставената биомаса и в същото време запазване на екологичните показатели на дружеството, доставчикът осигурява на дружеството продукта селскостопанска биомаса под формата на селскостопанска слама и на слънчогледови пелети. Тъй като пелетите са внос от трета страна извън европейския съюз, техните доставни разходи са значително по-високи /плащане на мита, транспорт и т.н. Това води до увеличение на средната цена на микса от възобновяемите горива /биомаса/ спрямо отчетната година.

В Приложение № 2 дружеството е предоставило два варианта – за формиране на средна цена на горивен микс от въглища и за твърдо гориво – биомаса. За периода м. 01 – м. 12.2024 г. цената на въглищния микс е 249,21 лв./тнг. при калоричност 2 189 ккал/кг, а цената на разхода на биомаса е 76,32 лв./тнг. Въз основа на прогнозните количества горива и складова наличност към 01.03.2025 г., за новия период цената на въглищния микс е 248,94 лв./тнг при калоричност 2 189 ккал/кг, а цената на разхода на биомаса е 157,51 лв./тнг.

Количеството на необходимия мазут за новия регулаторен период е запазено на нивото на 2024 г., в размер на 1 073,39 лв./t. Предвижда се през следващия регулаторен период работата на горивната инсталация в дружеството да бъде реализирана с идентични специфични разходи на гориво, както следва: за електрическа енергия 165,85 g/kWh и за топлинна енергия 136,26 kg/MWh.

Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия за новия ценови период възлизат на 59 хил. лв. Разходи за поддръжката на язовир „Розов кладенец“ от „НЕК“ ЕАД – „Язовири и каскади“, от където „Брикел“ ЕАД черпи промишлена вода за технологичните процеси при работа на съоръженията не са заложени, поради неприключил съдебен спор относно дължимия размер.

Разходите за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 6 015 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно захранване на съоръженията в резултат на аварийни ситуации,

както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Количествата за новия ценови период са прогнозирани съответстващи на прогнозната производствена програма.

Разходите за консумативи за новия ценови период възлизат на 2 693 хил. лв. При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димните газове от серни емисии. Разходите за консумативи включват още:

- Сярна киселина монохидрат – използва се за регенерация на Н-катионитови филтри;
- Натриева основа – използва се за регенерация ОН-анионитови филтри;
- Железен сулфат – използва се за коагулант за сурова вода;
- Тринатриев фосфат – използва се за алкален реагент за корекция на питателна вода към водния тракт на централата;
- Водно стъкло – алкален реагент за обработка на топлофикационния тракт;
- Натриев хлорид – за възстановяване на РОС;
- Йонообменни смоли;
- Разходи за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт;

Горните разходи за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2024 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

Разходите за външни услуги за новия ценови период възлизат на 705 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Разходите за електрическа енергия, консумативи и външни услуги са завишени с размера на отчетената през 2024 г. инфлация.

Квоти за емисии на парникови газове

В ценовия модел (справки от № 1 до № 9), изготвен за отчетния период, емитираните количества въглеродни емисии са съгласно верифициран годишен доклад на „Брикел“ ЕАД за 2024 г. След приспадане на разпределените на дружеството безплатни квоти за производство на топлинна енергия (чл. 10а, параграф 1 от Директива 2003/87/ЕО) за същата година разходите за парникови газове възлизат на 16 954 хил. лв.

Прогнозното количество 320 594 тона емитирани CO_2 за периода 01.07.2025 - 30.06.2026 г., са изчислени на база прогнозен горивен микс, пропорционален на отчетеното през 2024 г., необходим за изпълнение на производствената програма.

Изчисленията са извършени чрез формуляр за докладване на годишни емисии (публикуван на страницата на ИАОС защитена изчислителна таблица на Excel, с нанесени формули за изчисление), като са приложени стойностите на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне и коефициента на окисление от верифицирания доклад за базовата 2024 г.

За 2024 и 2025 г. данните за безплатни емисии за производство на топлинна енергия (чл. 10а, параграф 1 от Директива 2003/87/ЕО) са на база последния верифициран доклад за равнище на дейност, подаден в МОСВ, съгласно нормативната уредба. За 2026 г. разпределянето на безплатни квоти ще се извършва върху нова базова линия и все още е в процес на одобрение. По тази причина дружеството е заложило количество за 2026 г., което е пропорционално увеличено спрямо отпуснатите за 2025 г. с процента увеличение на 2025 спрямо количествата за 2024 г.

Квоти по чл. 10в не са предвидени поради липса на нормативна уредба, регламентираща участието на оператори в „Националната рамка за инвестиции за периода 2021 – 2030 г.“.

Дружеството е посочило, че по отношение на цените на въглеродните емисии, въпреки че към настоящият момент цената им е сравнително ниска, прогнозирайки за бъдещето, същите следва да се съобразят с присъединяването на все повече икономически отрасли към схемата за търговия с емисии.

През 2021 г. Съветът на Европа е приел заключения относно стратегията на Комисията за интелигентна и устойчива мобилност, в които се очертават целите на ЕС за превръщане на мобилността в екологосъобразна, интелигентна и устойчива. Например, транспортните емисии предстои да бъдат включени в СТЕ.

Освен това с регламент (ЕС) 2023/956 от 10 май 2023 г. ЕС е въвел Механизъм за корекция на въглеродните емисии на границите (МКВЕГ) като част от законодателния пакет „Подготвени за цел 55“. От 2026 г. предстои да започне плащане по регламента, а не само докладване.

На фона на увеличаване на търсенето на емисии, се намалява предлагането:

Съгласно Европейската директива за схема за търговия с квоти за емисии, не се предвижда да има безплатно разпределяне на квоти по отношение на производството на електроенергия. Освен това, няма да се разпределят безплатни квоти и за инсталации за улавяне, транспортни тръбопроводи или места за съхранение на въглероден диоксид.

Безплатното разпределяне първоначално е 80% от определеното чрез Общностните мерки за изпълнение (ОИМ), количество им постепенно намалява с равни размери с всяка година, с цел да се постигнат 0%.

Предвид изложеното, дружеството счита, че следва да се очаква покачване цената на въглеродните емисии.

Необходимите годишни разходи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. са получени като е направено допускане за прогнозна цена на емисиите от 75 евро/тон.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.

Образуване на цените:

Прогнозни емисии CO_2 – 184 086 t, заявени от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO2 – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 136,91 лв./t X 184 086 t = 25 203 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са: 1 680,46 t мазут, 427 932,96 t въглища и ВЕИ 216 802,90 t, съгласно заявените от дружеството.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	151 220,00
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	70,00
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	67,77
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	659,55

„Брикел“ ЕАД е представило писмено становище с вх. № Е-14-31-3 от 12.06.2025 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

„Брикел“ ЕАД изразява несъгласие по отношение на **корекциите на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ от въглеродни емисии**. Посочва, че вместо надвзет приход от въглеродните емисии, следва да се отрази недовзет приход в размер на 639,39 хил. лв. В подкрепа на твърденията си, представя

подробна таблица с месечните количества въглеродни емисии и борсови цени. Подчертава, че борсовата цена е по-висока от отразените в Доклада стойности на прогнозна цена на въглеродни емисии от 70 евро/тон. Посочва също така, че отчетената цена на въглеродните емисии е по-висока от заложената цена от 67,77 евро/тон. Представя таблица, с посочени количества на въглеродни емисии (151 220,00 тона), прогнозна цена (70 евро/тон), отчетена цена (72,03 евро/тон) и стойност на недовзет приход (639,39 хил. лв.). Настоява Комисията да съобрази решението си с отчетената цена на въглеродните емисии за изминалия регулаторен период и подчертава, че такава корекция ще доведе до по-справедливо и по-точно определяне на приходите на дружеството и цените на енергията.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението относно изчисления надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии не се приема.

В т. 13 от общия подход е посочено, че корекции на необходимите годишни приходи по формулата, в т. 14 от общия подход, на основание чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, са извършени със средна цена на CO2 квоти в размер на 67,77 евро/t. (132,54 лв./t). Тя е получена въз основа на отчетени цени на CO2 квоти, снети от официалния сайт на Европейската енергийна борса за проведените първични търгове в периода 01.07.2024 г. – 14.04.2025 г., без да се вземат предвид авиационните (EUAA), полските (PL), немските (DE) и търговете за Обединеното кралство по отношение на Северна Ирландия (NIR), както и с прогнозни цени на CO2 квоти до края на текущия ценови период (30.06.2025 г.).

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Брикел“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Брикел“ ЕАД			
	Предложение	**Корекция**	**Изменение**
Справка № 1 – „Разходи“			
Разходи за емисии парникови газове (CO_2), хил. лв.	27 003	25 203	-6,67%

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Брикел“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	601,80
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	380,93
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	97,54

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 242 181 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 227 209 хил. лв., от които условно-постоянни – 48 160 хил. лв. и променливи – 179 049 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 171 504 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 8,73% ;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 281 200 MWh; в т.ч. собствено потребление - 21 200 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 9 497 MWh.

21. „СОЛВЕЙ СОДИ“ АД

Дружеството е представило чрез Единния портал за електронни административни услуги на КЕВР заявление с вх. № Е-14-78-2 от 28.03.2025 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което са приложени документи на електронен носител, съгласно подробен опис.

С писмо с изх. № Е-14-78-2 от 08.04.2025 г. от дружеството е изискано да представи: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ, която е представена с писмо с вх. № Е-ЗСК-22 от 14.04.2025 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2025 г., следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 891,26 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 49,47 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Солвей Соди“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	655,07	655,07	655,07	891,26	36,06
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	45,32	45,32	-	49,47	-

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозни цени и калоричност на следните горива (без акциз и ДДС):

- въглища (петрококс) – 180,78 лв./t, с долна работна калоричност 6 000 kcal/kg;
- газьол – 1 562,30 лв./t, с долна работна калоричност 10 500 kcal/kg;
- друг вид гориво (агропелети, които се произвеждат от растителна биомаса – земеделски култури) – 170,24 лв./t с долна работна калоричност 3 927 kcal/kg.

„Солвей Соди“ АД е представило следната обосновка:

Производствена програма – дружеството е посочило, че единственият консуматор на топлинна и електрическа енергия през 2024 г. са били инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат, негова собственост.

Очакванията за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са за изпълнение на производствената програма. „Солвей Соди“ АД е заявило, че планирането на производствената програма за предстоящия регулаторен период, 01.07.2025 г. – 30.06.2026

г., е базирано на заявената консумация на топлинна и електрическа енергия от инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат. Производствената програма отчита текущото състояние на световните пазари, където „Солвей Соди“ АД реализира над 98% от своята продукция. Дружеството отбелязва, че съществува риск за неизпълнение или обратно – надвишаване на планираното производство в зависимост от динамиката на световните пазари и съответно търсенето на калцинирана сода и на бикарбонат. Също така важна роля играе фактът, че на тези пазари „Солвей Соди“ АД е в конкуренция с производители извън Европейския съюз, чиято себестойност на продукцията не е натоварена с разходи за емисии на CO_2.

Условно-постоянни разходи:

- Разходите за амортизации са прогнозирани на база стойността на дълготрайните материални активи към 31 декември на предходната година и очакваните въвеждания на нови активи през текущата година, в съответствие с плана за изпълнение на инвестиционната програма.

- Разходите за ремонт се определят на база утвърдена програма за основни и средни ремонти, план за превантивна поддръжка и прогноза за необходимостта от корективна поддръжка. Последната се прави въз основа на статистика и натрупан опит от минали периоди. Приложени са детайлни справки по основни съоръжения за реализираните разходи през 2024 г. и планираните за 2025 г. и 2026 г.

- Разходи за заплати и възнаграждения се определят на база планираните промени в числеността на персонала, действащия колективен трудов договор (по отношение на социални придобивки и предвидени промени в работните заплати на персонала) и действащото законодателство по отношение на осигурителните вноски. Дружеството е заявило, че увеличената прогноза на тези разходи през регулаторен период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. спрямо отчета за 2024 г. е на база на влезлия в сила нов колективен трудов договор, който отчита и натрупаната инфлация през 2024 г.

- Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са прогнозирани на база статистическа информация от предходни периоди, промени, дължащи се на други фактори, като също така се вземат предвид и прогнозни очаквания. Дружеството посочва, че прогнозните разходи в тази група за предстоящия регулаторен период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. са увеличени с 5% спрямо отчетната 2024 г. въз основа на натрупаната инфлация през миналата година и вече индексирани договори с голяма част от поддоставчиците.

Променливи разходи

- Разходите за горива – дружеството е заявило, че за новия регулаторен период тези разходи са определени съгласно указанията на Комисията, като среднопретеглена стойност на складови наличности към 01.03.2025 г. и среднопретеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ лева за долар 1,81297, валиден към 27.03.2025 г.

- Разходите за вода, закупена електрическа енергия и консумативи (химикали, реагенти) са определени на база необходимите количества за производство на заявена необходимост от топлоенергия от консуматорите, съответната ефективност на отделните инсталации и текущите пазарни цени.

- Разходите за емисии на парникови газове (CO_2) за предстоящия ценови период са изчислени на база разлика от очакваните емисии, съгласно производствената програма при текуща пазарна цена от 68,72 евро/t CO_2.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ са извършени следните корекции:

Прогнозни емисии CO_2 – 985 462 t, заявени от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO2 – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 136,91 лв./t **X** 985 462 t **= 134 920 хил. лв.**

Прогнозните количества горива за новия ценови период са: **220,48 t газьол, 458 370,23 t въглища и ВЕИ 14 724,61 t, съгласно заявените от дружеството.**

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии		
Количество, Qe	тона	963 855
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	70,00
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	67,77
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	4 203,85

Извършените корекции на ценообразуващите елементи за следващия ценови период са следните:

„Солвей Соди“ АД			
1. Справка № 1 „Разходи“	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Разходи за квоти въглеродни емисии (CO_2), хил.лв-	132 451	134 920	+1,86%
2. Справка № 2 – „РБА“			
Оборотен капитал, хил. лв.	19 448	33 306	+71,26%

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Солвей Соди“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	**906,60**
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	**685,73**
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	**49,70**

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 289 879 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 282 199 хил. лв., от които условно-постоянни – 37 835 хил. лв. и променливи – 244 364 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 132 865 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,78%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 174 716 MWh; в т.ч.:
- - собствено потребление - 172 020 MWh
- - НЕК -2 257 MWh
- - Други -439 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 645 663 MWh.

22. „ТЕЦ ГОРНА ОРЯХОВИЦА“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2025 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 359,05 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 137,18 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	573,45	573,53	573,54	359,05	-37,40
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	228,26	228,26	-	137,18	-

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без акциз и ДДС), както следва:

- природен газ, доставян по газоразпределителната мрежа на „Овергаз мрежи“ АД – 1 202,30 лв./knm^3 с долна работна калоричност 9 200 kcal/knm^3;
- въглища – 206,60 лв./t с долна работна калоричност 6 200 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса – слънчогледови пелети) – 295,00 лв./t с долна работна калоричност 4 200 kcal/kg).

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е представило следната обосновка:

Условно постоянни разходи

Разходи за амортизации – за 2024 г. са отчетени разходи за амортизации на стойност 496 хил. лв. Посочено е, че отчитането на дълготрайните активи и амортизациите в дружеството е съгласно МСС 16 и приетата счетоводна политика. Имотите, машините, съоръженията и оборудването се оценяват първоначално по себестойност, включваща цената на придобиване, както и всички преки разходи за привеждането на актива в работно състояние. Последващите разходи, които възникват във връзка с ДМА след първоначалното признаване, се признават в Отчета за всеобхватните доходи в периода на тяхното възникване, освен ако има вероятност те да спомогнат на актива да генерира повече от първоначално предвидените бъдещи икономически изгоди и когато тези разходи могат

надеждно да бъдат оценени и отнесени към актива. В тези случаи разходите се добавят към себестойността на актива. Амортизацията на дълготрайните материални активи се начислява като се използва линейният метод върху оценения полезен живот на отделните групи активи. Амортизациите започват да се начисляват от месеца, следващ месеца, в който е въведен активът. Избраният праг на същественост за дълготрайните нематериални активи е в размер на 500 лева. През периода 2025 г. – 2026 г. дружеството предвижда да направи инвестиции за 17 000 лв. Дружеството е приложило справка № 1 инвестиционна програма и справка № 2 – отчет на извършените инвестиции през 2024 г. Посочено е, че на база инвентарната книга на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е направено разделянето на ДМА, участващи при производството на топло и електроенергия. ДМА, участващи при комбинираното производство на топлоенергия и електрическа енергия, се приемат като „общи” за производството, например без парогенераторите и съоръжения към тях не може да се произвежда електрическа енергия, офис оборудване и др. също влизат като общи за комбинираното производство. ДМА, участващи само за производство на електрическа енергия, са генераторите и прилежащите към тях съоръжения, а ДМА, участващи за производството само на топлоенергия са РОУ и БРОУ, Бойлерна станция. Отбелязва се, че при „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД няма инсталации за разделно производство на топлоенергия и инсталации за пренос. Консуматорите на топлоенергия са свързани с паропроводи на колектор 6Ата, захранващ се с отработена пара след турбината. Дружеството е приложило **справка № 3,** където ДМА са разделени съответно за производство на топло и електроенергия и общо за двата продукта за периода 2024 г.

Разходи за ремонт – дружеството е посочило, че в ремонтната програма на ТЕЦ са залегнали мероприятия, които са неотложни, с цел обезпечаване на безаварийната и надеждна работа на съоръженията. Планирани са ремонти на съоръжения в химичен цех и електро цех. Дружеството е приложило справка № 4 – ремонтна програма за периода 2025 г. – 2026 г. Заявено е , че ремонтните дейности са прогнозирани с оглед поддръжката на съоръженията и тяхната експлоатационна годност и осигуряване на безопасна работа на персонала. Предвидени са и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата и дейности, свързани с подобряване условията на труд и запазване на сградите. В справка № 5 дружеството е приложило отчет за извършените ремонтни мероприятия за 2024 г.

Разходи за заплати и възнаграждения - за новия ценови период разходите за заплати и възнаграждения са 1 259 хил.лв., а за отчетната 2024 г. са 1 566 хил. лв. През 2024 г. дружеството е работило със 60 бр. средносписъчен състав.

Дружеството е посочило, че за ценовия период 2025 г. - 2026 г. разходът е съобразен с числеността на персонала и работната програма на дружеството. Числеността на персонала по време на работа е оптимизиран до 49 бр. Поради повишаването на минималната работна заплата и изравняването ѝ с някои основни работни заплати се налага промяна на същите и актуализация на другите, за да се намали текучеството на персонала и попълването на незаети позиции в структурата на дружеството. Предвидени са и средства за изплащане на обезщетения при пенсиониране, поради навършване на пенсионна възраст на някои работници. Разходите за осигуровки са на база действащите осигурителни прагове и са преценени спрямо разходите за работна заплата. Дружеството отбелязва също, че повишаването на заплатите е свързано и с поставена цел от ръководството, за доближаване към средната работна заплата в сектор „Топлоенергетика“ и за поддържане нормален стандарт на живот за региона на работещите в дружеството.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – дружеството е посочило, че разходите за 2025 г. – 2026 г. са намалени спрямо 2024 г., като са определени са на база прецизна оценка и анализ на отчет за 2024 г. Намалени са горива за автотранспорт, застраховки, абонаментно поддържане и безплатна храна.

Обосновка променливи разходи - тези разходи следват производствената програма и ефективността на производството.

Цената на въглищата за 2025 г. – 2026 г. е образувана на база наличните въглища на склад към 01.03.2025 г., като дружеството е приложило **справка № 6**.

Цената на природния газ – включва пределни цени за пренос и снабдяване през разпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД, като същата е определена спрямо цената за м. февруари 2025 г.

Цена на биогориво: дружеството е заявило, че е приключила процедурата по актуализация на комплексно разрешително № 54/2005 г. с Решение за актуализация № 54-Н0-И0-А7-ТГ1/2021 г., съгласно което се разрешава употребата на „биомаса“ като гориво, отговарящо на определението, съгласно §1, т. 1 от Допълнителните разпоредби на Закона за управление на отпадъците. Цената е предвидена от дружеството въз основа на проучвания на пазара за слънчогледови пелети.

Разходите за закупуване на вода, консумативи (химически реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на топло и електроенергия, и на база промени в цените за закупуването им.

Обосновка на собствени нужди за електрическа енергия на централата в **справка № 4** и разходите за закупуване на електрическа енергия в **справка № 1** от **Справки от № 1 до № 9**. Собствените нужди за електрическа енергия на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2024 г. и прогнозата за производството на топло и електроенергия, съгласно наличните производствени мощности и съгласно подхода на Комисията от предходните регулаторни периоди.

Разходите за закупена електро енергия са съобразени с работата на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, а именно:

- Изграждането на водооборотен цикъл налага допълнително закупуване на електрическа енергия за захранване на помпи оборотна вода;
- Провеждане на една кампания със „Завод за захар“;
- Прогнозирана е цена на купена електрическа енергия, съобразно прогнозни данни.

Разходите за външни услуги са идентични с отчет 2024 г.

Разходите за акциз на въглища и газ са съгласно удостоверение за ОАКП.

Разходи за емисии парникови газове през ценови период 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г.: дружеството е посочило, че за 2024 г. безплатно разпределените квоти на емисии от въглероден диоксид за „Захарни Заводи“ АД са в размер на 24 959 t. Определените за ТЕЦ безплатни квоти са 15 873 t. През 2024 г. са изгорени 8 513,060 t въглища и 31,973 knm^3 природен газ, които емитират 18 597 t CO_2. Поради тази причина количествата квоти за въглеродни емисии за закупуване са 2 724 t, като средствата за покупка на квоти за 2024 г. са в размер на 396 хил. лв.

Дружеството посочва, че за ценовия период 2025 г. – 2026 г. е предвидено да бъдат изгорени 5 390 t въглища и 20 knm^3 природен газ. Тези горива ще емитират общо 11 284 t емисии от въглероден диоксид. Те са изчислени по формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации. При определянето са използвани емисионен фактор и фактор на окисление от верифицирания доклад на „Захарни заводи“ АД за 2024 г. За 2025 г. безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД са 8 462 t от квотите на „Захарни заводи“ АД, като остават за закупуване още 2 821 t. Средната цена за периода 2025 г. – 2026 г. е определена на 74,34 евро/t. Поради тази причина за необходимите количества недостигащи квоти е планирана сума за закупуване в размер на 410 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. В Справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е променена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление по месеци, като е изчислена годишна

индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като средно претеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 - 2026 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 54,02 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 20,67+0,98 = 21,65 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 75,67 лв./MWh.

Прогнозни емисии CO_2 – 2 821,00 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO_2 – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 136,91 лв./t **X** 2 821 t **= 386 хил. лв.**

Прогнозните количества горива за новия ценови период са: **20 knm^3 природен газ, 5 390 t въглища и 2 151 t ВЕИ**, съгласно заявеното от дружеството.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

1. Корекция по природен газ

		2024/2025												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	**56**	**150**	**48**	**3**	**0**	**80**	**78**	**121**	**0**	0	0	0	**536**
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	76,78	76,78	76,78	76,78	76,78	76,78	78,37	78,37	78,37	78,37	78,37	78,37	**77,37**
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	76,21	78,86	80,02	81,83	0,00	94,00	109,58	112,04	0,00	0,00	0,00	0,00	**92,94**
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,03	-0,31	-0,15	-0,02	0,00	-1,38	-2,43	-4,08	0,00	0,00	0,00	0,00	**-8**
Цена на пр. газ , Цбг	**BGN/MWh**	**58,10**	**60,75**	**61,91**	**63,72**	**68,69**	**75,89**	**81,94**	**84,34**	**87,58**	**75,08**	64,95	56,07	**71,28**
		0,00	0,00	0,00	0,00	-68,69	0,00	0,00	0,06	-87,58	-75,08	-64,95	-56,07	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	76,21	78,86	80,02	81,83	34,35	94,00	109,58	111,98	43,79	37,54	32,48	28,03	**92,93**
Достъп + пренос	**BGN/MWh**	18,11	18,11	18,11	18,11	0,00	18,11	27,64	27,64	0,00	0,00	0,00	0,00	**21,65**

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	4 309,00			
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	**70,00**	**разходи по прогноза**	**разходи по отчет**	**Pt-1, хил. лв.**
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	**67,77**	**203,75**	**203,75**	**0,00**
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	**18,79**			

Ht=Qg*(Цпг-ЦI)t+Qe*(Цпе-ЦII)t±Pt-1 = **10,45**

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД на откритото заседание и с писмо с вх. № Е-14-55-3 от 11.06.2025 г. е изразило съгласие във връзка с определената преференциална цена на електрическата и топлинна енергия.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи за следващия ценови период са следните:

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД			
Справка № 2 – „РБА“	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил.лв.	598	596	-0,33%

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	**351,73**
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	**130,86**
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	**137,04**

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 5 586 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 261 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 670 хил. лв. и променливи – 2 592 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 5 620 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,78%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 635 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 34 000 MWh.

23. „Коген Загоре“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-79-2 от 23.05.2025 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 575,17 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 193,99 лв./MWh без ДДС.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ – 1055 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

„Коген Загоре“ ЕООД е представило обосновка, както следва:

Инвестиционна програма - в предмета на дейност на дружеството е включено производство и търговия с електрическа и топлинна енергия, произведени по когенерационен принцип, изграждане, монтаж, ремонт и експлоатация на енергийни съоръжения. Към настоящия момент в производствения обект на дружеството функционира инсталация с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с два когенератора с обща електрическа мощност 6 MW. Захранването с газ на двата когенератора се осъществява от подземен магистрален газопровод Стара Загора-Димитровград, който се намира на около 500 m от сградата на когенераторите и има отклонение към ГИС, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, където става търговското

мерене. Оттам природният газ преминава през АГРС, собственост на „Коген Загоре“ ЕООД, където налягането му се редуцира до 6 bar и при нужда се подгрява.

Дружеството е посочило, че с цел по-пълно натоварване на инсталираните мощности е предвидено изграждането на оранжерия за 3,5 млн. евро, което ще увеличи количеството топлинна енергия, а оттам и електрическата енергия от високоефективно комбинирано производство.

Разходи за ремонт - в ремонтната програма на дружеството са заложени, необходимите разходи за ремонт и текущо обслужване на газобуталните двигатели с прилежащите им генератори и съпътстващи съоръжения - ел. инсталации, топлообменници и пр. За ремонта са предвидени 2 700 хил. лв. на база необходими дейности за изпълнение и събрани оферти.

Разходите за ремонт са разпределени на база участието на активите в съответното производство - електрическа енергия (генератори, ел. съоръжения и прилежащите им връзки), топлинна енергия (топлообменници, помпи и пр.) и общи за двата продукта (двигатели с прилежащите им съоръжения и връзки).

Разходи за амортизации - изчислени са на база отчетната стойност на активите и полезен живот 15 години.

Разходи за заплати и възнаграждения - изчислени са на база пряко заетия персонал в енергийното производство с увеличение на основната заплата с ръст на инфлацията през предходната година.

Съгласно чл. 30, ал. 5 от ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 21.05.2019 г., Комисията не регулира цената за продажба на топлинна енергия и не определя преференциални цени по чл. 33, ал. 1 и 2 от ЗЕ и премии по чл. 33а от ЗЕ на производител на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, на който не са определяни такива цени и премии, освен в случаите по чл. 163д, ал. 1 или 2 от ЗЕ.

„Коген Загоре“ ЕООД е титуляр на лицензия № Л-483-03 от 18.01.2017 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ за срок от 15 години чрез централа с обща инсталирана електрическа мощност – 5,868 MW и топлинна мощност – 8,694 MW. В административното производство за издаване на лицензията дружеството е заявило, че когенерационната инсталация се състои от два комплектно доставени когенерационни агрегата модел TCG 2032 V12, производство на немската фирма MWM, както и че притежава промишлен парен котел (ППК), с топлинна мощност по паспорт 2,5 MW. „Коген Загоре“ ЕООД е посочило, че в началото на лицензионната дейност ще работи само ППК, който ще доставя топлинна енергия с водна пара на пряко присъединения консуматор – консервната фабрика „Дилмано Дилберо“ АД, като след септември 2017 г. се очаква топлинната енергия от инсталацията за комбинирано производство с гореща вода да се продава на друг пряко присъединен консуматор – оранжериен комплекс „Плод Комерс“ ЕАД. Същото е потвърдено и в заявлението за утвърждаване на цени, което дружеството е подало едновременно със заявлението за издаване на лицензия. В тази връзка, „Коген Загоре” ЕООД е започнало своята дейност по производство и продажба на топлинна енергия по пределна цена, утвърдена от КЕВР с Решение № Ц-1 от 15.02.2017 г., в сила от 01.03.2017 г. при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала”.

Следващи регулаторни прегледи на „Коген Загоре“ ЕООД са извършени с Решение № Ц-4 от 28.02.2018 г., Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г., Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. и Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., с които КЕВР е утвърдила на „Коген Загоре“ ЕООД за съответните регулаторни периоди само пределна цена на топлинна енергия, каквато единствено е била заявявана от дружеството. В обосновките си към подадените заявления, дружеството е посочило, че консуматор на

полезната топлинна енергия от инсталацията е само пряко присъединен купувач – консервната фабрика, изградена до „Коген Загоре“ ЕООД. В допълнение в заявлението си от 2021 г. дружеството е заявило, че включването на нов консуматор на топлинна енергия към котелната инсталация на „Коген Загоре“ ЕООД няма да се осъществи по-рано от 2022 г., а в заявлението от 2022 г. е посочило, че през 2021 г. и 2022 г. периодично (ежемесечно) е пускало в работа до около 2 часа всяка когенерационна инсталация с цел профилактика в инсталациите за комбинирано производство поради продължителен престой, съгласно изискванията на фирмата производител.

През 2023 г. и 2024 г. дружеството не е подало заявление за извършване на регулаторен преглед, респективно не са му утвърдени цени. С писмо с вх. № Е-14-79-4 от 09.04.2024 г. „Коген Загоре“ ЕООД е уведомило Комисията, че за регулаторния период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. не е необходимо Комисията да утвърждава цена на топлинната енергия на дружеството, с оглед на това, че през изминалия регулаторен период дружеството не е имало производство.

Видно от горните факти, до момента, съответно и преди влизане в сила на чл. 30, ал. 5 от ЗЕ, на „Коген Загоре“ ЕООД не са определяни преференциални цени и премии по чл. 33а от ЗЕ за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, а само е утвърждавана пределна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

Предвид изложеното, „Коген Загоре“ ЕООД се явява производител на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, на който до момента **не са определяни** преференциални цени и премии на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, поради което и на основание чл. 30, ал. 5 от ЗЕ, Комисията не следва да определя на „Коген Загоре“ ЕООД преференциална цена по чл. 33, ал. 2 от ЗЕ и премия по чл. 33а от ЗЕ. В допълнение, по отношение на „Коген Загоре“ ЕООД не е налице хипотезата на чл. 163д, ал. 1 от ЗЕ, който предвижда, че за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от съществуващ или нов обект, за която не е определяна преференциална цена и/или премия, такива могат да се предоставят след провеждане на търг. Също така, не са налице и предпоставките по чл. 163д, ал. 2 от ЗЕ, доколкото за обекта на „Коген Загоре“ ЕООД не е определяна преференциална цена и/или премия.

С оглед гореизложеното, Комисията не следва да определя на „Коген Загоре“ ЕООД преференциална цена по чл. 33, ал. 2 от ЗЕ и премия по чл. 33а от ЗЕ, а само да утвърди пределна цена на топлинната енергия.

Образуване на цената:

1. В справка № 1 „Разходи“ са направени следните корекции:

1.1. разходи за амортизации, отнесени към електрическата енергия, са коригирани от 1 913 хил. лв. на 713 хил. лв.;

1.2. разходи за амортизации, отнесени към топлинната енергия, са коригирани на 200 хил. лв.;

1.3. разходи за ремонт, отнесени към електрическата енергия, са коригирани от 2 650 хил. лв. на 350 хил. лв.;

1.4. разходи за ремонт, отнесени към топлинната енергия, са коригирани от 50 хил. лв. на 350 хил. лв.;

1.5. разходи за абонаментно поддържане са коригирани от 3 500 хил. лв. на 1 500 хил. лв.;

1.6. разходи за услуги за граждански договори са коригирани от 1 250 хил. лв. на 250 хил. лв.;

1.7. разходи за външни услуги са коригирани от 1 260 хил. лв. на 260 хил. лв.;

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозните количества природен газ по месеци са коригирани от 12 500 knm^3 на 10 000 knm^3 от справка „Спецификация“, предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,75 лв./MWh;

3. цена за достъп – 6,46 лв./MWh;

4. цена за пренос – 0,63 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 72,84 лв./MWh

„Коген Загоре“ ЕООД е представило писмено становище с вх. № Е-14-79-3 от 12.06.2025 г. относно Доклада и направени корекции, както следва:

1. Дружеството изразява несъгласие по отношение на **получения отказ от страна на КЕВР да определи преференциална цена на електрическа енергия**, произведена чрез високоефективно комбинирано производство, позовавайки се на чл. 30, ал. 5 от ЗЕ. Дружеството посочва, че въведената в експлоатация централа през 2017 г., разполага с два когенерационни агрегата с електрическа мощност 5,868 MW и топлинна мощност 8,694 MW и че същата отговаря на техническите и правни изисквания за високоефективно производство, както е посочено в чл. 33, ал. 1 от ЗЕ. Подчертава, че разпоредбите на чл. 30, ал. 5 от ЗЕ не изключват възможността за определяне на преференциални цени на производители на електрическа енергия, на които преди това не са определяни такива, когато централата отговаря на изискванията за високоефективност. В подкрепа на твърденията си, дружеството подчертава ролята, която изпълнява във връзка с намаляване на емисиите на CO_2 и повишаване на енергийната ефективност. Изтъква, че въвеждането в експлоатация на централата през 2017 г. предхожда с две години промените в законодателството, на което се позовава Комисията, във връзка с отказа от определяне на преференциална цена на електрическа енергия.

2. Дружеството изразява несъгласие по отношение на **корекцията на разходите за амортизации за електрическа енергия** от 1 913 хил. лв. на 713 хил. лв. и 200 хил. лв. за топлинна енергия. Посочва, че корекцията не е съобразена с отчетната стойност на активите (когенератори, топлообменници, електрически инсталации) и техния полезен живот от 15 години.

3. Дружеството изразява несъгласие по отношение на **корекцията на разходите за ремонт**, които са намалени от 2 650 хил. лв. на 350 хил. лв. за електрически енергия и увеличени от 50 хил. лв. на 350 хил. лв. за топлинна енергия. Посочва, че корекциите са неправилни, тъй като разходите за ремонт на газобутални двигатели, генератори и топлообменници, са обосновани с предоставени от дружеството оферти и технически изисквания.

4. Дружеството изразява несъгласие по отношение на **корекции на други разходи**, които са намалени без обосновка и които не отговарят на реалните оперативни нужди на дружеството, в т. ч.: разходите за абонаментно поддържане (от 3 500 хил. лв. на 1 500 хил. лв.), разходите за граждански договори (от 1 250 хил. лв. на 250 хил. лв.) и разходите за външни услуги (от 1 260 хил. лв. на 260 хил. лв.).

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на недопустимост на искането КЕВР да определи преференциална цена на електрическа енергия не се приема.

Съгласно чл. 30, ал. 5 от ЗЕ, обн. ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 21.05.2019 г., Комисията не регулира цената за продажба на топлинна енергия и не определя преференциални цени по чл. 33, ал. 1 и 2 от ЗЕ и премии по чл. 33а от ЗЕ на производител на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, **на който не са определяни такива цени и премии, освен в случаите по чл. 163д, ал. 1 или 2 от ЗЕ**. Видно от цитираната норма, за да бъдат определени преференциални цени по чл. 33, ал. 2 от ЗЕ и премии по чл. 33а от ЗЕ на производител на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, то на същия следва да са определяни такива цени и премии преди влизане в сила на посочената норма, независимо от датата на въвеждане в експлоатация на притежаваната от производителя централа.

„Коген Загоре“ ЕООД се явява производител на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, на който до момента не са определяни преференциални цени и премии на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, поради което и на основание чл. 30, ал. 5 от ЗЕ, Комисията не следва да определя на „Коген Загоре“ ЕООД преференциална цена по чл. 33, ал. 2 от ЗЕ и премия по чл. 33а от ЗЕ. В допълнение, по отношение на „Коген Загоре“ ЕООД не е налице хипотезата на чл. 163д, ал. 1 от ЗЕ, който предвижда, че за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от съществуващ или нов обект, за която не е определяна преференциална цена и/или премия, такива могат да се предоставят след провеждане на търг. Също така, не са налице и предпоставките по чл. 163д, ал. 2 от ЗЕ, доколкото за обекта на „Коген Загоре“ ЕООД не е определяна преференциална цена и/или премия.

С оглед гореизложеното, Комисията не следва да определя на „Коген Загоре“ ЕООД преференциална цена по чл. 33, ал. 2 от ЗЕ и премия по чл. 33а от ЗЕ, а само да утвърди пределна цена на топлинната енергия.

2. Възражението относно направените корекции на разходите за амортизации за електрическа и топлинна енергия не се приема.

Предложените от дружеството разходи са неаргументирани. Дружеството не е представило подробна обосновка на разходите за амортизации. Липсва и отчетна информация за периода 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г., както и за базисната 2024 г., тъй като дружеството не е работило през 2024 г. и 2025 г. Определените от Комисията разходи за амортизации в общ размер на 913 хил. лв., са изчислени въз основа на представените данни от дружеството и полезен живот на активите от 15 години.

3. Възражението по отношение на невключването на разходите за ремонт на газобутални двигатели, генератори и топлообменници не се приема.

Предложените от дружеството разходи са неаргументирани. Дружеството не е представило отчетна информация за периода 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г., както и за базисната 2024 г., тъй като не е осъществявало дейност през 2024 г. и 2025 г. Липсва подробна обосновка на разходите за ремонт. Няма представени договори за доказване на разходите. Представените оферти на доказват сключен договор и въз основа на тях не може да се определи размер на разходите.

4. Възражението относно направените корекции на други разходи, в т. ч.: разходите за абонаментно поддържане, разходите за граждански договори и разходите за външни услуги не се приема.

Предложените от дружеството разходи са неаргументирани. Дружеството не е представило отчетна информация за периода 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г., както и за базисната 2024 г., тъй като не е осъществявало дейност през 2024 г. и 2025 г. Липсва

обосновка на разходите за абонаментно поддържане, разходите за граждански договори и разходите за външни услуги. Няма представени договори за доказване на разходите.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Коген Загоре“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Коген Загоре“ ЕООД			
1. Справка № 4 – „ТИП в производството“:	**Предложение**	**След корекция**	**Изменение, %**
Природен газ, лв./knm^3	1 055,00	767,72	-27,23%

След извършените по-горе корекции е определена следната цена на енергия:

„Коген Загоре“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	102,77

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 17 656 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 16 711 хил. лв., от които условно-постоянни – 8 613 хил. лв. и променливи – 8 098 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 14 728 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,42%;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – **36 637 MWh**

<u>24. „ДЕКОТЕКС“ АД</u>

Дружеството е представило заявление с вх. Е-14-61-1 от 01.04.2025 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 527,19 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 136,55 лв./MWh без ДДС;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 136,55 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Декотекс“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-**

					к.4)/к.4*100
Преференциална цена на електрическата енергия	449,91	449,91	469,07	527,19	12,39
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	109,90	109,90	117,57	136,55	16,14
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	109,90	109,90	117,57	136,55	16,14

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ – 1 248,04 лв./knm^3 (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-61-1 от 07.04.2025 г. от дружеството е изискано да представи декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към заявлението, която е представена от „Декотекс“ АД с писмо с вх. № Е-14-61-1 от 14.04.2025 г.

„Декотекс“ АД е представило следната обосновка:

Условно постоянни разходи – общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г. е 1 810 хил. лв.

Разходи за амортизации – дружеството е посочило, че същите са планирани в съответствие с въведените в експлоатация нови ДМА в размер на 187 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а имено 68 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 119 хил. лв. за електрическата енергия.

Разходи за ремонт – за ценовия период 01.07.2025 – 30.06.2026 г. са в размер на 540 хил. лв., при отчет от 400 хил. лв. за предходния ценови период. Дружеството предвижда разходи за ремонт вследствие на достигане на работните моточасове, свързани с техническите изисквания на завода производител за двигателя на когенерационната система Cummins. Разходите произтичат от следните ремонтни дейности:

- Подмяна на буталната група на двигателя – 380 хил. лв.;
- Подмяна на основни компоненти в когенерацията – 60 хил. лв.;
- Ремонт на отоплителни линии и тела – 100 хил. лв.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – те са в общ размер на 774 хил. лв. Материалите за текущо поддържане в размер на 120 хил. лв. са изчислени на база предвидените работни часове на системата.

Променливи разходи – планирани са изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторна база на активите – заявена е в размер на 3 573 хил. лв. към 31.12.2024 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2024 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 510 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

Норма на възвръщаемост - за новия ценови период 2025 г. – 2026 г. е в размер на 5,31%, изчислена съгласно Указания-НВ като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2024 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 MW.

Съгласно чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, Комисията не регулира цените за продажба на топлинна енергия и не определя цени по чл. 33, ал. 1 и ал. 2 от ЗЕ и премии по чл. 33а от ЗЕ на производители, които съгласно одитираните годишни финансови отчети за някоя от предходните три календарни години имат общи годишни приходи над 5 000 000 лв. и приходите им от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия надвишават 35 на сто от общите им годишни приходи, освен ако тези производители осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти или използват 100 на сто от произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

От представената към заявлението справка по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ се установява, че общите годишни приходи на дружеството за 2024 г. са в размер на 5 106 хил. лв., а приходите от продажба на електрическа енергия са в размер на 2 278 хил. лв., което **представлява 44,61% от общите му годишни приходи**. Данните в справката по чл. 30, ал. 4 от ЗЕ за 2024 г. са съгласно одитирания годишен финансов отчет на „Декотекс“ АД. В допълнение, „Декотекс“ АД не осъществява пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови клиенти и не използва 100 на сто от произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

С оглед гореизложеното, Комисията не следва да определя на „Декотекс“ АД цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ за регулаторния период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г.

25. „Енергиен център Зебра“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-57-1 от 31.03.2025 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2025 г. следните цени, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 190,85 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 182,91 лв./MWh без ДДС;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 499,60 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Енергиен център Зебра“ ЕООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС,**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г.,**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026**	**Изменение, %**

	лв./MWh	**лв./MWh**	**г., без ДДС, лв./MWh**	**г., без ДДС, лв./MWh**	
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	306,44	306,44	327,78	499,6	52,42
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	152,62	152,62	156,80	190,85	21,71
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	144,60	144,60	148,96	182,91	22,79

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 441,15 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 203 kcal/knm^3.

С писмо с изх. № Е-14-57-1 от 07.04.2025 г. от дружеството е изискана информация и документи, както следва: 1. Обяснение на дружеството със съответните мотиви по отношение на установено разминаване между посочените в заявлението преференциална цена на електрическата енергия в размер на 499,60 лв./MWh и получената в ценовия модел в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ (приложение № 4), в размер на 499,65 лв./MWh, както и по отношение на еднокомпонентната цена на топлинна енергия с гореща вода, посочена в заявлението в размер на 190,85 лв./MWh, и получената в ценовия модел 190,86 лв./MWh; 2. Попълнените ценови модели (справки от № 1 до № 9) за отчетния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. и с отчета за базисната 2024 г., както и за прогнозния ценови период от 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., да бъдат представени на електронен носител във файлове във формат „Excel“, с работещи формули, така както са приети от КЕВР; 3. Заверени копия на всички действащи договори за доставка на природен газ за периода 2025 г. – 2026 г., с всички приложения и допълнителни споразумения към тях, сключени от дружеството; 4. Заверени копия на действащи договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за периода 2025 г. – 2026 г., с всички приложения и допълнителни споразумения към тях, сключени от дружеството в съответствие със ЗЕ и Правилата за търговия с електрическа енергия; 5. Разходо-оправдателни документи за закупените количества природен газ през 2024 г. и 2025 г.; 6. Утвърдени ремонтни програми за 2024 г., за 2025 г. и за 2026 г., със съответните позиции, срокове за изпълнение и стойности, както и анализ на изпълнението на ремонтната програма за базисната 2024 г.; 7. Инвестиционна програма на дружеството за 2024 г., 2025 г. и 2026 г., представена по позиции, срокове и стойности, както и анализ на изпълнението на инвестиционната програма за базисната 2024 г.

С писмо с вх. № Е-14-57-1 от 16.04.2025 г. дружеството е представило следната информация:

По т. 1: Дружеството е предоставило коригирано заявление с посочени цени на топлинната енергия и преференциалната цена на електрическата енергия, които отговарят на приложения ценови модел за периода 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г.;

По т. 2: Дружеството не е предоставило ценовия модел (справки от № 1 до № 9) за отчетния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., а само за прогнозния ценови период от 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. и с отчета за базисната 2024 г.;

По т. 3: Дружеството е заявило, че няма действащи договори за доставка на природен газ за периода 2025 г. – 2026 г.;

По т. 4: Дружеството е заявило, че няма действащи договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за периода 2025 г. – 2026 г.;

По т. 5: Дружеството е заявило, че не е закупувало количества природен газ през 2024 г. – 2025 г.

По т. 6 и т. 7: Дружеството не е предоставило информация и документи.

„Енергиен център Зебра“ ЕООД е представило следната обосновка:

Условно постоянни разходи – дружеството е планирало тези разходи в общ размер на 1 667 хил. лв.

Разходи за амортизации - амортизационните отчисления на дълготрайните активи са в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Дружеството е посочило, че разходите за амортизации за новия ценови период са планирани на нивото на отчета за 2025 г. и въвеждането в експлоатация на нови ДМА, свързани с регулираната дейност – 108 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а имено 30 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 78 хил. лв. за електрическата енергия.

Разходите за ремонт са в размер на 642 хил. лв. Дружеството е заявило, че същите са планирани вследствие на неизвършени ремонти, свързани с техническите изисквания на завода-производител за двигателя на когенерационната система Cummins през изминалия отчетен период.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – общият им размер е 236 хил. лв.

Променливите разходи за прогнозния период са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

Регулаторната база на активите е в размер на 5 802 хил. лв. към 31.12.2024 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2024 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

Нормата на възвръщаемост на капитала за ценовия период, заявена от дружеството, е в размер на 7,00%, изчислена съгласно Указания-НВ, като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2023 г. „Енергиен център Зебра“ ЕООД е посочило, че съгласно изискванията, в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,57 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена на природния газ за новия регулаторен период е променена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през

газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

1.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 - 2026 г., предоставена от дружеството;

1.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 70,33 лв./MWh;

1.3. Пренос – 1,07 лв./MWh;

1.4. Достъп – 2,35 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 73,75 лв./MWh

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Енергиен център Зебра“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Енергиен център Зебра“ ЕООД			
1. Справка № 4 – „ТИП в производството“:	**Предложение**	**След корекция**	**Изменение, %**
Природен газ, лв./knm^3	1 441,15	790,65	-45,14%

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Енергиен център Зебра“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	343,24
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	122,37
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	155,23
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	146,51

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 5 842 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 412 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 3 745 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 5 534 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%;
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 437 MWh;
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 736 MWh;
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 168 MWh.

26. „ОВЕРДРАЙВ“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2025 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Със заявлението, дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2025 г. преференциална цена на електрическа енергия – 684,05 лв./MWh (без ДДС).

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Овердрайв“ АД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	462,50	462,50	480,29	684,05	42,42

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 300 лв./knm^3, при долна работна калоричност 8 340 kcal/knm^3.

С писмо с изх. № Е-14-69-1 от 07.04.2025 г. от дружеството е изискана информация и документи, както следва: с оглед установените неточности на датите, посочени в заявлението е изискана нова декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, както и изрично да се декларира периодът, за който се иска утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия; 2. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9 (ценови модел без лицензия); 3. Подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.; 4. Справка, съдържаща отчетна информация за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. за електрическата енергия, както следва: бруто, собствени нужди, нето, MWh в т.ч.: собствено потребление, продажба на потребители, продажба на краен снабдител, БНЕБ и други, MWh; 5. Информация от дружеството за общите годишни приходи и за приходите от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за предходните три календарни години (2024 г., 2023 г. и 2022 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; 6. Утвърдени ремонтни програми за 2024 г., за 2025 г. и за 2026 г., със съответните позиции, срокове за изпълнение и стойности, както и анализ на изпълнението на ремонтната програма за базисната 2024 г.; 7. Инвестиционна програма на дружеството за 2024 г., 2025 г. и 2026 г., представена по позиции, срокове и стойности, както и анализ на изпълнението на инвестиционната програма за базисната 2024 г.

С писмо с вх. № Е-14-69-1 от 02.05.2025 г. дружеството е представило допълнителна информация и документи, както следва:

По т. 1: Дружеството е представило коригирано заявление с коректно попълнени данни за новия ценови период, ведно с декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни.

По т. 2: Дружеството е представило отчетна информация за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9 (ценови модел без лицензия).

По т. 3: Подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., както следва:

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации – 66 хил. лв. Дружеството е посочило, че активите се амортизират при линеен метод на амортизация. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи. Тези, които не са пряко относими към продуктите електрическа и топлинна енергия са разпределени пропорционално на количествата произведена топлинна и електрическа енергия.

В ценовия модел стойността на дълготрайните материални активи, заложена в регулаторната база на активите е равна на отчетната стойност към 31.12.2024 г.

Разходи за ремонт – 130 хил. лв., които са разпределени, както следва:

- Отнесени към електрическата енергия – 95 хил.лв.;
- Отнесени към топлинната енергия – 35 хил.лв.;

Дружеството е заявило, че планираните разходи са свързани с утвърдената Ремонтна програма, която е предоставена като Приложение 1 към обосновката. Планираните ремонти дейности включват: обслужване на двата когенератора; основен ремонт на ДВГ двигател на когенератор с подмяна на бутала, биели, бутални лагери, биелни лагери, основни лагери, колянов вал, семеринги и уплътнения; подмяна на два броя пластинчати топлообенника преди колектора; подмяна на четири броя циркулационни помпи; ремонт на чилър Кериер.

Разходи за заплати и възнаграждения – 120 хил. лв. „Овердрайв“ АД е посочило, че средната работна заплата в дружеството отговаря на средната заплата в сектор „Енергетика“, така и спрямо средната заплата в областта, съгласно данни на НСИ. Дружеството разполага с необходимия персонал за поддръжки и експлоатация на своя енергиен център и не планира увеличение на работните заплати през следващия ценови период.

Начислени осигуровки по действащото законодателство, свързани с разходите за заплати и възнаграждения – 14 хил. лв., в които се включват: осигурителни вноски, начислявани върху работните заплати на персонала, пряко зает в регулираната дейност по производство на електрическа и топлинна енергия.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – 126 хил. лв.

Дружеството е посочило, че предвид отчетената от НСИ средна годишна инфлация в размер на 2,4% за 2024 г. спрямо 2023 г., увеличението на минималната работна заплата с приблизително 16%, увеличението на минималните осигурителни прагове и отчетената тенденция за поскъпване на всички стоки, материали и услугите, е предвидило увеличение на част от разходите, пряко свързани с регулираната дейност, както следва:

- Горива за автотранспорт – 6 хил. лв., като разходът е запазен спрямо отчетната 2024 г;
- Работно облекло – 2 хил. лв., като разходът е запазен спрямо отчетната 2024г;
- Канцеларски материали – 1 хил. лв., като разходът е запазен спрямо отчетната 2024 г;
- Материали за текущо поддържане – 11 хил. лв. при отчетени 10 хил.лв. за 2024 г. поради индексиране на цените от доставчиците на дружеството;
- Застраховки – включват се застраховки на имущество – 5 хил. лв. при отчетени 4 хил. лв. за 2024 г. Дружеството е заявило, че прогнозата е на база на ново сключената застрахователна полиза на дружеството в края на изминалата година.
- Данъци и такси – 3 хил. лв. – планирани на база отчетените стойности за 2024 г. без предвидено увеличение;

- Пощенски разходи, телефони и абонаменти – 1 хил. лв. на база на отчетните стойности за 2024 г.;

- Въоръжена и противопожарна охрана – 70 хил. лв. Дружеството е посочело, очакваното увеличение е във връзка с инфлацията, както и това, че последните няколко години не е имало промяна на тарифите;

- Проверка на уреди – 7 хил. лв. – увеличението се дължи на повишените със 100% тарифи на Държавната агенция за метрологичен и технически надзор, както и на повишението с между 15-20% на тарифите на акредитираните лаборатории за проверка на уредите за търговско мерене, наблюдение, контрол, газсигнализация и пожароизвестяване.

- Експертни и одиторски разходи – 8 хил. лв., което се запазва спрямо предходната година;

- Охрана на труд – 7 хил. лв.;

- Разходи за лицензионни такси – 5 хил. лв.

Променливи разходи

- Разходи за материали – 650 хил. лв.

- Разходи за природен газ – 494 хил. лв., както следва:

- Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия – формирани са на база на цената на природния газ и количеството необходимо гориво за комбинирано производство на енергия.

Цената на природния газ, заложена в Ценовия модел е в размер на 1300,00 лв./хнм^3.

Разходи за вода – 3 хил. лв. Планирано е увеличение, което се дължи на увеличение на цените на водата.

- Разходи за закупена електрическа енергия – 150 хил. лв. Планирано е намаление на консумираната електрическа енергия на свободен пазар поради планираните ремонти и оптимизации на системата, в същото време е налице и липса на яснота за наличието на компенсация на цената на електрическата енергия за юридическите лица. Същевременно от 01.01.2025 г. е налице увеличение на мрежовите компоненти при покупка на електроенергия, като очакванията са същите да бъдат отново увеличени за новия регулаторен период.

- Консумативи (химикали, реагенти) – 3 хил. лв. и включват разходи за химикали, реагенти за обработка на топлоносителя по топлопреносната мрежа. С обработката се цели омекотяване и химическа обработка на водата, с цел предотвратяване и забавяне процесите на корозия по участъците от топлопреносната мрежа и енергийните съоръжения, както и намаляване на пробивите, авариите и загубите от изтичане.

- Разходи за външни услуги – 19 хил. лв.

- Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ – 4 хил. лв.

Производствена програма за новия ценови период – съобразена е с нормалните режими на работа на дружеството. През 2024 г. „Овердрайв“ АД отчита авария на ключово за електропроизводството съоръжение.

Норма на възвръщаемост на капитал – дружеството отчита средно притеглена цена на капитала в размер на 7,78%.

По т. 4: Дружеството е представило справка, съдържаща отчетна информация за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. за електрическата енергия(бруто, собствени нужди, нето, MWh в т.ч.: собствено потребление, продажба на потребители, продажба на краен снабдител, БНЕБ и други).

По т. 5: Дружеството е представило справка за общите годишни приходи и за приходите от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2024 г., 2023 г. и 2022 г.

По т. 6: Дружеството е представило утвърдени ремонтни програми за 2024 г., за 2025 г. и за 2026 г., със съответните позиции по обекти/съоръжения, стойности и периоди срокове за изпълнение и стойности, както и анализ на изпълнението на ремонтната програма за базисната 2024 г.

По т. 7: Дружеството е представило инвестиционни програми за 2024 г., за 2025 г. и за 2026 г., представени по дейности, стойност и период.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,25 MW.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена на природния газ за новия регулаторен период е променена спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

2.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 67,94 лв./MWh;

2.3. Пренос – 1,05 лв./MWh;

2.4. Достъп – 3,43 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 72,42 лв./MWh.

След проведеното на 12.06.2025 г. открито заседание и проведеното на 13.06.2025 г. обществено обсъждане на проекта на решение, в определения от Комисията 14-дневен срок, „Овердрайв“ АД е представило коригирано заявление с вх. № Е-14-69-1 от 20.06.2025 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

В коригираното заявление дружеството е посочило, че същото се представя в отговор на отправено искане на КЕВР с писмо с изх. № Е-14-69-1 от 07.04.2025 г. Към него е представен на хартиен и електронен носител попълнен модел за образуване на цените (справки от № 1 до № 9) и приложения № 2, № 3 и № 4, като не са представени останалите описани от дружеството документи, а именно: годишен финансов отчет на дружеството, договор за доставка на природен газ и фактури към него, договор за продажба на електрическа енергия и фактури към него и документ за платена такса. С коригираното заявление, дружеството е поискало да му бъде утвърдена, считано от 01.07.2025 г. преференциална цена на електрическа енергия в размер на 718,25 лв./MWh, която е с 29% по-висока от проекта на решение (557,79 лв./MWh).

Предложената нова (коригирана) преференциална цена на електрическа енергия е образувана с цена на природния газ в размер на 1 450 лв./knm^3, видно от справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“, която е с 89% по-висока спрямо изчислената в проекта на решение (767,92 лв./knm^3).

След преглед на постъпилото коригирано заявление от „Овердрайв“ АД, Комисията счита:

Посоченото от дружеството като мотив, че коригираното заявление е представено в отговор на писмо с изх. № Е-14-69-1 от 07.04.2025 г. на КЕВР с искане за предоставяне на допълнителна информация, не отговаря на истината. Видно от т. 1 от писмото на КЕВР, от „Овердрайв“ АД е изискано да представи нова декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2025 г., както и по отношение на допълнително представените данни и документи, както и да бъде изрично декларирано, че периодът, за който се иска утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия се отнася за новия ценови период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., предвид установените неточности на датите, посочени в първоначалното заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2025 г., подадено от „Овердрайв“ АД.

При сравнение на данните в представените от дружеството документи към първоначалното заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2025 г. и към коригираното заявление с вх. № Е-14-69-1 от 20.06.2025 г., се установява, че „Овердрайв“ АД е извършило множество корекции в ценовите модели и приложенията към тях, както по отношение на отчетните данни за базисната 2024 г., така и на прогнозните данни за новия ценови период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., като някои от данните в справките са запазени същите спрямо първоначално заявените, а други данни са намалени или завишени. Дружеството не е извършило корекции в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ и в приложение № 7 по отношение на паспортните данни за инсталациите за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ДВГ-1 и ДВГ-2), в сравнение с данните в първоначалното заявление.

Следва да се отбележи, че дружеството не е представило писмена обосновка за извършените корекции на ценообразуващите елементи в справките към коригираното заявление, както по отношение на отчетните данни за 2024 г., така и за прогнозните данни в ценовия модел за новия ценови период. Не са представени и други относими документи като доказателство, че извършените корекции от дружеството са обосновани и необходими.

С оглед изложеното, Комисията счита, че извършените корекции на прогнозните ценообразуващи елементи в ценовия модел към коригираното заявление са необосновани и недоказани, поради което не следва да се приемат.

В допълнение следва да се посочи, че „Овердрайв“ АД е представило заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2025 г. в срока по чл. 41, ал. 2 от НРЦЕЕ, заедно с другите производители на електрическа и топлинна енергия. Индивидуалните констатации след анализа на подадените заявления са показани в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ в Доклада, приет от КЕВР с решение по Протокол № 165 от 04.06.2025 г., т. 2 и публикуван на интернет страницата на Комисията, поради което след оповестяване на данните пред всички заинтересовани лица заявителите не могат да отстраняват пропуски и грешки, допуснати в заявленията им поради тяхна небрежност. С приемането на докладите за цените в секторите „Топлоенергетика“ и „Електроенергетика“, КЕВР вече е съобразила принципа за осигуряване на баланс на интересите на участниците по цялата верига от производителите до крайните клиенти на електрическа и топлинна енергия, като е отчела, че цените на електрическата енергия в сектор „Топлоенергетика“ оказват влияние и на цените в сектор „Електроенергетика“. Поправки на грешки, допуснати поради небрежност в заявленията на някои производители, може доведат до промяна в обявените пред заинтересованите лица данни и връщане за ново обсъждане на докладите, респективно до забавяне на утвърждаването на цените и за дружества, които са подготвили своите заявления с дължимата грижа. В този смисъл е и съдебната практика - Решение № 12905 от 26.10.2017 г. по адм. д. №

12731/2016 г., IV отд. на ВАС: „*по аргумент от разпоредбата на чл. 30, ал. 1 от НРЦТЕ следва да се приеме, че* ***възможността за отстраняване на нередовност на подаденото заявление се преклудира с приемане на доклада на работната група***.“.

„Овердрайв“ АД не е взело участие на проведеното на 12.06.2025 г. открито заседание и не е изразило становище относно Доклада и направените корекции на разходите.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Овердрайв“ АД за следващия ценови период са следните:

„Овердрайв“ АД			
1. Справка № 2 – „РБА“:	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Оборотен капитал, хил. лв.	170	108	-36,47%
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, хил. лв.	1300	767,92	-40,93%

След извършените по-горе корекции е определена следната преференциална цена на електрическата енергия:

„Овердрайв“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	557,79

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 956 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 926 хил. лв., от които условно-постоянни – 456 хил. лв. и променливи – 470 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 377 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 950 MWh.

27. „Нова Пауър“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-13-308-1 от 08.04.2025 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия от комбинирано производство. Дружеството е предложило за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия в размер на 494,31 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Нова Пауър“ ЕООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г.**	**Изменение, %**

	г., без ДДС, лв./MWh	г. до 30.06.2025 г., лв./MWh	01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh	до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh	
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	381,51	381,51	393,42	494,31	25,64

Предложената преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 327,83 лв./knm^3, в т.ч. цена за пренос 116,31 лв./knm^3 и цена за достъп 32,69 лв./knm^3, (без акциз и ДДС), при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm^3.

„Нова Пауър“ ЕООД е представило следната обосновка:

В производствената програма на ко-генерационната инсталация за новия регулаторен период – 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. дружеството предвижда 2 388 работни часа, брутно производство на електрическа енергия в размер на 5 015 MWh и продадено нетно количество 4 820 MWh.

През новия регулаторен период дружеството заявява, че планира извършването на нови инвестиции в цялостно обновяване на ко-генерационната инсталация. Планирана инвестиция от предходния регулаторен период е отложена за настоящия поради частичното използване на ресурсите в друга инвестиционна дейност на дружеството и по-малкото часове работа на ко-генератора от планираните в ценовия модел.

Норма на възвръщаемост на капитала – „Нова Пауър“ ЕООД е заявило, че при определяне на капиталовата структура дружеството е приложило т. 34.1. от Указания-НВ. Посочило е, че за финансиране на инсталацията за комбинирано производство, „Нова Пауър“ ЕООД използва собствен капитал. Също така, през 2023 г. дружеството е изплатило напълно отпуснатият през септември 2021 г. кредит. За изпълнение на инвестицията в ко-генерационната дейност е предвидено привличане на кредитен ресурс в размер на 80% от стойността на инвестицията, или в размер на 1 600 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е на ниво от 7,00%, прието и утвърдено от КЕВР.

При така зададените изходни параметри, дружеството е посочило, че нормата на възвръщаемост за новия регулаторен период 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г. е 6,67 %.

Разходи за амортизации – дружеството прогнозира разходи за новия ценови период в размер на 382 хил. лв.

Разходи за ремонт – прогнозирани са в размер на 132,58 хил. лв. През новия регулаторен период 01.07.2025 - 30.06.2026год. дружеството е предвидило нарастване на произведените количества електрическа и топлинна енергия с 65% или общо произведено количество електрическа енергия 5 015 MWh ел. енергия и 4 980 MWh топлинна енергия. Доколкото текущата ремонтната програма е изцяло свързана с работните часове на двигателя и произведените количества електрическа и топлинна енергия, то необходимите разходи за поддръжка и ремонт през новия регулаторен период са изчислени от дружеството пропорционално на произведените мегавати електрическа и топлинна енергия, т.е. на часовете работа на двигателя.

Разходи за заплати и осигуровки – дружеството е посочило, че броят на персонала и разходите за заплати и осигуровки на работещите в ко-генерационната инсталация се запазват, като през новия регулаторен период е заложена единствено

индексация на заплатите /респективно разходите за осигуровки/ с темпа на нарастване на минималния осигурителен доход от 01.04.2025 г. от 933 лв. на 1 077 лв. или с общо 15,43%. Дружеството счита,, че предвид сравнително ниските нива на възнагражденията в бранша, на практика това ще е реалният темп на повишение на разходите за заплати и осигуровки.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – прогнозирани са в размер на 159 хил. лв.

Променливи разходи – за първата прогнозна година са посочени, както следва:

1 712 хил. лв. при общи разходи за природния газ: 1 327,83 лв./knm^3, в т.ч.:

цена на природен газ - 1 178,83 лв./knm^3;

цена за пренос - 116,31 лв. /knm^3;

цена за достъп /капацитет/- 32,69 лв. /knm^3;

разходи за акциз на природен газ - 29 хил. лв.

Останалите променливи разходи са изчислени от дружеството на база отчетените през предходния регулаторен период разходи за произведените 3 039 MWh. На тази база и предвид характерът им на променливи разходи, същите за преизчислени и прогнозирани на база прогнозно количество на произведена електрическа енергия през новия регулаторен период, а именно 5 015 MWh.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,43 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

1. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена на природния газ за новия регулаторен период е коригирана спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

1.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 г. – 2026 г., предоставена от дружеството;

1.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 67,13 лв./MWh;

1.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната
мрежа: 10,98 + 2,56 = 13,54 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 80,67 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Нова Пауър“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Нова Пауър“ ЕООД			
Справка №4 – „ТИП в производството“:	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Природен газ, лв./knm^3	1 327,83	870,23	-34,46%

След извършените по-горе корекции е определена следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Нова Пауър“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	388,83
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	167,96

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 2 496 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 276 хил. лв., от които условно-постоянни – 775 хил. лв. и променливи – 1 500 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 308 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,67%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 820 MWh.

28. „ОРАНЖЕРИИ-ПЕТРОВ ДОЛ“ ООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-74-1 от 31.03.2025 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис.

„Оранжерии-Петров дол“ ООД е предложило, считано от 01.07.2025 г. преференциална цена на електрическа енергия – 340,21 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 983,11 лв./knm^3, (без акциз и ДДС), при долна работна калоричност 8 326 kcal/knm^3.

С писмо с изх. № Е-14-74-1 от 07.04.2025 г. от дружеството е изискана допълнителна информация, както следва: отчетна информация за ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (Приложение № 6), с данни за 2024 г. на хартиен носител; заверени копия на всички актуални договори за доставка на природен газ за новия ценови период, с всички приложения към тях.

„Оранжерии Петров дол“ ООД е представило второ заявление с вх. № Е-14-74-2 от 22.04.2025 г., с което е поискало определяне на по-висока преференциална цена на електрическа енергия, в размер на 346,32 лв./MWh, без ДДС или с 1,8% повече спрямо първоначалното заявление с вх. № Е-14-74-1 от 31.03.2025 г.

Към заявлението дружеството е представило обосновка, ценови модел с отчет за 2024 г. и за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., както и договор за доставка на природен газ от 27.11.2023 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД и допълнително споразумение № 1 от 06.12.2024 г. към него.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии-Петров дол“ ООД цена на електрическата енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**

к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5	к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100
Преференциална цена на електрическата енергия	300,35	300,35	320,90	346,32	+7,92

Обосновката на „Оранжерии Петров дол“ ООД към заявление с вх. № Е-14-74-1 от 31.03.2025 г. е, както следва:

Производствена програма – прогнозни количества електрическа енергия-бруто 9 439 MWh, електрическа енергия за собствено потребление 449 MWh и нетна електрическа енергия 8 990 MWh. Дружеството предвижда когенерационната инсталация да работи с натовареност в периода от октомври 2025 г. до май 2026 г. за подсигуряване на необходимата топлинна енергия за производството на „Оранжерии Петров дол“ ООД.

Инвестиционна програма – общата стойност на активите, участващи в РБА при определяне на преференциална цена на комбинирана електрическа енергия за 2024 г., е в размер на – 506 хил. лв. (РБА = А – АМ). А = 548 хил. лв. активи, в т. ч.: 451 хил. лв. разходи за: закупуване на инсталация за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, състояща се от един когенерационен модул „MWM TCG 2020 V20“ и периферна система от компоненти към инсталацията; изработване на инвестиционен проект (работен и технически) за строеж на когенерационна централа на природен газ; присъединяване на независим производител на електрическа енергия към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД; система за омекотяване на водата; допълнителни СМР и др.; оборотен капитал – 97 хил. лв. и амортизация за периода на използване АМ = 1 053 хил. лв.

Амортизационна програма – дружеството е посочило, че при изчисляване на годишните разходи за амортизация е приет среден период за амортизация на всички активи (без земя) от 15 (петнадесет) години. При изчисляване на регулаторната база на активите за стойност на активите е взета прогнозната балансова (остатъчна) стойност на активите на дружеството.

Ремонтна програма – дружеството е заявило, че разходите за ремонт са изчислени на база прогнозни часове на работа на двигателя съгласно програма за сервиз, превантивна и последваща поддръжка на когенераторния модул, при цена за поддръжка и ремонт за 1 час работа – 19,7 евро/час.

Променливи разходи – разходи за природен газ, при цена на природния газ от 983,11 лв./knm³; разход за електроенергия – 98 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ –
55 хил. лв. (92 023 GJ * 0,60 лв/GJ = 55 213 лв.).

Условно – постоянни разходи – разходи за амортизации – 486 хил. лв.; разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 12 души) – 612 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 105 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – 584 хил. лв., в т. ч.: материали за текущо поддържане – 335 хил. лв., застраховки – 28 хил. лв., данъци и такси – 140 хил. лв. и други, описани в Справка № 1 – 81 хил. лв.

Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала – „Оранжерии Петров дол“ ООД е посочило, че при изчисляването на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозния период 01.07.2025 – 30.06.2026 г. е използвана прогнозната капиталова структура на дружеството към 31.12.2024 г. на база погасителните планове, формирана от договори за кредит с банка. При собствен капитал в размер на 47 хил. лв. и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 5,3%, както и привлечен капитал в размер на 979 хил. лв. при среднопретеглена норма на привлечения капитал в

размер на 3,45%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 3,56% към 31.12.2024 г.

Обосновката на „Оранжерии Петров дол“ ООД към заявление с вх. № Е-14-74-2 от 22.04.2025 г. е идентична с първоначално представената в КЕВР, като дружеството е нанесло следните корекции: в т. II.2.5, разходите за природен газ са изчислени с цена на природния газ в размер на 996,79 лв./knm³ и разходите за акциз на природния газ са променени от 55 213 лв. на 55 168 лв. (91 947 GJ*0,60 лв/GJ); в т. II.2.6, разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са променени от 584 хил. лв. на 613 хил. лв., в т.ч. разходите за материали за текущо поддържане са променени от 335 хил. лв. на 364 хил. лв. Корекции са извършени и в разходите за природен газ за периода от м. октомври 2025 г. до м. май 2026 г., отразени в таблица 2 на приложението към обосновката.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 MW.

Образуване на цената:

1. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена на природния газ за новия регулаторен период е коригирана спрямо предложената от дружеството въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно, като е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

2.1. Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2025 - 2026 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 70,85 лв./MWh;

2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната
мрежа – 1,07+1,71 = 2,78 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 73,64 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Петров дол“ ООД за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Петров дол“ ООД			
1. Справка № 2 – „РБА“	**Предложение**	**Корекция**	**Изменение**
Оборотен капитал, хил. лв.	97	431	+344,33%
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, лв./knm^3	983,11	791,16	-19,52%

След извършените по-горе корекции е определена следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Петров дол“ ООД	лв./MWh,

	без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	298,72
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	77,85

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 3 927 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 933 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 795 хил. лв. и променливи – 2 138 хил. лв.;
  - Регулаторна база н а активите – -172 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 3,56%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 989MWh.

29. „ТЕЦ - БОБОВ ДОЛ“ АД

Дружеството е подало заявление с вх. № Е-14-33-2 от 31.03.2025 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация. Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. преференциална цена на електрическа енергия – 353,01 лв./MWh без ДДС;
2. еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 47,14 лв./MWh без ДДС;
3. еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 21,52 лв./MWh без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ТЕЦ - Бобов дол“ АД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от 01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh**	**Изменение, %**
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	308,04	322,04	338,94	353,01	4,15
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	90,21	90,21	90,21	47,14	-47,74
Еднокомпонентна	60,99	60,99	61,96	21,52	-65,27

цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара					

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без ДДС), както следва: цена на въглища – 145,00 лв./t, при калоричност 1 700 kcal/kg; друг вид гориво – 89,36 лв./t, с долна работна калоричност 3 000 kcal/kg и цена на мазут (за разпалване на котлите) – 1 165,63 лв./t, при долна работна калоричност 9 500 kcal/kg.

Обосновката на дружеството е следната:

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД е посочило, че изпълнява дейността по издадената му лицензия за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ чрез три енергийни блока по 210 MW електрическа мощност и по 25 MW топлинна мощност. Дружеството предвижда да работи в режим на комбинирано производство с един от блоковете целогодишно. За определяне на прогнозната информация за базисна година е избрана 2024 г., съгласно Указания-НВ. Дружеството планира увеличение на разходите спрямо 2024 г. с около 5%, с изключение на разходите за заплати и възнаграждения, които са увеличени с 10% и разходите за горива.

Производствена програма: дружеството е заявило, че е предвидило увеличено производство на топлинна енергия във връзка със заявки за по-голямо потребление за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и водна пара – дружеството е посочило, че планира отпуснатата от съоръженията топлинна енергия през новия ценови период да е в размер на 262 800 MWh с гореща вода и 525 600 MWh с водна пара. Посочва се, че тъй като потребителите на топлинна енергия са пряко присъединени към съоръженията, в прогнозата не са включени технологични разходи по преноса.

Производство на електрическа енергия – дружеството е заявило, че цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период, произведено от енергийния блок, който работи в топлофикационнен режим, е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г. и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство. Производството на електрическа енергия през прогнозния период от блока в топлофикационен режим е 1 664 400 MWh бруто, като в това число и 359 160 MWh от високоефективно производство, произведени съобразно топлинния товар.

Електрическа енергия за собствени нужди: дружеството е определило процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на топлофикационния блок на 13,50%, което е посочило, че съответства на отчитаните до момента и включва разхода за циркулационните помпи в топлопроизводството.

Ремонтна програма (отчет и прогноза): дружеството е заявило, че целта на ремонтите е да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията, с допускането на компромис, че забавянето на подмяна на нагревни повърхности води до повишаване на аварийността. Ремонтите по електрофилтрите и сероочистващите инсталации са свързани с достигане и спазване на екологичните норми. За новия регулаторен период дружеството е предвидило ремонтна програма отнесена към топлофикационната част на централа на стойност 10 637 хил. лв.

Инвестиционна програма – дружеството е заявило, че е в ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторен период. През предстоящия период „ТЕЦ - Бобов дол“ АД е планирало да бъде извършена рехабилитация на турбинно оборудване и съпътстващо основните ремонти подобряване ефективността на общостанционните и пречиствателните съоръжения. Като минимум се

включва горивната уредба на котлите, обследване състоянието на метала на барабана, колектори, тръбопроводи на котлите и елементи на парните турбини и подмяна на такива с изчерпан технически ресурс. Ориентировъчната стойност на необходимите инвестиционни разходи за периода е 45 000 хил. лв. за цялата централа.

Регулаторна база на активите – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2024 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 203 630 хил. лв. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД е заявило, че полезният срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, е определен съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, нормите на безопасност при експлоатация, съгласно технически изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционни срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемо физическо износване съгласно ЕКОС, обвързаността на актива при употребата му в технологични линии с годността на останалите активи и предполагаемото морално остаряване.

Оборотен капитал – за ценови период 01.07.2024 – 30.06.2025 г. оборотният капитал за производство е в размер на 84 842 хил. лв.

Норма на възвръщаемост – дружеството е заявило, че използваната „норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2024 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 4,14%, а изчислената обща НВ е 9,85%. „ТЕЦ – Бобов дол“ АД е посочило, че увеличението се дължи на нарасналата инвестиционна програма на дружеството. Според дружеството, инвестиционните обекти ще имат отражение в цената през разходи за амортизации в следващите години, след приемането им за активи. В тази връзка, за да не изпадне в ликвидна криза в близко бъдеще, дружеството се нуждае от увеличение на нормата на възвращаемост.

Условно-постоянни разходи: условно-постоянните разходи са изчислени на база инфлация от 5%, освен разходите за заплати и съответстващите им осигуровки и амортизациите, които са пресметнати на база линейния метод.

Разходи за амортизации – дружеството е заявило, че съгласно изискванията на т. 31.1, б. „б“ от Указанията-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ - Бобов дол“ АД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. разходите за амортизации са запазени на база отчетените показатели и са в размер на 13 581 хил. лв.

Разходи за работна заплата и осигуровки – за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. необходимите разходи са 33 044 хил. лв. - разходи за заплати и 8 881 хил. лв. за осигуровки. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството остава същият, както е в края на 2024 г. Дружеството е посочило, че в прогнозата е отчетено 10% увеличение на заплатите на служителите в съответствие с тенденциите в Р България.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите – всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвижданото подобрение на работните условия на персонала на дружеството дава своето отражение като увеличение на разходите за горива за автотранспорт, за служебни карти за пътувания, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т.н. Отчетеният от НСИ ръст на инфлацията също ще доведе до увеличаване на условно-постоянните разходи.

Разходите за работно облекло са заложени според нормативните изисквания за осигуряване на персонала с работно облекло и предпазни средства.

Разходите за лицензионни такси също са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

Променливи разходи – в променливите разходи се включват горива за производство, горива за разпалване – мазут, разходи за закупени CO_2 квоти, разходи за балансираща електроенергия, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоползване, купена електрическа енергия, депониране на пепелина и др. Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи, е както следва:

Основно гориво – за прогнозния период дружеството планира горивният микс за топлофикационния блок в „ТЕЦ – Бобов дол“ АД да се състои от въглища – доставяни от „Номад Енерджи Къмпани“ ЕООД с качествени показатели оптимални за производствения процес и цена 145 лв./t усл. г., франко ТЕЦ и биомаса при цена на доставчика 89,36 лв./t.

Разходите за гориво за разпалване (мазут) са изчислени по цена 1 165,63 лв./t. Разходи за консумативи за новия ценови период възлизат на 3 092 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за очистване на димни газове от серни емисии.

Квоти за емисии на парникови газове – дружеството е отбелязало, че производственият процес е свързан с изгарянето на въглищата, биомаса и мазут, в резултат на което в атмосферата се емитират парникови газове. Заради изгаряните въглища и мазут централата отделя значителни количества парникови газове. Основната суровина, която дружеството използва за производството на електрическа енергия са въглища. Принудено от постоянно нарастващите цени на емисии на борсата, дружеството предприема стъпки към изгаряне на биомаса, с цел намаляване на емитираните количества.

Дружеството е заявило, че емитираните количества въглероден диоксид за новия ценови период са изчислени по утвърдения формуляр за годишното докладване на емисии от ПГ от ИАОС към МОСВ, в който са попълнени прогнозното количество въглища и мазут при отчетени по верифициран годишен доклад (в приложение) за 2024 г., EF за въглища от 86,36 tCO_2/TJ и фактор на окисление от 94,63% и за мазут EF 77,40 tCO_2/TJ и фактор на окисление 100%. Така общото прогнозно количество въглероден диоксид, което се очаква да емитира топлофикационният блок на централата е изчислено на 803 632 tCO_2. Посочено, че безплатни разрешителни по чл. 10а и чл. 10в Директива 2003/87/ЕС за новия ценови период не са разпределени.

Разходите за закупуване за прогнозния период са на база планираните количества въглища и мазут необходими за изпълнение на производствената програма, при цена 75,00 евро/t CO_2 валидна за новия регулаторен период.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 630,00 MW.

<u>Образуване на цените</u>:

Прогнозни емисии CO_2 – 803 632 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени квоти за емисии CO2 – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за квоти за емисии CO_2: 136,91 лв./t **X** 803 632 t **= 110 025 хил. лв.**

Прогнозните количества горива за новия ценови период са: 5 000 t мазут, 1 355 000 t въглища и 657 000 t ВЕИ, съгласно заявеното от дружеството.

В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	790 114,00
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	70,00
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цll	евро/тон	67,77
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	3 446,08

„ТЕЦ-Бобов дол“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-33-4 от 12.06.2025 г. относно Доклада, както следва:

Дружеството е изразило несъгласие по отношение на определената прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за регулаторния/ценови период, като посочва че през последните месеци цените на електрическата енергия на борсата са под очакванията и посочените прогнози в Доклада. Дружеството посочва, че последните дни на IBEX, няма цена над 200 лв./MWh за базов товар, като дневният товар е под 136 лв./MWh. В тази връзка, дружеството счита, че прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за регулаторния/ценови период от 220 лв./MWh трябва да бъде коригирана надолу.

След преглед и обсъждане на постъпилото становище от дружеството относно определената прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за регулаторния/ценови период, Комисията счита същото за неоснователно.

Следва да се има предвид, че подробни аргументи са изложени в т. 16 от общия подход относно определянето на прогнозната годишна **пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.**, а именно, че за определянето ѝ са използвани търгуваните български фючърси на EEX, които са съпоставени с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, поради недостатъчната им ликвидност. При определянето на пазарната цена за базов товар трябва да се отчете обстоятелството, че основният движещ фактор за динамиката на цените на европейските, съответно регионалните борси, е цената на природния газ на европейските борси. При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период са отчетени както горните аргументи, така и асиметричността, наблюдавана в българската пазарна зона, която се дължи на голям приток от нови инвестиции в соларни проекти, като е предвидено допълнително отклонение на цената надолу в размер на около 2%. В заключение може да се посочи, че Комисията е определила прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. в размер на 220,00 лв./MWh, въз основа на сравнителни детайлни анализи, като са взети предвид основните движещи фактори за динамиката на цените на борсите.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „ТЕЦ - Бобов дол“ АД за следващия ценови период са следните:

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД			
	Предложение	**Корекция**	**Изменение**
1. Справка 1 – „Разходи“			
1.1. Разходи за емисии парникови газове (CO_2) , хил. лв.	117 883	110 025	-6,67%
2. Справка 2 – „РБА“			
2.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	84 842	59 962	-29,33%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	343,46
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	122,59
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	47,00
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	21,53

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 510 885 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 493 278 хил. лв., от които условно-постоянни – 75 481 хил. лв. и променливи – 417 797 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 178 75 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 9,85%;
- Количество електрическа енергия – 1 439 706 MWh:
  - от високоефективно комбинирано производство – 359 160 MWh;
  - от невисокоефективно производство – 1 080 546 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 35 040 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 525 600 MWh.

30. „Топлофикация Петрич“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-71-4 от 30.04.2025 г., с което е предложило преференциална цена на електрическа енергия в размер на 1 420,14 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Топлофикация Петрич“ ЕАД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	**Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-16 от 30.06.2024**	**Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2024**	**Цени на енергията по ценови модел към Решение № Ц-2 от**	**Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2025 г.**	**Изменение, %**

	г., без ДДС, лв./MWh	г., лв./MWh	01.01.2025 г., без ДДС, лв./MWh	до 30.06.2026 г., без ДДС, лв./MWh	
к. 1	**к. 2**	**к. 3**	**к. 4**	**к. 5**	**к. 6 = (к.5-к.4)/к.4*100**
Преференциална цена на електрическата енергия	337,56	337,56	337,56	610,50	1,61

Предложената преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1000,00 лв./knm^3 (без акциз и ДДС, при долна работна калоричност 8 100 kcal/knm^3).

С писмо с изх. № Е-14-71-4 от 07.05.2025 г. от дружеството е изискана допълнителна информация и документи, както следва: 1. Попълнени ценови модели (справки от № 1 до № 9) за отчетния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. и с отчета за базисната 2024 г., както и за прогнозния ценови период от 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., на електронен носител, във файлове във формат „Excel“, с работещи формули, така както са приети от КЕВР; 2. Коректно попълнено приложение № 2 „Средна цена на природния газ за отчетния период“ за 2024 г. и 2025 г., предвид на това, че дружеството е посочило „2021/2022 г.“ и периода „01.07.2021-30.06.2022 г.“; 3. Попълнено приложение № 3; 4. Попълнено приложение № 4 „Отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите“; 5. Попълнено приложение № 6 „Справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2023 г. и за 2024 г.“; 6. Заверени копия на всички действащи договори за доставка на природен газ за периода 2025 г. – 2026 г., с всички приложения и допълнителни споразумения към тях, сключени от дружеството; 7. Утвърдени ремонтни програми за 2024 г., за 2025 г. и за 2026 г., със съответните позиции, срокове за изпълнение и стойности, както и анализ на изпълнението на ремонтната програма за базисната 2024 г.; 8. Инвестиционна програма на дружеството за 2024 г., 2025 г. и 2026 г., представена по позиции, срокове и стойности, както и анализ на изпълнението на инвестиционната програма за базисната 2024 г.; 9. Одитиран годишен финансов отчет за 2024 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 26, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ; 10. Документ за платена такса в размер на 1000,00 лв. за разглеждане на заявлението за цени, съгласно Тарифа за таксите, които се събират от КЕВР.

Дружеството не е представило изисканата по-горе информация и документи.

„Топлофикация Петрич“ ЕАД е представило следната обосновка:

„Топлофикация Петрич“ ЕАД е посочило, че извършваната от него дейност отговаря на вписания в Търговския регистър предмет на дейност, а именно: производство и продажба на електрическа и топлинна енергия, съгласно лицензия № Л-435-03 от 27.02.2015 г., която е със срок от 20 години, т.е. до 2035 г.

Основните производствени мощности са четири броя напълно идентични ТЕЦ, оборудвани с по два когенерационни модула, работещи на природен газ. Първите четири модула са въведени в експлоатация с разрешение за ползване на ДНСК през м. 02.2008 г., състоящи се от газобутален двигател тип TCG2020V20, производство на немската фирма „DEUTZ POWER SYSTEMS“. Всеки един от тях е с инсталирана електрическа мощност 1,948 MW, инсталирана топлинна мощност 2,153 MW и синхронен трифазен електрически генератор STAMFORD. На втория етап с разрешение за ползване са въведени нови четири

модула на природен газ с двигател тип TCG2020V20, производство на „MWM Gmb& Germany“ със същите мощности. Двигателите са куплирани със синхронни трифазни електрически генератори.

В сградите на централите са разположени спомагателни съоръжения /помпи, вентилатори, топлообменници, табла/, съоръжения за каталитично очистване на изгорелите газове и контролно-управляващо оборудване. Произведената енергия се трансформира чрез повишаващи трансформатори, монтирани в сградите на централите, в енергия с напрежение 20 kV. Чрез подземни силови кабели електрическата енергията се пренася до възлова станция 20 kV, килиите изход 20 kV се свързват към подстанция „Петрич“ 110/20 kV, където се осъществява търговското мерене на продаваната електрическа енергия.

За подсигуряване на допълнителните нужди от топлинна енергия дружеството работи и с девет броя водогрейни котли, като всеки един е с номинална мощност 3,5 MW, пригодени да работят на природен газ и на резервно гориво.

Посредством инсталацията за високоефективно комбинирано производство ТЕЦ1, ТЕЦ 2, ТЕЦ 3 и ТЕЦ 4 се добива електрическа енергия с минимален капацитет 15,584 MW.

Ценообразуващи елементи

Производствена програма на „Топлофикация Петрич“ ЕАД

Дружеството е посочило, че прогнозната работа на ТЕЦ 1, ТЕЦ 2, ТЕЦ 3 и ТЕЦ 4 през новия регулаторен период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., е предопределена от нуждите на основните клиенти на дружеството, потребители на топлинна енергия. В Приложение № 9 „Спецификация“ от ценовия модел, дружеството е заложило топлоелектрическите централи да работят основно в периода м. октомври 2025 г. – м. април 2026 г., т. е. през зимния период, като най-натоварени са месеците декември 2025 г. – март 2026 г. Според дружеството са възможни леки отклонения в производствената програма в случай на непредвидени климатични отклонения от нормалните за съответните периоди. Дружеството е приложило производствена програма за ценовия период 1.07.2025 г. - 30.06.2026 г.

Регулаторна база на активите - дружеството е посочило, че в регулаторната база на активите участват всички активи, присъщи на едно топлофикационно дружество, а именно: ТЕЦ 1, ТЕЦ 2, ТЕЦ 3 и ТЕЦ 4 с прилежащите им системи, описани по-горе; котелни централи на природен газ и резервно гориво; топло-преносна мрежа.

За целите на регулирането дружеството е приело срок на амортизиране на активите, включени в регулаторната база на активите – 15 години, приети за нормален срок за амортизиране от КЕВР, с изключение на сградите, за които е приета 4% годишна амортизационна норма. На тази основа са изчислени разходите за амортизации за новия регулаторен период, както и натрупаните към момента амортизации. Дружеството е представило списък на активите по счетоводен план към 31.12.2022 г.

През новия регулаторен период дружеството предвижда основен ремонт или подмяна на по-голяма част от генераторите поради достигане на максималните моточасове работа на двигателите. Към момента дружеството е набавило оферта за закупуването на нови двигатели с аналогични показатели, както и обсъжда вариант с доставчика за извършване на основен ремонт и удължаване живота на когенерационните инсталации с още 60 000 моточаса.

В Справка „Регулаторна база на активите“, активите на „Топлофикация Петрич“ ЕАД са разпределени в зависимост от тяхното участие за:

- производство на електрическа енергия;
- общи за производство на топлинна и електрическа енергия;
- производство и пренос на топлинна енергия.

Норма на възвръщаемост на капитала

В справка „Норма на възвръщаемост на капитала“ е отразена капиталовата структура към предходен регулаторен период, за да се избегне аномалията от чисто счетоводното напълно амортизиране на активите, и която амортизация, директно се отнася в загуба и изкривява стойността на собствения капитал на дружеството, инвестиран в производството на топлинна и електрическа енергия, а именно:

- собствен капитал – 24 475 хил. лв.
- кредитни средства – 16 266 хил. лв., при договорен годишен лихвен процент в размер на 4%.

Дружеството посочва, че към 30.06.2024 г. прогнозното салдо на дължимата главница ще бъде 16 266 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е на ниво от 7,00%, прието и утвърдено от КЕВР, а нормата на възвръщаемост за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. е 6,27%.

Разходи за производството на електрическа и топлинна енергия.

Разходи за амортизация – предвидените разходи за амортизация през новия регулаторен период в размер на 1 488 хил. лв. са подробно представени в т. 3.2. от приложена технико – икономическа обосновка. Дружеството е посочило, че през изминалия регулаторен период не е начислявана амортизация на машини, оборудване и съоръжения на ко-генерационната централа поради неосъществяване на дейност.

Разходи за ремонт - в ремонтната програма на дружеството са заложени необходимите разходи за основен ремонт на всички 6 броя газобутални двигатели с прилежащите им генератори и съпътстващи съоръжения – електро инсталации, топлообменници и пр. За всеки ТЕЦ са предвидени средно 1 500 хил. лв. на база необходими дейности за изпълнение и събрани оферти. Дружеството е посочило, че разходите за ремонт отново са разпределени на база участието на активите в съответното производство – електрическа енергия (генератори, електро съоръжения към тях и прилежащите им връзки), топлинна енергия (топлообменници, помпи и пр.) и общи за двата продукта (двигатели с прилежащите им съоръжения и връзки).

Заплати и осигуровки - дружеството е заявило, че не е предвидило увеличение на броя на персонала, работещ в „Топлофикация Петрич“ ЕАД, като заложените през новия регулаторен период разходи за заплати и осигуровки отразяват единствено тяхното увеличение, направено в началото на годината.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности - общата стойност на прогнозираните разходи, пряко свързани с регулираните дейности през новия регулаторен период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., е в размер на 835 хил. лв., като в тях са включени необходимите разходи за функциониране на дейността на база отчетни разходи по съответните направления и въз основа на производствената програма.

Основните пера в разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са както следва:

- материали за текущо поддържане – 460 хил. лв.
- разходи за застраховки и разходи за данъци – 108 хил. лв.
- разходи за абонаментно поддържане на ТЕЦ 1, ТЕЦ 2, ТЕЦ 3 и ТЕЦ 4 – 2 300 хил. лв.
- проверка на уреди – 30 хил. лв.
- въоръжена охрана – 15 хил. лв.
- недовзет приход от предходен регулаторен период – 9 000 хил. лв., изчислен на база непокрити, признати от КЕВР разходи
- други разходи – 84 хил. лв.

Променливи разходи - дружеството е посочило, че прогнозните променливи разходи за новия регулаторен период са в резултат и отговарят на определената

производствена програма на четирите ТЕЦ-а в структурата на „Топлофикация Петрич“ ЕАД, а именно:

- разход на природен газ - 4 995 хил. лв., при цена на природния газ в размер на 753,72 лв./knm^3
- разходи за вода – 20 хил. лв.
- разходи за акциз на природен газ – 151 хил. лв.
- разход за електрическа енергия – 320 хил. лв.
- разходи за консумативи – 250 хил. лв., включващи необходимите разходи за масла, реагенти, смяна на свещи и пр.
- разходи за външни услуги – 50 хил. лв.

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 15,584 MW.

Образуване на цените:

1. В Справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:

- При признати прогнозни разходи за ремонт за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 1 960 хил. лв. дружеството не е отчело такива разходи. В тази връзка разходите за ремонт са коригирани до размера на отчетената стойност за 2021 г. - 250 хил. лв. Основният ремонт на 8 броя газобутални двигатели е с инвестиционен характер и следва да се отрази в увеличение на ДМА - участващи в регулирането, след като бъде извършен. Съгласно т. 18 от Указания – НВ, разходите за ремонт включват сумата на текущите разходи, без разходи, които увеличават стойността на активите за различните дейности и съответно продукти и разходи. Разходите за ремонт не са елемент от останалите видове разходи.

- Разходите за абонаментно поддържане са коригирани от 2 300 хил. лв. на 100 хил. лв. на нивото на отчета за 2021 г.

- Посоченият от дружеството годишен наем за два нови когенератора в размер на 3 677 хил. лв., както и задължение в размер на 117 000 хил. лв. не се признават като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ са извършени следните корекции:

- Количество закупени емисии CO_2 не се признава, тъй като дружеството не закупува квоти емисии (CO_2).

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 69,73 лв./MWh;

3. Пренос – 0,0 лв./MWh;

4. Достъп – 0,0 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 69,73лв./MWh.

„Топлофикация Петрич“ ЕАД на откритото заседание и с писма с вх. № Е-14-71-5 от 12.06.2025 г., вх. № Е-14-71-6 от 30.06.2025 г. и вх. № Е-14-71-6#1 от 30.06.2025 г. е изразило становище относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. **„Топлофикация Петрич“ ЕАД възразява по отношение на намалените разходи за ремонт** от 9 000 хил. лв. на 250 хил. лв. (-97,22%). Дружеството заявява, че посочените разходи са свързани с основен ремонт на осем броя газобутални когенератори, достигнали своя лимит от моточасове. В допълнение дружеството обръща внимание, че подобен тип ремонти, макар и с инвестиционен характер, са пряко обвързани с продължаване на експлоатацията и не следва да бъдат изцяло елиминирани. Дружеството дава пример с „ТЕЦ Бобов дол“ АД, като посочва че са му признати условно-постоянни разходи от 75 481 хил. лв. при сходен според „Топлофикация Петрич“ ЕАД мащаб на дейността.

2. **„Топлофикация Петрич“ ЕАД възразява по отношение на корекцията на разходите за абонаментно поддържане**

Дружеството посочва, че разходите за абонаментно поддържане са коригирани от 2 300 хил. лв. на 100 хил. лв. (-95,65%). Заявява, че тези разходи са базирани на договори за обслужване на четирите ТЕЦ-а, разположени в Петрич. В допълнение дружеството обръща внимание, че понижението не е съобразено с реалната експлоатационна потребност и пазарни условия. Според дружеството подобни разходи са признати за други дружества, като дава пример с „Топлофикация София“ ЕАД, където счита, че разходите за охрана, инкасо и CO_2 не са премахнати изцяло, въпреки че са били редуцирани частично. Дружеството счита, че признатите разходи са от 2021 г., като не кореспондират с настоящия отчетен период.

3. **„Топлофикация Петрич“ ЕАД възразява срещу непризнаването като ценообразуващ елемент на разходите за наем на когенератори в размер на 3 677 хил. лв. и задължение в размер на 117 000 хил. лв.,** които посочва, че са премахнати изцяло (100%). Дружеството обръща внимание, че тези разходи са функционално свързани с гарантиране на работата на съществуващите мощности. В допълнение посочва, че ако тези разходи се изключат, следва да се признаят поне алтернативни разходи за подмяна или реконструкция, които ще натоварят по друг начин РБА. Дава пример за частично признаване на такива пера при други дружества, като счита, че те не разполагат с пълна регулаторна база от амортизирани активи.

4. **„Топлофикация Петрич“ ЕАД възразява по отношение на разходи за емисии CO_2**

Дружеството заявява, че разходите за емисии CO_2 са изключени, тъй като не се закупуват квоти. В тази връзка „Топлофикация Петрич“ ЕАД посочва, че подобна практика следва да се приложи еднакво като дава пример с „Топлофикация Плевен“ АД, която отчита 197 хил. тона при разход 27 млн. лв., коригирани с -10,71%, поради което дружеството счита че този разход по отношение на „Топлофикация Плевен“ АД е признат частично.

5. **„Топлофикация Петрич“ ЕАД възразява по отношение на норма на възвръщаемост**

Дружеството заявява, че норма на възвръщаемост е коригирана до 6,36%. Според дружеството това ниво е под средната стойност за сектора. Прави сравнение, като дава за пример „ТЕЦ Бобов дол“ АД със стойност от 9,85%, а дружества като „Топлофикация София“ и „Топлофикация Плевен“ са със стойност между 7% и 9%. В тази връзка настоява за преоценка, с оглед необходимостта от устойчиво финансиране за поддръжка и инвестиции.

Дружеството заявява, че за регулаторния период съоръженията ще оперират в режим, съобразен със сезонните пикове в търсенето на топлинна енергия, което ще доведе до намаляване на електрическата производство и планираното количество от 66 927 MWh ще бъде намалено на 40 000 MWh.

В допълнение към горното дружеството счита, че наложените корекции не отчитат в пълнота спецификата на производствения капацитет на дружеството и водят до нарушаване на принципите на предвидимост, обоснованост и равнопоставеност. В тази

връзка „Топлофикация Петрич“ ЕАД настоява за повторно разглеждане на изложените разходи с оглед частично признаване, както и актуализация на нормата на възвръщаемост към средносекторно ниво.

След преглед на постъпилото възражение Комисията, счита същото за необосновано и неоснователно:

1. По отношение на възражението за намалените разходи за ремонт

За ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са признати прогнозни разходи за ремонт в размер на 1 960 хил. лв., като същевременно видно от представените данни и документи към заявление с вх. № Е-14-71-4 от 30.04.2025 г., дружеството не е отчело такива разходи. В тази връзка разходите за ремонт отнесени към електрическата енергия са коригирани от 9 000 хил. лв. на 4 500 хил. лв.

2. По отношение на разходите за абонаментно поддържане

Разходите за абонаментно поддържане са коригирани от 2 300 хил. лв. на 100 хил. лв. на нивото на отчета за 2021 г., последната година през която е работило дружеството.

3. По отношение на възражението за наем на когенератори и задължение

Посоченият от дружеството годишен наем за два нови когенератора в размер на 3 677 хил. лв. е коригиран на 1 000 хил. лв.

Посоченото от дружеството задължение в размер на 117 000 хил. лв. не се признава като ценообразуващ елемент, тъй като съгласно чл. 14, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ в признатата стойност на нетекущи активи (А) не се включват: активи, несвързани с лицензионната дейност (в т.ч. почивни станции, други социални обекти) **и/или отдадени под наем**, консервирани, изведени от експлоатация и др.

4. По отношение на възражението за разходите за емисии CO_2

Количество закупени емисии CO_2 не се признава, тъй като дружеството не закупува квоти емисии (CO_2).

5. **По отношение на възражението за норма на възвръщаемост,** следва да се има предвид, че съгласно представената обосновка от дружеството със заявление с вх. № Е-14-71-4 от 30.04.2025 г., същото е посочило норма на възвръщаемост в размер на 6,27%, а в представения ценови модел за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. дружеството е посочило норма на възвръщаемост в размер на 6,36%, и същата е приета от Комисията, от което следва, че КЕВР не е извършвала допълнителни изчисления, а е приела размера, предложен от „Топлофикация Петрич“ ЕАД.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация Петрич“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация Петрич“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	**Предложение**	**След корекция**	**Изменение, %**
I. Условно-постоянни разходи, хил. лв., в т.ч.:			
1. Разходи за ремонт, отнесени към производството на електрическа енергия, хил. лв.	9 000	4 500	-50,00
2. Разходи за абонаментно поддържане, хил. лв.	2 300	100	-95,65%
3. Годишен наем за два нови когенератора, хил. лв.	3 677	1 000	-72,80%
4. Задължение, хил. лв.	117 000	0	-100%

5. Количество закупени емисии парникови газове (CO_2), t	26 770	0	-100%

След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са изчислени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация Петрич“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	433,37
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	212,50

Ценообразуващи елементи на изчислените цени:

- Необходими годишни приходи – 21 305 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи –20 056 хил. лв., от които условно-постоянни – 10 410 хил. лв. и променливи – 9 646 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 19 645 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,36%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 40 000 MWh

След проведеното обществено обсъждане е постъпило становище с вх. № Е-04-04-7 от 16.06.2025 г. от Омбудсмана на Република България, в което се посочва следното:

Според Омбудсмана предложените от КЕВР повишения на цените на топлинната енергия за отопление и за горещо водоснабдяване за над 1 милион български граждани, жители на София, Пловдив, Плевен, Бургас, Враца, Велико Търново, Разград, Русе, Перник и Сливен, считано от 01.07.2025 г., са прекомерно високи и недостатъчно аргументирани.

Обръща се внимание, че за поредна година процедурата за определяне на нови цени в сектор „Топлоенергетика“ е започнала със заличени ключови изходни данни в заявленията на топлофикационните дружества, което според Омбудсмана е в разрез с разпоредбата на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ, според която КЕВР публикува на интернет страницата си предложенията на енергийните предприятия за утвърждаване на цени заедно с всички изходни данни. В тази връзка, в становището се посочва, че от институцията на Омбудсмана са се обърнали към председателя на Комисията за защита на конкуренцията за становище относно заличаването на изходни данни на основание защита на търговска или производствена тайна, но са получили отговор, че публикуването на заявленията за цените на енергийните предприятия и преценката кои данни от тях да бъдат заличени е изцяло от компетентността на КЕВР, която е правоприлагащ орган по реда на ЗЕ. В този смисъл чл. 37 от Закона за защита на конкуренцията е неотносим към процедурата на КЕВР по утвърждаване на регулирани цени на електрическата и топлинната енергия, а заличаването на данни, представляващи производствена или търговска тайна на предприятията, следва да стане на друго правно основание. С оглед на това, в становището на Омбудсмана се иска да се посочи на какво правно основание са заличени данните в заявленията на топлофикационните дружества.

На следващо място, в становището са обобщени предложените повишения на цените за клиентите в градовете с централно топлоснабдяване, както следва: София – 5,43%; Пловдив – 5,18%; Плевен – 4,00%; Бургас – 4,99%; Варна – 1,00%; Враца – 4,90%; Варна – 1,00%; Велико Търново – 5,00%; Разград – 5,37%; Русе – 5,03%; Перник – 4,99%; Сливен – 5,11%. Въз основа на тези данни е направен извод, че за всички потребители, с изключение на тези във Варна, планираните поскъпвания превишават годишната

инфлация, която според последните публикувани данни е 3,5%. В тази връзка Омбудсманът посочва, че следва да бъдат използвани всички нормативно установени възможности, за да не се допусне въвеждането на проинфлационни регулирани цени на топлинната енергия, особено в контекста на приемането на еврото от началото на 2026 г. – по средата на отоплителния сезон, когато и сметките за топлинна енергия представляват особено голяма тежест за месечния бюджет на домакинства.

Също така в становището се подчертава, че чл. 6 от НРЦТЕ дава възможност на КЕВР да намалява необходимите годишни приходи на дружествата във връзка с изпълнението на показателите за качество на топлоснабдителните услуги, но според Омбудсмана в проекта на решение този фактор не е разгледан. Енергийният регулатор не се е възползвал от този важен инструмент за гарантиране на интересите на потребителите, с помощта на който по принцип е възможно да се постигне и намаление на крайните цени на топлинната енергия. В същото време, потребителите често поставят пред институцията на омбудсмана именно проблеми, свързани с качеството на топлоснабдителните услуги.

Относно отчетеното неизпълнение на инвестиционни дейности по топлопреносната мрежа, Омбудсманът посочва, че при предвидена от „Топлофикация София“ ЕАД за 2024 г. подмяна на 15 479 м трасе, реално през годината са подменени планово нула метра, а аварийно са подменени 7368,6 м. Спирането на плановите ремонти и заместването им с аварийни предполага пряко възлагане на поръчките, а при липса на конкурентни процедури е възможно завишение на цените. Също така отбелязва, че нулева планирана подмяна на топлопреносната мрежа през 2024 г. е отчетена от КЕВР за „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация - Враца“ ЕАД, „Топлофикация - ВТ“ АД, „Топлофикация - Разград“ АД и „Топлофикация Русе“ АД. Частично изпълнение на плановете за подмяна на топлопроводи през същата година е налице за „Топлофикация Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД (88%), „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД (65%), „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД (13%). Неизпълнението на планираната подмяна на трасета от топлопреносната мрежа ощетява потребителите по два начина. От една страна, те заплащат чрез цените на топлинната енергия за планирани, но неизвършени ремонти, а от друга - в сметките им влиза и завишен процент на технологичните разходи за преноса на топлинна енергия през амортизираните топлопроводи. В тази връзка, Омбудсманът посочва, че необходимо КЕВР внимателно да анализира тези ефекти, с цел формиране на подходящи финансови стимули за изпълнение на планираните ремонти и трайно намаляване на технологичните разходи (загуби) на топлинна енергия при преноса до крайните клиенти. Този анализ е особено необходим, като се има предвид, че например „Топлофикация София“ ЕАД отчита изпълнението на конкретни енергоспестяващи мероприятия по топлопреносната мрежа, но ефектът от тях не личи в крайния дял на технологичните разходи, който нараства до 22,02% от отпуснатата топлинна енергия в топлопреносната мрежа. Мерките са крайно наложителни и предвид много високите дялове на технологичните разходи по мрежите и на други топлопреносни предприятия, като например: „Топлофикация - ВТ“ АД – 50,39%; „Топлофикация Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД – 48,44%; „Топлофикация - Плевен“ ЕАД – 47,63%; „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – 44,9%; „Топлофикация - Враца“ ЕАД – 41,32%.

На следващо място, Омбудсманът отбелязва, че основен фактор за предстоящото поскъпване е възстановяването на т.нар. недовзет приход на топлофикационните дружества вследствие повишението на цените на природния газ над прогнозните стойности през 2024 г. и 2025 г. В изпълнение чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕЕ следва да се очаква, че посочените в ценовото решение необходими годишни приходи включват признатия от КЕВР недовзет приход. В тази връзка в становището се посочва, че за „Топлофикация София“ ЕАД определените в проекта на решение необходими годишни приходи за ценовия период 2025-2026 г. са на стойност 912 189 000 лв. Следва да се очаква, че тази сума включва и признатия недовзет приход в размер на 38 715 380 лв. При прилагане на

предложените в ценовото решение преференциални цени на електрическата енергия и цена на топлинната енергия се получават по-големи приходи на „Топлофикация София“ ЕАД за 2025-2026 г. – 950 902 700 лв., или с 38 713 700 лв. повече от определените необходими годишни приходи на дружеството. Според Омбудсмана, такава разлика не е разгледана в документите, предложени от КЕВР за обществено обсъждане и се създава впечатление, че недовзетият приход от минал период се включва повторно чрез крайните цени за „Топлофикация София“ ЕАД. Подобни несъответствия между посочените необходими годишни приходи и приходите, изчислени по новите цени, според Омбудсмана се забелязват в проекта на решение и при други дружества в сектора. С оглед на изложеното и с цел постигане на по-добра информираност на клиентите, както и на яснота и прозрачност на ценообразуването, според Омбудсмана, КЕВР следва да посочи в окончателните ценови решения за новия период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. конкретно за всяко от топлофикационните дружества кои компоненти са включени в необходимите годишни приходи и на каква стойност са тези компоненти. В случай, че се установи погрешно двойно възстановяване на недовзети приходи от минали периоди, предстоящите повишения на цените на топлинната енергия следва да са значително по-малки, като дори е възможно да се избегне поскъпването на топлинната енергия за отопление и горещо водоснабдяване за 2025-2026 г.

След преглед на постъпилото становище от Омбудсмана на Република България, Комисията счита:

1. По отношение на заличени данните в заявленията на топлофикационните дружества може да се посочи, че според чл. 18 от ЗЕ не следва да бъде разгласявана информация, обявена за защитена по закон (търговска тайна, чувствителна информация и лични данни) от заявителите и лицензиантите, ако нейното разгласяване би довело до нелоялна конкуренция между търговци или до застрашаване на търговския интерес на трети лица. В тази връзка, КЕВР е приела, че посочената от дружествата информация, с изключение на данни, които са достъпни в публични регистри и/или публично оповестени от заявителя, не следва да бъде разгласявана при публикуването на попадащите в обхвата на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ документи, във връзка с подаденото от дружеството заявления.

2. По отношение на качеството на топлоснабдителните услуги, Комисията е извършила сравнителен анализ за нивото на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия (загуби), като е съобразила, че дружествата следва да предприемат драстични мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането им. Непризнаването от страна на КЕВР на пълния размер на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия допринася за по-ниски цени за клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи. Подробни мотиви са изложени по-горе, както в общия подход, така и в частта за всяко конкретно дружество.

3. Надвзетият или недовзет приход на топлофикационните дружества е сумата, формирана в резултат на натрупаните разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и за квоти за въглеродни емисии през съответния регулаторен период и се отразява в увеличение или намаление на прихода на съответното дружество. В съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ, при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за следващия регулаторен/ценови период, при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво - природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по

нормативно предвидена формула. Корекцията може да бъде разсрочвана изцяло или частично при спазване на принципите по ЗЕ.

В съответствие с горепосоченото за всяко дружество при установени разлики между прогнозните и отчетените разходи за природен газ и прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии, са коригирани необходимите годишни приходи за следващия регулаторен/ценови период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. В мотивите на настоящото решение – в общия подход и в частта, касаеща всяко отделно дружество, са изложени подробни съображения за ценообразуващите елементи на цената на топлинната енергия и преференциалната цена и премия на електрическата енергия.

Неоснователно е становището относно установения недовзет приход от „Топлофикация София“ ЕАД и свързаните с него корекции на необходимите годишни приходи. За „Топлофикация София“ ЕАД е извършена корекция на необходимите годишни приходи, която е отразена в раздел „Образуване на цените“, в таблица „Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ“. В същата се съдържа подробна информация как и въз основа на какви данни е извършена корекцията на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ.

Също така, по отношение на останалите дружества, в съответния раздел, в таблиците „Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ“ за всяко дружество са представени данните за корекцията за надвзет/недовзет приход. Следва също да се има предвид, че в т. 14 от общия подход е посочено, че тези корекции на необходимите годишни приходи, при топлофикационните дружества са отразени при изчисленията на преференциалните цени на електрическата енергия.

Следва да се има предвид, че недовзетият/надвзет приход не е ценообразуващ елемент, поради което не е включен в ценовия модел и не се допуска дублиране в крайните цени.

Предвид горното, при утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалните цени и премии за електрическата енергия КЕВР е спазила изискванията на нормативната уредба.

На проведеното обществено обсъждане и с писмо с вх. № Е-12-00-196 от 10.06.2025 г. г-н Ясен Цветанов – гражданин е изразил следното становище:

Г-н Цветанов възразява срещу Доклада с аргументите, че „Топлофикация София“ ЕАД няма нито един договор за продажба на топлинна енергия с битовите абонати, поради което и без сключен договор за продажба на топлинна енергия е невъзможно физически, клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД да са приели общите условия дружеството. Това според г-н Цветанов произтича от ЗЕ и Закона за задълженията и договорите, където императивно е записано, че общите условия са част от договорите за продажба на топлинна енергия и те не могат да бъдат приети, без влязъл в сила писмен договор за продажба на топлинна енергия. Също така, общите условия задължително се приемат писмено от клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД, а такива също няма.

По отношение на цената на топлинната енергия на „Топлофикация София“ ЕАД, г-н Цветанов посочва, че в Доклада, на стр. 40 е записано, че крайната цена на природен газ е 73,75 лв./MWh, а в таблицата на стр. 42 е записано, че еднокомпонентната цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода е 135,21 лв. без ДДС. Разликата между двете цени е 61,46 лв. или това е увеличение на цената на топлинната енергия, спрямо цената на газа с 83,36%. Изложено е, че съгласно разпоредбата на чл. 31, т. 1 от ЗЕ, цените определяни от КЕВР трябва да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин. Съгласно разпоредбата на чл. 31, т. 2 от ЗЕ, цените на енергийните предприятия определяни от КЕВР, трябва да възстановяват икономически

обоснованите разходи за дейността им. Колосалните загуби на „Топлофикация София“ ЕАД могат да бъдат избегнати 100% и не представляват икономически обосновани разходи, които следва да участват в ценообразуването.

По отношение на цената на електрическата енергия на „Топлофикация София“ ЕАД, г-н Цветанов посочва, че в Доклада, на първия ред в таблицата на стр. 42 е записано, че преференциалната цена на електрическата енергия 716,93 лв./MWh, а на втория ред в същата таблица е записано, че премията по чл. 33а от ЗЕ е 496,06 лв./MWh, а на стр. 36 е записано, че планираната за реализация енергия е 605 510 MWh. Тогава, планираната премия за изплащане по чл. 33а от ЗЕ ще бъде над 300 млн. лв. Посочено е, че планираната от КЕВР стойност на премията по чл. 33 а от ЗЕ от над 300 млн. лв. представлява кръстосано субсидиране, което не се позволява от закона. Направен е извод, че КЕВР се готви за поредна година чрез свое решение, напълно умишлено да субсидира кръстосано „Топлофикация София“ ЕАД, с цел финансовите измами, данъчните престъпления, тровенето на софиянци и загубата на стотици милиони левове годишно.

След обсъждане на становището на г-н Ясен Цветанов, Комисията счита:

Повдигнатите от г-н Цветанов въпроси, свързани регламентирането на договорните отношения между клиентите на топлинна енергия и „Топлофикация София“ ЕАД, са неотносим към предмета на настоящото административно производство.

По отношение на цитирания от г-н Цветанов чл. 31 от ЗЕ, съгласно които цените, определени от КЕВР, трябва да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин, като възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността на енергийните предприятия, следва да се има предвид, че основополагащ принцип в работата на Комисията е спазване върховенството на закона, осигуряване на равнопоставеност и защита от дискриминация. Внушения в обратната посока, са необосновани.

Във връзка с направените възражения относно цената на топлинната енергия и определената преференциална цена и премия на „Топлофикация София“ ЕАД следва да се посочи, че в мотивите на настоящото решение – в общия подход и в частта, касаеща „Топлофикация София“ ЕАД, са изложени подробни съображения за ценообразуващите елементи на цената на топлинната енергия и преференциалната цена и премия на електрическата енергия на „Топлофикация София“ ЕАД.

Г-н Ясен Цветанов с писмо с вх. № Е-12-00-213 от 26.06.2025 г. изразява допълнително становище, в което се излага следното:

1. Посочва се, че в цената на топлинната енергия са включени загубите в ТПМ и загубите, генерирани от заплащане на квоти. Г-н Ясен Цветанов се позовава на чл. 5, т. 1 от Наредба № Е-РД-04-1 от 12 март 2020 г. за топлоснабдяването, според който производителите на топлинна енергия са длъжни да осигуряват сигурна и надеждна работа на съоръженията за производство на топлинна енергия при най-икономично потребление на енергийните ресурси. В тази връзка посочва, че подгряването на 1 $м^3$ вода, става с все по-големи количества на вложена топлинна енергия, което според него показва все по-лошо управление и противоречи на закона. Посочва, че през периода 05.2009-04.2010 г. 1$м^3$ вода се е подгрявал с 0,058116 – 0,064800 MWh (средно 0,061458MWh); през периода 05.2010-04.2011 г. с 0,052339 – 0,062501 MWh (средно 0,05742MWh), а през периода 05.2023-04.2024 г. с 0,0867159236 – 0,091692300 MWh (средно 0, 0892041118MWh). В тази връзка прави извод, че един кубичен метър вода се подгрява с 55,35% повече вложена топлинна енергия през 2023-2024 г., отколкото през 2009-2011 г.;
2. В следващи точки от становището се засягат въпроси, свързани с продажбата на топлинна енергия от „Топлофикация София” ЕАД, като се

твърди, че топлинната енергия се продава без задължителните писмени договори; клиентите не са приели общите условия към договорите; „Топлофикация София” ЕАД не е избрана за доставчик на топлинна енергия на клиенти в сградите етажна собственост. В този смисъл, се посочва, че планираните от КЕВР количества на топлинна енергия за продажба от „Топлофикация София” ЕАД през новия регулаторен период са несъстоятелни, в т. ч. и планираното количество природен газ, което се планира да се изразходва;

3. Посочва се, че в сигнала до КЕВР с вх. №Е-12-00-196 от 10.06.2025 са представени в табличен вид, сумите, получени от ФСЕС на основание чл. 33а от ЗЕ за периода 2005-2024 г. Твърди, че общата стойност на субсидиите, получени чрез цената на електрическата енергия от „Топлофикация София” ЕАД, е над 3,15 млрд. лв. за този период, което според него е безвъзмездно субсидиране, което представлява кръстосано субсидиране на „Топлофикация София” ЕАД. Посочва, че в предлагания проект на решение е записано, че преференциалната цена на електрическата енергия за „Топлофикация София” ЕАД е 716,93 лв./MWh, а премията по чл. 33а от ЗЕ е 496,06 лв./MWh. При планираната за реализация електрическа енергия от 605 510 MWh, планираната от КЕВР премия за изплащане на „Топлофикация София” ЕАД по чл. 33а от ЗЕ ще бъде над 300 млн. лв. за целия регулаторен период, което счита, че представлява кръстосано субсидиране;
4. Позовава се на подадени в КЕВР сигнали с вх. № Е-11ИН-00-53 от 27.01.2025 г. и с вх. № Е-1200-196 от 10.06.2025 г., където твърди, че са разгледани в детайли незаконосъобразни действия на „Топлофикация София” ЕАД и КЕВР, като са цитирани правни норми от различни нормативни актове, които според г-н Цветанов доказват извършени умишлени закононарушения, довели до загубата на милиарди левове.

След обсъждане на становището, предоставено с писмо с вх. № Е-12-00-213 от 26.06.2025 г., Комисията счита:

1. Твърденията на г-н Цветанов са неоснователни. Подробни съображения за ценообразуващите елементи на цената на топлинната енергия и преференциалната цена и премия на електрическата енергия на „Топлофикация София“ ЕАД са изложени в мотивите на настоящото решение – в общия подход и в частта за „Топлофикация София“ ЕАД. По отношение на специфичния разход на топлинна енергия за подгряване на вода за битово горещо водоснабдяване, следва да се посочи, че същият е индивидуален за всяка сграда и също така може да се променя в рамките на същата. Зависи от много фактори, като основните са характера на потребление, външни атмосферни условия, температура на студената вода и състояние на вътрешната инсталация за БГВ (собственост на сградите етажна собственост);

2. Повдигнатите от г-н Цветанов въпроси, свързани с регламентирането на договорните отношения между клиентите на топлинна енергия и „Топлофикация София“ ЕАД, са неотносими към предмета на настоящото административно производство;

3. Твърденията на г-н Цветанов са неоснователни. Подробни съображения за ценообразуващите елементи на цената на топлинната енергия и преференциалната цена и премия на електрическата енергия, произведена от „Топлофикация София“ ЕАД са изложени в мотивите на настоящото решение – в общия подход и в частта за „Топлофикация София“ ЕАД. При утвърждаване на цените на топлинната енергия и определяне на преференциалната цена и премия за електрическата енергия на „Топлофикация София“ ЕАД КЕВР е спазила изискванията на нормативната уредба;

4. Подаваните от г-н Цветанов сигнали и свързаните с тях проверки са неотносими към предмета на настоящото административно производство.

На проведеното обществено обсъждане г-жа Мая Манолова от Гражданска платформа „Изправи се.БГ“ е изразила следното становище:

1. Според г-жа Манолова увеличението на цените на топлинната енергия е абсолютно необосновано, най-вече поради факта, че природният газ и въглеродните емисии, които формират 70% - 80% от цената на парното, не се променят. В подкрепа на твърдението си посочва конкретни данни за предложеното увеличение на цените на топлинната енергия за различните дружества, като посочва, че най-високо е предложеното увеличение за „Топлофикация София“ ЕАД - 5,43%, за „Топлофикация-Разград“ АД – 5,37%, за „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив – 5,18%. Подчертава, че средното за страната увеличение от 4,5% е два пъти по-голямо спрямо обявената от НСИ и правителството 2,4% инфлация. Прави сравнение с цените към 01.07.2023 г. и посочва, че не би следвало да има увеличение на цената на парното, а дори намаление, както следва: 1,97% при „Топлофикация София“ ЕАД спрямо 01.07.2023 г. и 3,3% при „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив. Позовава се на данни за намалението в цената на природния газ с 25,41% спрямо 01.07.2023 г., както и на цената на въглеродните емисии с 20,45%. Посочва, че инфлацията за този двугодишен период е около 5% по данни на НСИ и на правителството.

2. Г-жа Манолова поставя въпрос за намалението в количеството на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на „Топлофикация София“ ЕАД с 15,54%: от 738 247 MWh, каквото е било определеното количество на 01.07.2024 г., на 623 510 MWh за новия ценови период.

3. Г-жа Манолова прави извод, че колкото по-ниско ефективно е едно производство в дадена топлофикация, толкова по-голяма е премията. Поставя въпрос, какъв ще е стимулът да се модернизират производствата в различните ТЕЦ-ове, при положение, че КЕВР стимулира и подкрепя тези, които работят с най-остаряла техника. Напомня, че КЕВР е балансьор между интересите на енергийните дружества и на потребителите и когато стана дума за пазарни манипулации, за свързани лица, които изкуствено вдигат цените за сметка на българските домакинства, работата на КЕВР е изключително важна.

След обсъждане на становището на г-жа Мая Манолова от Гражданска платформа „Изправи се.БГ“, Комисията счита:

1. Твърдението на г-жа Манолова, че цените на топлинната енергия следва да бъдат намалени, а не увеличени през новия ценови период, е неоснователно. Предложените от Комисията цени на топлинната енергия са с 5% по-ниски спрямо 2023 г. и с 5% по-ниски спрямо 2022 г. Основен фактор за предложеното увеличение на цените на топлинната енергия с 4,5%, е формирания недовзет приход, който следва да бъде признат на топлофикационните дружества през новия ценови период. Причината за този недовзет приход, са повишените цени на природния газ в края на 2024 г., когато увеличение в цените на топлинната енергия по средата на отоплителния сезон, не е направено. Това генерира съществени недовзети приходи от страна на топлофикационните дружества, които, в съответствие с нормативната база, следва да се включат в цените за следващия ценови период.

2. Възраженията на г-жа Манолова относно намалението в количеството на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на „Топлофикация София“ ЕАД с 15,54%, са неоснователни. При определяне на количеството на електрическа енергия за новия ценови период, Комисията е отчела влошеното техническо състояние на производствените мощности и топлопреносната мрежа на „Топлофикация София“ ЕАД, както и ремонта на най-голямата турбина в „Топлофикация София-Изток“, с мощност 66 MW.

3. Твърдението на г-жа Манолова, че КЕВР стимулира и подкрепя тези дружества, които работят с най-остаряла техника, определяйки им по-голяма премия, е неоснователно. В тази връзка следва да се има предвид, че КЕВР се стреми да стимулира топлопреносните предприятия да намаляват технологичните разходи и да предвиждат енергоспестяващи мерки. Също така, следва да се има предвид, че правилата на Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Наредба № 5 от 23 януари 2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия не допускат твърдените от г-жа Манолова пазарни манипулации при утвърждаването на цени. случаи КЕВР е балансьор между интересите на енергийните дружества и на цени.

Изказвания по т.1.:

Докладва Б. Паунов. Индивидуалните констатации и анализите на подадените заявления са отразени в доклад от 02.06.2025 г., приет от КЕВР на 04.06.2025 г. и публикуван на интернет страницата на Комисията. На 12.06.2025 г. Комисията е провела открито заседание за разглеждане на доклада и на 13.06.2025 г. е провела обществено обсъждане на проект на решение за утвърждаване на пределни цени на топлинната енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, считано от 01.07.2025 г. На откритото заседание Комисията е обсъдила със съответните енергийни дружества доклада, след което в рамките на определения срок дружествата са направили възражения по доклада и са имали възможност да представят своите писмени становища и обосновки. На общественото обсъждане присъствено участие е взел г-н Ясен Цветанов – гражданин и г-жа Мая Манолова – Гражданска платформа „Изправи се.Бг“. Съгласно изискванията на чл. 14, ал. 3 от ЗЕ на заинтересованите лица е определен 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение. В определения срок са постъпили писмени становища, които са описани в проекта на решение.

След анализ на получените възражения и становища са настъпили промени спрямо първоначалния проект на решение при три дружества.

Първото е „Топлофикация София“ ЕАД, което с писмо от 12.06.2025 г. е представило становище относно доклада и направените корекции на разходите, които са доста обемни и са отразени в проекта на решение. След преглед на постъпилото възражение работната група е приела единствено възражението по отношение на заплатите и частично възражението по отношение на разходите за въоръжена и противопожарна охрана. Възраженията по отношение на технологичните разходи, на собствените вежди на електрическа енергия, на разходите за ремонт, разходите за инкасиране на топлинна енергия не са приети. В съответствие с приетите частични корекции преференциалната цена на електрическата енергия е 713,60 лв./MWh, премия по чл. 33а от ЗЕ - 492,73 лв./MWh, еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 135,89 лв./MWh, еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ - 131,81 лв./MWh. Цените са без ДДС.

Другото дружество, на което са приети възраженията, е „Инертстрой-Калето“ АД, което е изразило становище с писмо от 12.06.2025 г. След преглед на постъпилото възражение работната група е приела частично част от възраженията. Основно е прието възражението по отношение на прогнозната цена на компресирания природен газ. Приема се, че тя е съгласно заявлението на дружеството в размер на 112,92 лв./MWh. Възражението по отношение на непризнаването на недовзетия приход се приема съгласно заявлението на дружеството в размер на 2 146 хил. лв. Възражението по отношение на определения размер на премията се приема, тъй като тя се преизчислява след тези приети

възражения. След извършените корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. по чл. 33а от ЗЕ: Преференциална цена на електрическата енергия - 478,14 лв./MWh, без ДДС, премия по чл. 33а от ЗЕ - 257,27 лв./MWh, без ДДС.

Третото дружество, на което са приети възраженията, е „Топлофикация Петрич“ ЕАД, която на откритото заседание и с писма от 12.06.2025 г. и 30.06.2025 г. е изразило становище относно доклада и направените корекции на разходите, които са приети частично. Дружеството е оценило кои съоръжения ще оперират в рамките на сезонните пикове в търсенето на топлинна енергия, поради което намаляват производството на електрическа енергия и планирано количество за продажба от 66 927 MWh на 40 хил. MWh. Това е отразено в модела за ценообразуване. След извършените по-горе корекции и в съответствие с общия подход са изчислени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ за „Топлофикация Петрич“ ЕАД: преференциална цена на електрическата енергия - 433,37 лв./MWh, без ДДС, премия по чл. 33а от ЗЕ - 212,50 лв./MWh, без ДДС.

След проведеното обществено обсъждане е постъпило становище от Омбудсмана на Република България. Възраженията мотивирано са отхвърлени.

Б. Паунов прочете диспозитива на проекта на решение:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

I. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 24б, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР, считано от 01.07.2025 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ (описани са всички 31 дружества, на които се определят цените);

II. На основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с чл. 13, ал. 8 и чл. 30, ал. 4 от Закона за енергетиката, прекратява административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2025 г., подадено от „Декотекс“ АД за утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциална цена и премия за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия;

III. На основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с чл. 13, ал. 8 и чл. 30, ал. 5 от Закона за енергетиката, прекратява административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-79-2 от 23.05.2025 г., подадено от „Коген Загоре“ ЕООД, в частта относно искането за определяне на преференциална цена и премия за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

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

Предвид гореизложеното,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

I. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 24б, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР, считано от 01.07.2025 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, както следва:

1. На „Топлофикация София“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 713,60лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 492,73 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 135,89 лв./MWh;

4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ – 131,81 лв./MWh;

5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 912 189 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 891 068 хил. лв., от които условно-постоянни – 218 118 хил. лв. и променливи – 672 951 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 413 108 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,58%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 623 510 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 726 719 MWh.

2. На „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 354,02 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 133,15 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 133,78 лв./MWh;

4. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ - 132,78 лв./MWh;

5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 121 274 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 109 466 хил. лв., от които условно-постоянни – 29 794 хил. лв. и променливи – 79 672 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 155 173 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,61%;
- Количество електрическа енергия – 268 030 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 254 003 MWh;
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 14 027 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 240 017 MWh.

3. На „Топлофикация - Плевен“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 319,47 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 98,60 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 93,62 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара - 115,07 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 149 584 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 144 778 хил. лв., от които условно-постоянни – 25 537 хил. лв. и променливи – 119 241 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 66 199 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,26%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 382 000 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 255 700 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 36 500 MWh.

4. На „Топлофикация - Бургас“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 417,06 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 196,19 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 85,85 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 62 950 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 61 294 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 186 хил. лв. и променливи – 47 108 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 22 760 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,28%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 124 842 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 133 520 MWh.

5. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 387,98 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 167,11 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 133,18 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 32 350 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 29 492 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 743 хил. лв. и променливи – 21 749 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 35 544 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 8,04%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 101 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 60 390 MWh.

6. На „Топлофикация – Враца“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 455,56 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 234,69 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 105,16 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 33 604 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 32 537 хил. лв., от които условно-постоянни – 9 352 хил. лв. и променливи – 23 185 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 12 274 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 8,69%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 335 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 83 693 MWh.

7. На „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 742,07 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 521,20 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 135,04 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 16 204 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 15 983 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 392 хил. лв. и променливи – 10 591 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 127 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,07%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 170 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 24 120 MWh.

8. На „Топлофикация-Разград“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 490,71 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 269,84 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 138,12 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 9 279 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 781 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 930 хил. лв. и променливи – 5 851 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 8 087 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,16%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 300 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 21 140 MWh.

9. На „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 737,91 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 93,51 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 1 867 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 830 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 174 хил. лв. и променливи – 656 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 2 192 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 4,71%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 019 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 419 MWh.

10. На „Топлофикация Русе“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 604,72 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 383,85 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 97,59 лв./MWh;

4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара - 134,03 лв./MWh;

5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 210 076 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 203 278 хил. лв., от които условно-постоянни – 57 930 хил. лв. и променливи – 145 347 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 92 745 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,33%;
- Количество електрическа енергия – 300 472 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 300 005 MWh;
  - от некомбинирано производство – 467 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 565 MWh;
  Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 275 527 MWh.

11. На „Топлофикация - Перник“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 538,27 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 317,40 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 112,96 лв./MWh;

4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара - 66,12 лв./MWh;

5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 196 484 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 190 501 хил. лв., от които условно-постоянни – 39 382 хил. лв. и променливи 151 119 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 99 557 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,01%;
- Количество електрическа енергия – 281 596 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 272 096 MWh;
  - от невисокоефективно комбинирано производство – 9 500 MWh;

- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 246 600 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 247 500 MWh.

12. На „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 565,11 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 344,24 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 98,11 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара - 93,72 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 105 006 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 101 227 хил. лв., от които условно-постоянни – 25 370 хил. лв. и променливи – 75 857 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 37 600 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 10,05%;
- Количество електрическа енергия – 138 466 MWh:
  - от високоефективно комбинирано производство – 137 546 MWh;
  - от невисокоефективно производство – 920 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 130 957 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 143 582 MWh.

13. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 75,22 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи 6 658 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 594 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 533 хил. лв. и променливи –61 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 11 531 хил. лв.;
    - Норма на възвръщаемост – 0,56%;
- Количества топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 289 MWh.

14. На „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 271,88 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 51,01 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 67,79 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 10 272 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 9 395 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 731 хил. лв. и променливи – 7 664 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 11 658 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,52%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 29 228 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh.

15. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 373,17 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 152,30 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 9 214 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 670 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 100 хил. лв. и променливи – 4 570 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 8 561 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,36%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 041 MWh.

16. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 389,88 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 169,01 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 7 341 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 966 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 477 хил. лв. и променливи – 3 489 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 5 901 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,36%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 072 MWh.

17. На „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 484,39 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 263,52 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 525 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 321 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 385 хил. лв. и променливи – 1 936 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 605 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,65% ;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 147 MWh.

18. На „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 478,14 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 257,27 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 13 330 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 12 585 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 912 хил. лв. и променливи – 6 673 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 5 968 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 12,53% ;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 900 MWh.

19. На ЧЗП „Румяна Величкова“

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 252,92 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 32,05 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 201,81 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 2 623 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 328 хил. лв., от които условно-постоянни – 866 хил. лв. и променливи – 1 462 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1 529 хил. лв.;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство 6 000 MWh.

20. На „Брикел“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 601,80 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 380,93 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 97,54 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 242 181 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 227 209 хил. лв., от които условно-постоянни – 48 160 хил. лв. и променливи – 179 049 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 171 504 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 8,73% ;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 281 200 MWh; в т.ч. собствено потребление - 21 200 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 9 497 MWh.

21. На „Солвей Соди“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 906,60 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 685,73 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара - 49,70 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 289 879 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 282 199 хил. лв., от които условно-постоянни – 37 835 хил. лв. и променливи – 244 364 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 132 865 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,78%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 174 716 MWh; в т.ч.:
- - собствено потребление - 172 020 MWh
- - НЕК -2 257 MWh
- - Други -439 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 645 663 MWh.

22. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 351,73 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 130,86 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара - 137,04 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 5 586 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 261 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 670 хил. лв. и променливи – 2 592 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 5 620 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,78%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 635 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 34 000 MWh.

23. На „Коген Загоре“ ЕООД

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара - 102,77 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 17 656 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 16 711 хил. лв., от които условно-постоянни – 8 613 хил. лв. и променливи – 8 098 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 14 728 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,42%;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 36 637 MWh

24. На „Енергиен център Зебра“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 343,24 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 122,37 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 155,23 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара - 146,51 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 5 842 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 412 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 3 745 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 5 534 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%;
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 437 MWh;
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 8 736 MWh;
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 6 168 MWh.

25. На „Овердрайв“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 557,79 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 956 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 926 хил. лв., от които условно-постоянни – 456 хил. лв. и променливи – 470 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 377 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 7,78%%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 950 MWh.

26. На „Нова Пауър“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 388,83 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 167,96 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 496 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 2 276 хил. лв., от които условно-постоянни – 775 хил. лв. и променливи – 1 500 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 3 308 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 6,67%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 820 MWh.

27. На „Оранжерии Петров дол“ ООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 298,72 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 77,85 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 3 927 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 3 933 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 795 хил. лв. и променливи – 2 138 хил. лв.;
- Регулаторна база н а активите – -172 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 3,56%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 989MWh.

28. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 343,46 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 122,59 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 47,00 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара - 21,53 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 510 885 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 493 278 хил. лв., от които условно-постоянни – 75 481 хил. лв. и променливи – 417 797 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 178 75 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 9,85%;
- Количество електрическа енергия – 1 439 706 MWh:
  - от високоефективно комбинирано производство – 359 160 MWh;
  - от невисокоефективно производство – 1 080 546 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 35 040 MWh;

- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 525 600 MWh.

29. На „Топлофикация Петрич“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия - 433,37 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 212,50 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 21 305 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи –20 056 хил. лв., от които условно-постоянни – 10 410 хил. лв. и променливи – 9 646 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 19 645 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,36%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 40 000 MWh

II. На основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с чл. 13, ал. 8 и чл. 30, ал. 4 от Закона за енергетиката, прекратява административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2025 г., подадено от „Декотекс“ АД за утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциална цена и премия за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

III. На основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с чл. 13, ал. 8 и чл. 30, ал. 5 от Закона за енергетиката, прекратява административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-79-2 от 23.05.2025 г., подадено от „Коген Загоре“ ЕООД, в частта относно искането за определяне на преференциална цена и премия за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

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

Решението е взето с **три гласа „за”** (Пламен Младеновски - за, Благой Голубарев – за и Таско Ерменков – за), от които **два гласа** (Благой Голубарев, Таско Ерменков) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, след като разгледа **заявления с вх. № Е-13-41-29 от 31.03.2025 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-53 от 31.03.2025 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, вх. № Е-13-262-61 от 31.03.2025 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-273-34 от 28.03.2025 г. от „Електроразпределение Север“ АД, информация по заявления за утвърждаване на цени, респективно за определяне на компонента от цена за дейността снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител с вх. № Е-13-47-12 от 31.03.2025 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, вх. № Е-13-49-10 от 31.03.2025 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, вх. № Е-13-46-4 от 31.03.2025 г. и вх. № Е-13-46-6 от 31.03.2025 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, писмо с вх. № Е-13-77-5 от 25.03.2025 г. от „ЕСП Златни пясъци“ ООД, писмо с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2025 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, допълнителна информация, постъпила с писма с вх. № Е-13-41-43 от 09.05.2025 г., вх. № Е-13-41-44 от 20.05.2025 г. и вх. № Е-**

13-41-49 от 30.05.2025 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, вх. № Е-13-62-88 от 18.06.2025 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД вх. № Е-13-262-181 от 18.06.2025 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-273-70 от 19.05.2025 г. и вх. № Е-13-273-76 от 19.06.2025 г. от „Електроразпределение Север“ АД, вх. № Е-13-09-11 от 08.05.2025 г. и вх. № Е-13-09-13 #1 от 17.06.2025 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД и вх. № Е-13-46-10 от 19.05.2025 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, събраните данни и доказателства от проведените на 12.06.2025 г. открито заседание и на 13.06.2025 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон, определя базова стойност на електрическа енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща за съответния регулаторен период, както и определя компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти.

По силата на чл. 30а, ал. 1 и чл. 30б, ал. 1 от ЗЕ КЕВР определя компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти чрез универсална услуга, както и определя базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която е част от цената, която битовият краен клиент заплаща за съответния регулаторен период.

По силата на чл. 30, ал. 1, т. 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените: за достъп и/или за пренос до/през електропреносната мрежа; за достъп и/или за пренос до/през електроразпределителните мрежи и „цената за задължения към обществото“, съставляваща цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: за компенсиране на невъзстановяеми разходи и разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото.

Според чл. 35, ал. 2, т. 3 и т. 3а от ЗЕ за произтичащи от наложени задължения към обществото се приемат разходите от задължения за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), както и разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ.

За електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW, Комисията определя премии, като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин (чл. 33а от ЗЕ).

Комисията определя на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) с обща инсталирана мощност от 500 kW и над 500 kW премии, като разлика между определената до влизане в сила на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.) преференциална цена, съответно актуализирана преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник – § 28, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.).

По силата на чл. 36б, ал. 1, т. 1-2 и т. 5-6 от ЗЕ Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС, Фонда) управлява средствата за покриване на:

разходите, извършени от енергийно предприятие в качеството му на обществен доставчик за изкупуване на електрическа енергия по дългосрочни договори и по преференциални цени, както и тези, произтичащи от задължението му за изкупуване на електрическа енергия в качеството му на търговец на електрическа енергия; разходите за предоставяне на премия на производител по чл. 162а от ЗЕ и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по ЗЕВИ; разходите за предоставяне на компенсации чрез крайния снабдител, покриващи част от разходите за електрическа енергия на битовите крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниво ниско напрежение; разходите, извършени от крайните снабдители по чл. 94а, ал. 3 от ЗЕ.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. Според чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи.

Предвид горното, за гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.

Сформираната със Заповед № З-Е-116 от 09.04.2025 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подадените от енергийните дружества заявления и постъпилите допълнителни писма. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-711 от 02.06.2025 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 165 от 04.06.2025 г., т. 3. В изпълнение на разпоредбата на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) е проведено открито заседание на 12.06.2025 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 173 от 12.06.2025 г., т. 2 е приела проект на решение за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, който е подложен на 13.06.2025 г. на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведеното открито заседание от енергийните дружества са постъпили становища и възражения, както следва: с вх. № Е-13-41-52 от 12.06.2025 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, с вх. № Е-13-47-17 от 12.06.2025 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД и „Електрохолд Продажби“ ЕАД, с вх. № Е-13-262-178 от 11.06.2025 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-74 от 12.06.2025 г. от „Електроразпределение Север“ АД, с вх. № Е-13-46-12 от 12.06.2025 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, с вх. № Е-13-01-15 от 12.06.2025 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД и с вх. № 04-64-3 от 12.06.2025 г. от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, които Комисията е разгледала и обсъдила по-долу в мотивите на настоящото решение.

Във връзка с проведеното обществено обсъждане са постъпили становища и възражения от заинтересовани лица, както следва:

С писмо с вх. № Е-04-04-6 от 16.06.2025 г. Омбудсманът на Р България е представил становище по доклада за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

Според Омбудсмана е налице липса на прозрачност и икономическа обосновка на цените в доклада, тъй като въпреки предвиденото в чл. 15, ал. 2 от ЗЕ задължение на КЕВР да публикува на интернет страницата си предложенията на енергийните предприятия за утвърждаване на цени заедно с всички изходни данни, данните в заявленията на дружествата са заличени. Напомня, че по повод запитване Комисията в мотивите на Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г. се е позовала на чл. 37 от Закона за защита на конкуренцията (ЗЗК), с оглед на което Омбудсманът е получил становище от Комисия за защита на конкуренцията (КЗК) относно приложимостта на разпоредбата на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ във вр. с чл. 37 от ЗЗК, съгласно което преценката кои данни от заявленията за цените на енергийните предприятия да бъдат заличени е изцяло от компетентността на КЕВР като правоприлагащ орган по ЗЕ. Същевременно според становището на КЗК чл. 37 от ЗЗК е неотносим към процедурата на КЕВР по утвърждаване на регулирани цени на електрическата и топлинната енергия, а заличаването на данни, представляващи производствена или търговска тайна на предприятията, следва да стане на друго правно основание. В тази връзка Омбудсманът настоява Комисията да посочи на какво правно основание са заличени данните в заявленията на енергийните предприятия, предвид чл. 15, ал. 2 от ЗЕ и чл. 7, ал. 2 от Закона за защита на търговската тайна, според който разкриването на търговска тайна е правомерно, когато такова разкриване се изисква или разрешава от българското законодателство.

Омбудсманът обръща внимание, че липсва анализ от страна на КЕВР при определянето на прогнозната годишна пазарна цена на крайните снабдители за регулаторния период. Във връзка с предложения Проект на Наредба за изменение и допълнение на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия иска пояснение относно приложимостта на § 21 от този проект на акт относно определянето на компонентата за регулаторния период, който започва от 1 юли 2025 г. Посочва, че в доклада липсва информация, която касае битовите потребители, по отношение на избор на метод за определяне на тарифите на базовата стойност (чл. 32, ал. 2, т. 3 от ЗЕ), а не в съответствие с разходите по чл. 32, ал. 2, т. 2 от ЗЕ. Счита за по справедливо цените на тарифите за всяко дружество да са съобразени с разходите им. Отбелязва липсата и на информация за това как са определени цените на дневната и нощната тарифа и на една скала.

В заключение Омбудсманът посочва, че повишението на цените на електрическата енергия не води автоматично до подобряване на услугата и настоява за прозрачност и публичност при взимане на решенията, като се осигури баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и да се създадат гаранции за защита правата и интересите на крайните клиенти. Намира предложените цени на електрическата енергия за необосновано завишени, като български домакинства ще бъдат финансово затруднени при отчитане на значителния процент на енергийно бедни лица в България.

Горните възражения и предложения Комисията приема за неоснователни.

КЕВР е публикувала заявленията със заличени изходни данни на тези дружества, които са посочили наличие на търговска тайна в информацията, съдържаща се в подадените от тях заявления. Следва да се има предвид, че тези заявления съдържат факти, свързани със стопанската дейност на дружествата, техническа и финансова информация, структура на разходите, цени и др. В този смисъл, изходните данни в заявленията, съдържат информация, която съставлява производствена и търговска тайна по смисъла на чл. 3 от Закона за защита на търговската тайна и чието разкриване е забранено предвид разпоредбата на чл. 8, ал. 2, т. 2, предложение второ от Закона за защита на търговската тайна във връзка със задълженията на КЕВР по ЗЕ да не разкрива информация, представляваща търговска тайна, или информация, защитена по силата на закон. Същевременно, публикуването на изходните данни от заявленията може да доведе до нелоялна конкуренция между търговци чрез узнаване, използване или разгласяване на

търговска тайна, което е форма на нелоялна конкуренция, посочена в специалните текстове на Закона за защита на конкуренцията.

Прогнозната годишна пазарна цена на крайните снабдители за регулаторния период е определена на основание чл. 37в от НРЦЕЕ, а именно като произведение между определената по-долу прогнозна годишна пазарна цена за базов товар в размер на 220 лв./MWh и груповия коефициент на крайните снабдители, изчислен въз основата на данни от системата за администриране на пазара (MMS), оперирана от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), за периода 01.01.2024 г. – 31.12.2024 г. за почасовите графици на крайните снабдители, като е симулирано участие на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за календарната 2024 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните крайни снабдители.

Възражението относно приложимостта на § 21 от предложения проект на Наредба за изменение и допълнение на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия е несъстоятелно, тъй като е ясно, че тази разпоредба към датата на приемане на доклада не е влязла в сила.

Цените на тарифите за всяко дружество не следва да са съобразени със съответните разходи, а трябва да са еднакви – в противен случай с решението на КЕВР ще се осигури конкурентно предимство на едни дружества за сметка на други, което е антипазарен подход. Осигуряването на равни условия за извършване на дейността за всички крайни снабдители се осигурява и чрез корекциите по чл. 37д, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ.

Възражението в частта относно необосновано завишените цени, които финансово затруднени български домакинства ще заплащат, като се отчита значителният процент на енергийно бедни лица в България, е неотносимо към настоящото производство, а е от компетентността на и следва да бъде отправено към други държавни органи (Народно събрание, Министерски съвет, Министерство на труда и социалната политика, Министерство на енергетиката и др.).

С писмо с вх. № Е-04-17-1 от 10.06.2025 г. Конфедерацията на независимите синдикати в България (КНСБ) е представила становище по доклад за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

КНСБ отбелязва, че със своя декларация от началото на годината вече е изразила становище, че повишението на цената на електрическата енергия за бита от началото на тази година не е било съпроводено с никакви мерки за компенсиране на енергийно бедните и енергийно уязвимите групи от населението. Посочва, че стартирането на либерализацията на пазара на електроенергия на дребно е без адекватна защита на потребителите, като е настояла за спешни мерки от страна на правителството за компенсиране на най-уязвимите групи. Според КНСБ с новото предложение на КЕВР годишното увеличение на цените на електрическата енергия за битовите потребители ще надхвърли 13%, което е над годишната инфлация в България и ще представлява непоносим разход за голяма част от домакинствата, ако не се предприемат мерки за защита и компенсации.

КНСБ изразява несъгласие с предложената стойност на прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. в размер на 220 лв./MWh, която счита за значително надвишена спрямо посочените стойности в пролетната европейска икономическа прогноза от месец май 2025 г. в размер средно 80 евро/MWh. Синдикалната организация отбелязва също, че се променя балансът на приходите на ФСЕС, при което приходите от продажба на въглеродни квоти намаляват за сметка на увеличението на вноските по чл. 36е от ЗЕ. КНСБ обръща внимание и на високия ръст на допустимите разходи на мрежовите дружества, което намират за естествена последица от ръста на производството от ВИ. В заключение настоява за

осигуряване на поносими цени за битовите потребители с мотива, че реално се въвежда пълна либерализация на пазара на дребно, при което обаче се дава предимство на зелените политики, като се ограничава работата на въглищните топлоелектрически централи.

Горните възражения Комисията приема за неоснователни във връзка с изложените по-горе и по-долу в решението мотиви, както и поради факта, че част от тях не са предмет на настоящото административно производство. По отношение на изразеното несъгласие със стойността на прогнозната пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. следва да се има предвид, че тази цена е изчислена при пълно спазване на изискванията на чл. 37а от НРЦЕЕ, видно от т. I. от решението. В допълнение, увеличението на цените за битовите крайни клиенти не е 13%, а е значително по-ниско, тъй като при изчисляването му КНСБ неправилно смесва относимите периоди, като вместо да използва данните за целия регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., селективно се позовава на данни само за втората половина от него, към които прибавя пълния размер на увеличението за новия регулаторен период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

С писмо с вх. № Е-04-23-1 от 24.06.2025 г. Българска фотоволтаична асоциация (БФА) е представила становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

Според БФА в доклада липсва информация за размера на реализирания от електропреносния оператор финансов излишък от прилагането на методиката по чл. 21, ал. 1, т. 11 от ЗЕ. В тази връзка прави извод, че противно на изискванията на чл. 44 от Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, такъв финансов излишък не е отразен в цените за достъп до електропреносната мрежа.

Горните възражения Комисията приема за неоснователни. В т. II.3.1. и II.3.2. от настоящото решение са посочени както размерът на реализирания от ЕСО ЕАД финансов излишък, а именно 60 790 хил. лв., информация за който дружеството е предоставило с писмо с вх. № Е-13-41-44 от 20.05.2025 г., така и на основание чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 година за установяване на насоки за електроенергийното балансиране във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ е приложена корекция на необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на (минус) -17 500 хил. лв. и аналогична корекция по отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители или общо в размер на 35 000 хил. лв. Останалата част от надвзетите средства ЕСО ЕАД следва да използва за осигуряване на допълнителни нечестотни услуги, свързани с контрол на напреженията в електропреносната мрежа. Така, разходите на оператора на електропреносната мрежа за такъв вид услуги се компенсират, а цените за достъп не се повишават с размера на тези разходи.

I. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА РЕГУЛАТОРНИЯ/ЦЕНОВИЯ ПЕРИОД

За целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища. Също така, за целите на

ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи – чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ.

За гарантиране на принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия следва да бъде приложен еднакъв подход за изчисляване на прогнозната пазарна цена в горните случаи. Съгласно чл. 37а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на фючърсните и/или форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси, както и на относимите към българския пазар фючърсни сделки на европейска борса.

Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. На механизъм „Търгове – краен снабдител“, част от пазарен сегмент „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, са проведени три търга с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период, но сключените сделки са за нестандартни продукти, тоест такива с отклонения, чиито специфики не позволяват постигнатите цени да се използват при извършването на анализа относно прогнозната пазарна цена за базов товар.

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърсните сделки, които по своята същност са стандартизирани финансови форуърдни сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „Ден напред“.

Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс е пренебрежимо малка – около 0,15 евро/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърсните сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX[4] (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа.

В следващата таблица е представено сравнение на цените на фючърсите за H2 2025.

Фючърси	EEX -IBEX лв./MWh	EEX -OPCOM лв./MWh	EEX -HUPEX лв./MWh
Q3 2025	245,98	248,92	245,98
Q4 2025	237,89	241,31	237,40
H2 2025	241,94	245,11	241,69

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 3,17 лв./MWh (1,63 евро/MWh), докато с унгарския е пренебрежимо малка (около 0,25 лв./MWh). Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 0 лв./MWh до 0,50 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2026 и Q2 2026, съответно за H1 2026 за българския и румънския пазар, като такива са публикувани само за унгарския. Те, обаче, могат да се

[4] http://www.eex.com

изчислят, като се използва стандартната девиация спрямо унгарския пазар, за който са налични данни. Изчислените данни са представени по-долу:

Фючърси	EEX -IBEX лв./MWh	EEX -HUPEX лв./MWh
Q1 2026	236,95	236,95
Q2 2026	177,55	177,55
H1 2026	207,25	207,25

От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2025 – 241,94 лв./MWh и за H1 2026 – 207,25 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. в размер на 224,59 лв./MWh.

Основният движещ фактор за динамиката на цените на европейските, съответно регионалните, борси е цената на природния газ на европейските борси. Пряката корелация между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози. Европейските цени на природния газ отбелязаха значителна нестабилност през последния месец. Осреднените TTF търгувани фючърси[5] за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. (съвпадащ с регулаторния период) варират от 32,17 евро/MWh до 37,45 евро/MWh.

При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период следва да бъдат отчетени както горните аргументи, така и асиметричността, наблюдавана в българската пазарна зона, дължаща се на големия приток на нови инвестиции в соларни проекти, като се предвиди допълнително отклонение на цената надолу в размер на около 2%. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. е около 220,00 лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. следва да се определи в размер на 220,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена на пазара „Ден напред“ за предходната календарна година от групите, съответно: независим преносен оператор, оператори на електроразпределителни мрежи, производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия, производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, производители на електрическа енергия, произведена от биомаса и производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи са използвани данни от системата за

[5] Изчислени като средна стойност на сетълмент цените на TTF фючърси за Q3 2025, Q4 2025, Q1 2026, Q2 2026.

администриране на пазара (MMS), оперирана от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), за периода 01.01.2024 г. – 31.12.2024 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка, на основание чл. 37б, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за календарната 2024 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за 2024 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за 2024 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна годишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от горната симулация са, както следва:

1. Независим преносен оператор:
Извършена е симулация на участието на ЕСО ЕАД.

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	200,56 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	203,76 лв./MWh
3	Групов коефициент Kt (р.2/р.1)	1,01596
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**223,51 лв./MWh**

2. Оператори на електроразпределителни мрежи:
Извършена е симулация на участието на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „Електроразпределение Север“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните оператори на електроразпределителни мрежи.

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	200,56 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	214,30 лв./MWh
3	Групов коефициент Kd (р.2/р.1)	1,06853
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**235,08 лв./MWh**

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия:
Извършена е симулация на участието на „Топлофикация София“ ЕАД, „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – ВТ“ АД, „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация – Разград“ АД, „Брикел“ ЕАД и „Топлофикация Русе“ АД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	200,56 лв./MWh

2	Постигната среднопретеглена цена	201,35 лв./MWh
3	Групов коефициент Kc (p.2/p.1)	1,00397
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**220,87 лв./MWh**

4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия:

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Енери Солар БГ 1“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово), „РЕС Технолъджи“ АД (ФЕЦ Златарица), „Дъбово Енерджи“ ЕООД (ФЕЦ Дъбово), „Компания за енергетика и развитие“ ООД (ФЕЦ Добрич), „Екоенерджи Солар“ ЕООД (ФЕЦ Екоенерджи Солар), „Е.В.Т. – Електра Волт Трейд“ АД (ФЕЦ Е.В.Т. – Електра Волт Трейд), „Би Си Ай Казанлък 1“ ЕООД (ФЕЦ PV-централа 1), „Би Си Ай Казанлък 2“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 5“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 6“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 7“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 8“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 9“ ЕООД, „Би Си Ай Казанлък 10“ ЕООД, „Уинд Форс БГ“ ЕООД (ФЕЦ Чобанка), „Екосолар“ ЕООД (ФЕЦ Екосолар), чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	200,56 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	141,36 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	0,70483
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**155,06 лв./MWh**

5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия:

Извършена е симулация на участието на „МЕТ Суворово Уинд Парк“ ЕООД (ВяЕЦ Суворово), „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД (ВяЕЦ Свети Никола), „Калиакра Уинд Пауър“ АД (ВяЕЦ Калиакра), „Хаос Инвест – 1“ ЕАД (ВяЕЦ Вранино), „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ Ветроком) и „ЕВН-Каварна“ ЕООД (ВяЕЦ Каварна) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	200,56 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	179,30 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,89400
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh
5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)**	**196,68 лв./MWh**

6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи (ВЕЦ) с инсталирана мощност до 10 MW:

Извършена е симулация на участието на „Българско акционерно дружество Гранитоид“ АД (чрез каскада „Рила“), „ЕНЕРГО-ПРО България“ ЕАД (чрез ВЕЦ „Петрохан“) и „ВЕЦ Козлодуй“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	200,56 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	208,54 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	1,03984
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh

5	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)**	**228,76 лв./MWh**

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:

След преглед на предоставените от независимия преносен оператор данни за периода 01.01.2024 г. – 31.12.2024 г. за почасовите графици на производителите на електрическа енергия от биомаса се установи, че в тази група не са налице участници, преки членове на балансираща група, за които независимият преносен оператор е валидирал графици за повече от 270 дни през предходната календарна година. В този случай е приложима разпоредбата на чл. 37б, ал. 5 от НРЦЕЕ, съгласно която груповият коефициент на производителите от биомаса е равен на коефициента, определен за предходния ценови период.

1	Групов коефициент Kb за предходния ценови период, определен с Решение № Ц-14 от 30.06.2023 г.	1,01463
2	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.	220,00 лв./MWh
3	**Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.1*р.2)**	**223,22 лв./MWh**

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 21, ал. 1, т. 8г от ЗЕ, чл. 33а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г., прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., съответно за оператора на електропреносната мрежа, операторите на електроразпределителни мрежи и групите производители е, както следва:

1. Независим преносен оператор – 223,51 лв./MWh;

2. Оператори на електроразпределителни мрежи – 235,08 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 220,87 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 155,06 лв./MWh;

5. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 196,68 лв./MWh;

6. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 228,76 лв./MWh;

7. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 223,22 лв./MWh.

II. „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

При утвърждаване на цените на електропреносното предприятие, получило лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията, по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ, извършва следващ регулаторен преглед по свое решение или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи. В тази връзка ЕСО ЕАД е подало заявление с вх. № Е-13-41-29 от 31.03.2025 г.

1. Анализ и оценка на предоставената от дружеството прогнозна информация

Със заявление за утвърждаване на цени с вх. № Е-13-41-29 от 31.03.2025 г. ЕСО ЕАД е предложило:

– Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 1,03 лв./MWh, без ДДС;

– Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 4,83 лв./MWh, без ДДС;

– Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, в размер на 6,09 лв./MWh, без ДДС;

– Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 17,66 лв./MWh, без ДДС.

Таблицата по-долу представя сравнение между предложените от ЕСО ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

	Цени	**Утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цени, без ДДС**	**Утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2024 г.**	**Изменение, %**
		(лв./MWh)	**(лв./MWh)**	**(лв./MWh)**	
1	Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	0,85	-	1,03	**21,18%**
2	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	4,66	-	4,83	**3,65%**
3	Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия	6,15	-	6,09	**-0,98%**
4	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	12,70	13,66	17,66	**29,28%**

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.1.1. Общото количество електрическа енергия, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 33 600 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.;

1.1.2. Условно-постоянни разходи – 32 706 хил. лв.;

Основните елементи на условно-постоянните разходи са формирани при следните изходни условия и са разделени по равно между цената за достъп за крайни клиенти и цените за достъп за производители:

а) разходите за работна заплата и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са определени съобразно договорените със синдикалните организации средна брутна работна заплата, условията съгласно сключения колективен трудов договор (КТД), полагащите се доплащания по Кодекса на труда, както и действащия Кодекс за социално осигуряване;

б) разходите за ремонт и поддръжка са изчислени на база разработени и утвърдени в дружеството програми по отношение на активи, свързани с управление на електроенергийната система (телемеханика, телекомуникации, SCADA и др.) за 2025 г., утвърдени от управителния и надзорния съвети на ЕСО ЕАД;

в) разходите за безплатна храна и добавките към нея са увеличени в резултат от повишената минимална работна заплата 01.01.2025 г.;

г) разходите по икономически елементи „разходи за материали“, „разходи за външни услуги“ и „други разходи“ са предмет на програмата за текущи разходи на ЕСО ЕАД, като стойностите са определени на база действащите към момента договори в дружеството и очакваната средна годишна инфлация за 2025 г.;

д) разходите за амортизации са определени на база реални активи и утвърдени амортизационни норми съгласно счетоводната политика на дружеството и при отчитане инвестиционната програма на дружеството за 2025 г., като се има и предвид, че ЕСО ЕАД активно участва в процесите по изграждане и внедряване на платформите, свързани с функционирането на единния пазар „Ден напред“ и единния пазар „В рамките на деня“, съгласно споразуменията SDAC и SDIC и наред с другите оператори отчита и значителни инвестиционни разходи в нематериални дълготрайни активи, които са с кратък срок на амортизация;

е) разходите за членски внос в организации са в размер на 1 579 хил. лв. и включват членски внос в Европейската организация на системните оператори за пренос на електроенергия (ENTSO-E), където ЕСО ЕАД е пълноправен член;

ж) разходите, свързани със задълженията на оператора по европейски регламенти, включват:

– разходи за ползването на услугите от Southeast Electricity Network Coordination Center („SEleNe CC“) със седалище в Солун – дружество за координиране на сигурността на електроенергийната мрежа в Югоизточна Европа, учредено от операторите на преносни системи на Р България, Р Гърция и Р Италия в изпълнение на чл. 37 от Регламент 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 05 юни 2019 г. (Регламент 2019/943) относно вътрешния пазар на електроенергия, в размер на 3 244 хил. лв.;

– разходи, свързани с присъединяване на ЕСО ЕАД към единната платформа за разпределение на дългосрочни преносни права (JAO) в изпълнение на Регламент (ЕС) 2016/1719 на Комисията от 26 септември 2016 година за установяване на насока относно предварителното разпределяне на преносна способност и съгласно хармонизираните правила за разпределение на дългосрочни права (EU HAR), в размер на 1 200 хил. лв.;

– разходи, свързани с европейската платформа за краткосрочна адекватност, с платформата за прозрачност, както и с верификационната платформа на ENTSO-E, общо в размер на 348 хил. лв.;

– разходи на стойност 174 хил. лв., във връзка с присъединяването към европейските балансиращи платформи PICASSO (Platform for the International Coordination of Automatic Frequency Restoration Reserves) и MARI (Manually Activated Reserves Initiative);

– разходи, свързани със Споразумението за координирано осъществяване на функцията по единното свързване на пазарите в рамките на деня между ОПС и НОПЕ (IDOA) и Споразумението за сътрудничество между ОПС (TCID) и участието на ЕСО ЕАД, заедно с БНЕБ ЕАД, в процеса по интегриране на българска граница с общия европейски пазар в рамките на проект XBID за времеви хоризонт в рамките на деня, в размер на общо 173 хил. лв.;

– разходи, свързани с участие в международното сътрудничество по управление на мрежата (IGCC), в размер на 30 хил. лв.;

– разходи за инфраструктурна услуга във връзка с многостранно споразумение за комуникационните мрежи с ENTSO-E в размер на 392 хил. лв.;

– разходи, произтичащи от сключеното по силата на Регламент 943/2019 Споразумение за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на електропреносните мрежи между европейските електроенергийни системни оператори, в размер на 17 801 хил. лв., съответстващ на отчетените за 2024 г. Дружеството обръща внимание, че в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. КЕВР е одобрила разходи по ITC в размер на 12 023 хил. лв., които са с 32,46% по-ниски от отчетените за същия период;

1.1.3. Необходим оборотен капитал – 25 292 хил. лв., изчислен в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ;

1.1.4. Регулаторна база на активите в размер на 63 361 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.1.5. Възвръщаемост – 1 824 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 5,76%, подробно аргументирана в т. 1.4.10.

1.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.2.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 30 069 000 MWh;

1.2.2. Условно-постоянни разходи – 26 530 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2 на предложението за изменение на цената за достъп за крайни клиенти;

1.2.3. Разходи за допълнителни услуги – 117 246 хил. лв., в т.ч. разходи за първично регулиране на честотата – 15 988 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 55 070 хил. лв. и разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 46 188 хил. лв.

На основание Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС), споразумението SAFA (Continental Europe Synchronous Area Framework Agreement) и насоките SOGL, приети въз основа на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 г. за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия (Регламент 2017/1485), и съгласно Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР размерът на оперативните резерви, които ЕСО ЕАД следва да поддържа за следващия регулаторен период, остава без промяна и е както следва:

– резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW;

– резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW;

– резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) –650 MW;

– резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) –100 MW от водноелектрически централи (ВЕЦ) и помпено-акумулиращи водноелектрически централи (ПАВЕЦ) за покриване на недостиг на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници.

Дружеството посочва, че съгласно чл. 157, пар. 2, б. „г“ и „д“ от Регламент 2017/1485, размерът на този резерв трябва да е не по-малък от размера на най-голямата „еталонна“ авария (единична генерираща мощност, потребител или междусистемен

електропровод в електроенергийната система). За случая на България това е генерираща мощност в АЕЦ „Козлодуй“ в размер на 1000 MW нето.

Средните цени за разполагаемост за отделните оперативни резерви са както следва:

– резерв за първично регулиране на честотата и резерви за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 50 лв./MW*h;

– всички резерви за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 10 лв./MW*h.

1.2.4. Регулаторна база на активите в размер на 63 361 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.2.5. Възвръщаемост – 1 480 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 5,76%, подробно аргументирана в т. 1.4.10.

1.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1.3.1. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната – 7 000 000 MWh;

1.3.2. Условно-постоянни разходи – 6 176 хил. лв. Отделните елементи на условно-постоянните разходи са описани подробно в т. 1.1.2. на предложението за изменение на цената за достъп за крайни клиенти;

1.3.3. Разходи за допълнителни услуги – 36 054 хил. лв., в т.ч. разходи за първично регулиране на честотата – 3 722 хил. лв.; разходи за автоматично вторично регулиране – 12 820 хил. лв., разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 10 752 хил. лв. и разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 8 760 хил. лв., изчислени на база предложените в т. 1.2.3. средни цени за разполагаемост за отделните оперативни резерви;

1.3.4. Регулаторна база на активите в размер на 63 361 хил. лв., разпределени съответно между трите цени за достъп;

1.3.5. Възвръщаемост – 344 хил. лв., при норма на възвръщаемост – 5,76%, подробно аргументирана в т. 1.4.10.

С цел по-голяма и навременна събираемост на вземанията за цена за достъп до електропреносната мрежа от производители, присъединени към електроразпределителните мрежи, операторът на електропреносната мрежа предлага при утвърждаване на цените в сектор „Електроенергетика“ да бъде предвиден механизъм за заплащане на цената за достъп, а именно: производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, да заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които да превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

1.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

Дружеството е формирало цената за пренос при следните изходни условия:

1.4.1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 33 600 000 MWh;

1.4.2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 364 828 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати (възнаграждения) – 122 539 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 63 814 хил. лв.; разходи за

амортизации – 86 681 хил. лв.; разходи за ремонт и поддръжка – 30 971 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 60 823 хил. лв.;

В заявлението си дружеството е представило информация за отделните групи условно-постоянни разходи:

а) разходите за работна заплата и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са определени съобразно договорените със синдикалните организации средна брутна работна заплата, условията съгласно сключения КТД, полагащите се доплащания по Кодекса на труда, както и действащия Кодекс за социално осигуряване;

б) разходите за амортизации са определени на база отчет на въведени в експлоатация към 31.12.2023 г. активи и утвърдени амортизационни норми съгласно счетоводната политика на дружеството;

в) разходите за ремонт и поддръжка са изчислени на база разработена програма за ремонт и поддръжка на електропреносната мрежа за 2024 г., утвърдена от управителния и надзорния съвети на ЕСО ЕАД;

г) разходите за безплатна храна и добавките към нея са увеличени в резултат от повишената минимална работна заплата 01.01.2025 г.;

д) разходите за въоръжена и противопожарна охрана са по-високи, тъй като действащите договори за извършване на охранителни услуги на обектите са обвързани с размера на минималната работна заплата;

е) разходите по икономически елементи „разходи за материали“, „разходи за външни услуги“ и „други разходи“ са предмет на програмата за текущи разходи на ЕСО ЕАД, като стойностите са определени на база действащите към момента договори в дружеството и очакваната средна годишна инфлация за 2025 г.;

1.4.3. прогнозираните разходи за имуществена застраховка са разчетени на база сключена застрахователна полица. Съгласно чл. 3.8. от притежаваната лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“, ЕСО ЕАД сключва и поддържа застраховка съгласно действащото законодателство за покриване на рисковете по имуществото, определени с решение на Комисията и осигуряващи надеждно извършване на лицензионната дейност, като застрахователното покритие следва да осигурява необходимите финансови средства за подмяна на всеки елемент от електропреносната мрежа, повреден или унищожен в резултат на авария или при други обстоятелства, както и за заплащане на обезщетения за причинени щети на трети лица. Изпълнявайки проектите от общ европейски интерес и инвестицията по Националния план за възстановяване и устойчивост „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“, включени в инвестиционната програма на дружеството, ЕСО ЕАД отчита значителни по размер активи в процес на изграждане, които подлежат на застраховане, както и въвеждане в експлоатация на нови активи. През базисния период извършените разходи за инвестиционни дейности от ЕСО ЕАД са в размер на 257 416 хил. лв., а на инвестиционната програма – 245 256 хил. лв.

1.4.4. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 168 419 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос – 33 290 043 MWh и остойностени по цена на електрическата енергия в размер на 219,01 лв./MWh;

1.4.5. Корекция на основание чл. 27а от НРЦЕЕ в размер на (минус) -1 784 хил. лв.;

1.4.6. Регулаторна база на активите – 2 490 291 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал (НОК) в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания – 55 821 хил. лв.;

1.4.7. Приходи от реактивна енергия – 25 000 хил. лв.;

1.4.8. Приходи от предоставяне на преносна способност – 56 448 хил. лв.;

1.4.9. Възвръщаемост – 143 440 хил. лв.;

1.4.10. Норма на възвръщаемост – 5,76%. В съответствие с разпоредбите на чл. 15, ал. 2 и ал. 3 от НРЦЕЕ, както и в отговор на инвестиционни изисквания и на промените в икономическите условия, ЕСО ЕАД счита, че е необходимо да се преразгледа определената за дружеството норма на възвръщаемост от КЕВР в предходното ценово решение, като се вземат предвид измененията в НРЦЕЕ, актуалните финансови параметри и плановете за бъдещи инвестиции. Посочва, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. Комисията е приложила модел за изчисление на нормата на възвръщаемост на капитала чрез оценка на капиталовите активи, за електроразпределителните дружества. В тази връзка счита, че прилагането на същия модел за определяне на нормата на възвръщаемост за ЕСО ЕАД би представлявало изпълнение на разпоредбите на нормативния акт, които са в сила повече от една календарна година. Признаването на реалната възвръщаемост на оператора е единственият способ за осигуряване на необходимите ресурси за реализиране на стратегически за националната сигурност и икономиката инвестиционни проекти, и модернизация на мрежата. Спазвайки разпоредбите по чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ и одобрения модел, дружеството е изчислило предложената стойност на нормата на възвръщаемост, като подробни изчисления на размера на безрисковата норма на възвръщаемост, пазарната рискова премия, лостовия бета коефициент за сектор „Енергетика“ и др. елементи се съдържат в обосновката към подаденото заявление за цени.

2. Становище на ЕСО ЕАД по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

С писмо с вх. № Е-13-41-52 от 12.06.2025 г. ЕСО ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД счита за неоснователно предложението на КЕВР за изменение на заявените от дружеството цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, цена за достъп до електропреносната мрежа за производители и цена за достъп за производители на електрическа енергия с динамично променяща се генерация от слънчева и вятърна енергия. Заявените от страна на дружеството разходи за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на преносните мрежи са намалени до 9 677 хил. лв., при положение, че с Решение № Ц-17 от 01.07.2024 г. Комисията е одобрила едва 12 023 хил. лв., което е с 67,5% по-малко от реално отчетения разход за ITC механизма в размер на 17 801 хил. или невъзстановимият разход на оператора е в размер на 5 778 хил. лв. ЕСО ЕАД настоява да бъде признат пълният размер на прогнозния разход от 17 801 хил. лв., тъй като се запазва тенденцията от последните години България да е платец по ITC механизма.

Дружеството изразява несъгласие и с извършеното намаление на част от условно-постоянните разходи, относими към цената за пренос през електропреносната мрежа, в т.ч. разходите за амортизации, които са преизчислени на 77 826 хил. лв. ЕСО ЕАД не приема аргумента на Комисията, че този размер на разходите за амортизации е изчислен като дял на активите с финансиране към общите активи на дружеството към 31.12.2024 г., защото този дял би повлиял на амортизациите за 2025 г. и не е приложим за амортизациите за 2024 г., за които следва да се приеме, че са функция от дела на активите към 31.12.2023 г. и движението им през 2024 г. Дружеството посочва, че за дейността „пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа“ към 31.12.2024 г. общият дял на активите към дела на активите, които са финансирани, формират планирана

амортизация от 115 110 хил. лв. и планирани приходи от всички видове финансирания в размер на 28 429 хил. лв., като на тази база е формирана прогнозната амортизация на активи, придобити изцяло със собствено финансиране, в размер на 86 681 хил. лв. В тази връзка обръща внимание, че към 31.12.2024 г. разходите за амортизации, относими за 2024 г., са в размер на 105 606 хил. лв., при приходи от всички видове финансирания, отнасящи се до амортизация на дълготрайни активи през 2024 г., в размер на 21 213 хил. лв. Тоест амортизацията на активи, придобити изцяло със собствени средства, е в размер на 84 393 хил. лв. В допълнение електропреносният оператор възразява и срещу намалението на разходите за въоръжена и противопожарна охрана с 2 505 хил. лв. до нивото на отчета за 2024 г. с мотива, че тези разходи са обвързани договорно и зависят от минималната работна заплата за страната, която е увеличена от 01.01.2025 г. Напомня, че и с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. КЕВР не е признала заявената от дружеството стойност, като така разликата между заявения разход за предходния регулаторен период и отчетения такъв е 2,5%.

ЕСО ЕАД не приема за обоснована извършената корекция на нормата на възвръщаемост на капитала за дейността „пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа“ от 5,76% на 3%. Намира извършеното намаление за неаргументирано, тъй като Комисията само отбелязва, че 3% е нормата за възвръщаемост, валидна за текущия регулаторен период. В тази връзка, при прилагане на формулата съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ дружеството изчислява норма на възвръщаемост на капитала чрез оценка на капиталовите си активи в размер на 5,76%. Същевременно, при изчисление съгласно разпоредбата на чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ, нормата на възвръщаемост на собствения капитал следва да е в размер на 5,18%. Дружеството посочва, че възвръщаемостта заедно с разходите за амортизации трябва да са на нивото на необходимите средства за обезпечаване на инвестиционната програма, като така предложената от КЕВР ценова рамка поставя под риск осигуряването на достатъчно оборотни средства за обезпечаване на планираните инвестиции. За 2024 г. извършените инвестиционни разходи от ЕСО ЕАД са в размер на 245 356 хил. лв., а са планирани мащабни проекти за следващите години, като с предложената корекция на нормата на възвръщаемост се намалява осигуреният ресурс, което застрашава безпрепятственото им реализиране и може да доведе до забавяне на критични за националната и регионалната енергетика проекти, както и поети по европейски програми трансгранични инвестиционни задължения. С оглед изложеното независимият преносен оператор настоява за преразглеждане от страна на КЕВР на подхода за определяне на нормата на възвръщаемост в съответствие с НРЦЕЕ, което ще гарантира устойчивото и сигурно финансиране на приоритетни инвестиционни проекти, включени в 10-годишния план за развитие на електропреносната мрежа.

Комисията приема горните възражения за неоснователни.

Относно разходите по ITC споразумението, целящо компенсиране на загубите в мрежите, причинени от трансграничната търговия с електрическа енергия, искането на ЕСО ЕАД на практика означава Комисията да вмени на крайните клиенти да заплащат разходите на дружеството без да отчете приходите му по същото споразумение. В тази връзка разходите в размер на 17 801 хил. лв. са коригирани с отчетените приходи в размер на 8 124 хил. лв.

Комисията приема за неоснователни възраженията на дружеството по отношение на корекцията на условно-постоянните разходи, включени като ценообразуващ елемент в цената за пренос на електрическа енергия. Приложимият спрямо ЕСО ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период, като Комисията преценява икономическата обоснованост и целесъобразност на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната

дейност на дружеството. В тази връзка корекциите са извършени до отчетените нива на съответната група разходи през базисната година. В допълнение, делът на възмездно придобитите активи (без земи) към активите, придобити чрез финансирания, формира прогнозни разходи за амортизация в размер на 77 826 хил. лв.

По отношение размера на нормата на възвръщаемост следва да се има предвид, че през последните няколко години дружеството е реализирало значителни печалби, в т.ч. през календарната 2023 г. в размер на 250 451 хил. лв. и през календарната 2024 г. в размер на 265 184 хил. лв., което, с оглед и прилагания спрямо дружеството метод за регулиране, обосновава запазване на размера на нормата на възвръщаемост на сегашното ниво и гарантира устойчивото и сигурно финансиране на инвестиционните проекти, включени в 10-годишния план за развитие на електропреносната мрежа.

3. Ценообразуващи елементи

3.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

Съгласно чл. 26, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от операторите на електроразпределителни мрежи, крайните клиенти и производители на електрическа енергия в режим на потребление, присъединени към електроенергийната система, освен в случаите по чл. 119, ал. 1, т. 2 и ал. 2 от ЗЕ, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 34 530 хил. лв. на 27 770 хил. лв., тъй като разходите за осигурителни вноски и социални разходи са запазени на ниво отчет през базисната година. Заявената стойност на разходите за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на преносните мрежи в размер на 17 801 хил. лв. е коригирана с приходите на оператора от тази дейност на 9 677 хил. лв.

С писмо с вх. № Е-13-41-49 от 30.05.2025 г. ЕСО ЕАД е уведомило КЕВР, че поради започналия преход към все по-голямо потребление на електрическа енергия от възобновяеми източници, основните доставчици на допълнителни услуги не могат да предоставят в пълен обем резерви за първично и вторично регулиране на честотата и обменните мощности, необходими за управление на електроенергийната система (ЕЕС). Дружеството посочва, че от една страна, това води до спестяване на разходи за допълнителни услуги, но при влошено качество на регулиране на ЕЕС, а от друга, с намаления състав от конвенционални мощности все по-трудно се поддържат напреженията в електропреносната мрежа. В тази връзка, ЕСО ЕАД посочва като пример частичното разпадане на 18.05.2025 г. на електропреносната мрежа на Р Северна Македония. Поради тези причини, ЕСО ЕАД извършва анализ за установяване на допълнителни методи и средства за овладяване на напреженията в електропреносната мрежа на Р България. Въз основа на резултатите от този анализ, електропреносният оператор ще разработи методика, по която да бъдат определяни и покривани разходите на потенциалните доставчици за регулиране на напреженията в електропреносната мрежа. В тази връзка ЕСО ЕАД прави искане КЕВР да не отразява в цените за достъп спестените средства за допълнителни услуги от настоящия ценови период в размер на 60 789 798 лв., информация за които е предоставило с писмо с вх. № Е-13-41-44 от 20.05.2025 г. По отношение на тези средства, дружеството предлага същите да се използват за заплащане за регулиране на напреженията, което представлява допълнителна нечестотна услуга.

При отчитане на горните аргументи, на основание чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 година за установяване на насоки за електроенергийното балансиране (Регламент (ЕС) 2017/2195) във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ, е приложена корекция в размер на 17 500 хил. лв. Аналогична корекция следва да се приложи и по отношение на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители. Останалата част от спестените средства за допълнителни услуги ЕСО ЕАД следва да използва за осигуряване на допълнителни нечестотни услуги. Така, разходите на оператора на електропреносната мрежа за такъв вид услуги се компенсират, а цените за достъп не се повишават с размера на тези разходи.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 24 058 хил. лв.

Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти				
№	**Позиция**	**Мярка**	**Предложени от дружеството**	**Коригирани стойности**
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	28 644	27 770
2	Допълнителна корекция по чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195	хил. лв.	-	-17 500
3	Възвръщаемост	хил. лв.	1 795	1 789
4	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	хил. лв.	30 439	12 059
5	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната	MWh	33 600 000	33 600 000
6	**Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС**	**лв./MWh**	**0,91**	**0,36**

3.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители

Съгласно чл. 26, ал. 2 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от производители на електрическа енергия, с изключение на тези с динамично променяща се генерация, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната и за износ или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период. Размерът на необходимите годишни приходи и количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ се намаляват със съответния дял на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация.

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 34 530 хил. лв. на 27 770 хил. лв., тъй като разходите за осигурителни вноски и социални разходи са запазени на ниво отчет през базисната година. Заявената стойност на разходите за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на преносните мрежи в размер на 17 801 хил. лв. е коригирана с приходите на оператора от тази дейност на 9 677 хил. лв. Приложена е допълнителна корекция в размер на 17 500 хил. лв. на основание чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 година за установяване на насоки за електроенергийното балансиране (Регламент (ЕС) 2017/2195) във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ, предвид аргументите, изложени по-горе в т. 3.1.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, необходимият оборотен капитал е преизчислен като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания, в размер на 24 058 хил. лв.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията следва да определи за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за допълнителни услуги по реда на чл. 105, ал. 2 от ЗЕ, а именно: закупуване на разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности въз основа на тръжна процедура. В тази връзка, поради липса на определени от министъра на енергетиката показатели за степен на надеждност на снабдяването с електрическа енергия за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., са взети предвид определените със Заповед № Е-РД-16-173 от 27.03.2019 г. на министъра на енергетиката, като количествата са обвързани с ПУЕЕС и насоките SOGL, приети въз основа на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 г. за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия (Регламент 2017/1485). В тази връзка като ценообразуващи елементи са включени:

– резерв за първично регулиране на честотата (FCR) – 45 MW, остойностен по 50,00 лв./MW*h;

– резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR) – 155 MW, остойностен по 50,00 лв./MW*h;

– резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (mFRR) –650 MW, остойностен по 10,00 лв./MW*h.

Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители			
№	**Позиция**	**Мярка**	**Коригирани стойности**
1	Разходи за разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата	хил. лв.	19 710
2	Разходи за автоматично вторично регулиране	хил. лв.	67 890
3	Разходи за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	56 940
4	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	27 770
5	Допълнителна корекция по чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195	хил. лв.	-17 500
6	Възвръщаемост	хил. лв.	1 789
7	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	156 603
8	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	37 069 000

Определената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители не следва да се заплаща от такива с динамично променяща се генерация, защото съгласно чл. 29 от НРЦЕЕ тези производители заплащат отделна цена. С оглед осигуряване на равнопоставеност между отделните видове производители на електрическа енергия, необходимите приходи и съответно количествата общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ е целесъобразно да се намалят с дела на производителите от слънце и вятър, който обаче следва да бъде отразен в цената по т. 3.3.

Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия		
Позиция	**Необходими приходи**	**Количества**
ОБЩО	156 603	37 069 000
Производители с динамично променяща се генерация	29 572	7 000 000
Производители с изкл. на производителите с динамично променяща се генерация	127 031	30 069 000

Във връзка с горното ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители, е както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители				
№	**Позиция**	**Мярка**	**Предложени от дружеството**	**Коригирани стойности**
1	Необходими приходи от цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	хил. лв.	141 937	127 031
2	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	30 069 000	30 069 000
3	**Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**4,72**	**4,22**

3.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия

Съгласно чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ цената за достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация отразява съответния дял на тези производители в разходите на оператора на електропреносната мрежа, както и предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечиране във връзка с балансиране и др. Тази цена се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от производителите с динамично променяща се генерация за съответния регулаторен или ценови период, като размерът на необходимите годишни приходи на тази цена се увеличава с дела на производителите на електрическа енергия с динамично променяща се генерация по чл. 26, ал. 2, изр. второ от НРЦЕЕ.

По силата на чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за достъп до електропреносната мрежа. Съгласно т. 15 от § 1 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ „достъп“ е правото на ползване на преносната и/или разпределителната мрежи за пренос на електрическа енергия срещу заплащане на цена. Ползватели на мрежите по смисъла на т. 41а от същата разпоредба са както потребителите, така и производителите на електрическа енергия, в това число и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници, ползващи преференциални цени, с оглед на което те също дължат цена за достъп до мрежата.

По силата на чл. 104 от ЗЕ ползвателите на съответната мрежа уреждат чрез сделка взаимоотношенията си с електропреносното и/или електроразпределителното предприятие за ползване на мрежите и за преноса на количествата електрическа енергия, постъпили в мрежата или потребени от мрежата.

Съгласно разпоредбата на чл. 84, ал. 2 от ЗЕ производителите на електрическа енергия са длъжни да сключат договори за достъп с оператора на електропреносната мрежа, в които се уреждат правата и задълженията на страните във връзка с диспечирането и предоставянето на допълнителни услуги, които договори са условие за изпълнение на договорите за продажба на електрическа енергия. Доколкото договорът обхваща условията по диспечирането, а от друга страна разходите за него се покриват от цената за достъп, то последната представлява едно от условията на договора за достъп.

Съгласно чл. 12 от Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ), предмет на договорите за достъп е предоставянето на услугата достъп до електропреносната мрежа и на системни услуги. Редът, условията и съотношението в заплащането на цените на тези услуги се определят с ПТЕЕ. По аргумент от чл. 12, чл. 27 и чл. 28 от ПТЕЕ във връзка с понятието за системни услуги съгласно т. 53а от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, цената за достъп до електропреносната мрежа отразява и разходите, които се предизвикват във връзка с управление на електроенергийната система (ЕЕС) и се отнасят към дейността по цялостно управление и администриране, т.е. и от дейността на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници.

Предвид гореизложеното, на оператора на електропреносната мрежа следва да бъде утвърдена цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, при спазване на принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, включително и на принципа за справедливо прехвърляне на разходите за системни услуги, в т.ч. допълнителни и спомагателни услуги, и за технологични разходи, върху ползвателите на електропреносната мрежа и при отчитане на дела и характера на производство на електрическа енергия от тези източници, предизвикващи непринудени случайни отклонения и смущения в електроенергийната система, за чието балансиране отговаря операторът на електропреносната мрежа.

Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителната разпоредба на НРЦЕЕ „динамично променяща се генерация“ е производство на електрическа енергия, което е трудно предвидимо в деня преди доставката поради неконтролируемо и динамично променящ се първичен енергиен източник. В тази хипотеза попадат възобновяемите източници – производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия.

За постигане баланса на електроенергийната система, ЕСО ЕАД наблюдава и управлява във всеки един момент от време непринудените случайни отклонения, в т.ч. вследствие на аварии и на колебания в електрическия товар, производствените мощности и междусистемните обмени. Производството на електрическа енергия от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, за разлика от производството на електрическа енергия от водноелектрически централи и от централи, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метеорологични условия и води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги, за пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, за спирания и пускания, както и на тези за резерв за допълнителни услуги. Случайното изменение на параметрите на първичните енергийни източници (слънце и вятър) води до големи отклонения в отдаваната от тях мощност, което без закупуване на допълнителен резерв създава невъзможност за оператора за осигуряване на часовия и денонощния оперативен резерв (в мощностен и скоростен план), необходим за изпълнение на качествените показатели, предвидени в националната нормативна уредба и изискванията на ENTSO-E.

В цените за достъп на ЕСО ЕАД за крайни клиенти и за производители не са включени разходи за допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация. Размерът на тези разходи е определен въз основа на анализ на необходимостта от допълнителни резервни мощности, които да балансират

динамично променящата се генерация от производители на електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия, изчислени на базата на:

– увеличение на диапазона за вторично регулиране на фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност;

– увеличение на диапазона за вторично регулиране на вятърни електрически централи (ВяЕЦ) със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност.

При изчислението на необходимия резерв за увеличение на диапазона за регулиране е взето предвид, че предизвикваните непринудени, случайни отклонения и смущения в ЕЕС от ФЕЦ и ВяЕЦ много често са кумулативни, тоест могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения. В тази връзка може да се приеме за икономически обосновано в цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, да бъдат включени разходи в размер на 8 760 хил. лв., отразяващи средно 100 MW допълнителен резерв, остойностен по 10,00 лв./MW*h.

При формиране на необходимите приходи от цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация е отчетен и делът на тези производители в разходите, формиращи цената за достъп на производители.

В РБА е включен единствено необходимият оборотен капитал, който според чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ е изчислен в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи.

Ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, са представени в следващата таблица:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация				
№	**Позиция**	**Мярка**	**Предложени от дружеството**	**Коригирани стойности**
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности	хил. лв.	8 760	8 760
2	Дял на производителите с динамично променяща се генерация в необходимите приходи на цената за достъп на производители	хил. лв.	32 704	29 572
3	Възвръщаемост	хил. лв.	418	63
4	Необходими приходи	хил. лв.	41 882	38 396
5	Прогнозни количества	MWh	7 000 000	7 000 000
6	**Цена за достъп**	**лв./MWh**	**5,98**	**5,49**

3.4. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на условно-постоянните разходи от 364 828 хил. лв. на 340 812 хил. лв., тъй като разходите за канцеларски материали, материали за текущо поддържане, застраховки, местни данъци и такси, пощенски разходи, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, вода, отопление и осветление, безплатна предпазна храна, охрана на труда, командировки, делегации, представителни цели, както и данъци, удържани при източника съгласно ЗКПО, са запазени на ниво отчет през базисната година. Заявената стойност на разходите за безплатна предпазна храна е коригирана с

2 400 хил. лв., представляващи отклонението между заявената стойност за предходния регулаторен период и отчетената такава. Разходите за амортизации са преизчислени на 77 826 хил. лв. съобразно дела на активите, придобити чрез финансирания в общата стойност на дълготрайните материални активи, пряко свързани с дейността по лицензията. Разходите за представителни цели, както и тези за такси към БНЕБ ЕАД, са извадени от структурата на разходите.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, необходимият оборотен капитал е преизчислен съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ от 55 821 хил. лв. на 54 358 хил. лв. или 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Нормата на възвръщаемост е коригирана на 3%, като е запазена на нивото, утвърдено за регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Количеството на технологичните разходи по преноса на електрическа енергия в размер на 769 000 MWh е остойностено по 223,51 лв./MWh в съответствие с определената по-горе прогнозна пазарна цена.

Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за пренос през електропреносната мрежа, е както следва:

Цена за пренос през електропреносната мрежа				
№	**Позиция**	**Мярка**	**Предложени от дружеството**	**Коригирани стойности**
1	Условно-постоянни разходи	хил. лв.	364 828	340 812
2	Възвръщаемост	хил. лв.	143 440	74 686
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил. лв.	168 419	171 879
4	Корекция по чл. 27а от НРЦЕЕ	хил. лв.	-1 784	-1 784
5	Приходи от реактивна енергия	хил. лв.	-25 000	-30 000
6	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил. лв.	-56 448	-56 448
7	Необходими приходи за дейността „пренос“	хил. лв.	593 455	499 145
8	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	33 600 000	33 600 000
9	**Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС**	**лв./MWh**	**17,66**	**14,86**

Във връзка с гореизложеното, цените на ЕСО ЕАД са както следва:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,36 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 12 059 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 600 000 MWh.

2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 4,22 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходими годишни приходи 127 031 хил. лв. и количества електрическа енергия 30 069 000 MWh.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,49 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 38 396 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 7 000 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.

4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 14,86 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 499 145 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 600 000 MWh.

III. ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА

В Комисията са постъпили заявления за утвърждаване на цени, както следва: с вх. № Е-13-62-53 от 31.03.2025 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, с вх. № Е-13-262-61 от 31.03.2025 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-34 от 28.03.2025 г. от „Електроразпределение Север“ АД. Постъпило е и писмо с вх. № Е-13-09-11 от 08.05.2025 г. от „Електроразпределение Златни пясъци“ АД, с което дружеството предоставя информация във връзка с утвърждаване на цени на мрежови услуги за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. „Електроразпределение Север“ АД с писмо с вх. № Е-13-273-70 от 19.05.2025 г. е предоставило допълнителна информация за отчетните данни за инвестиции за календарната 2024 г.

1. Единен подход при определяне на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества

В изпълнение на разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ КЕВР следва да направи анализ, въз основа на който да измени цените и необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества за втората година от седмия регулаторен период.

Начинът на определяне на ценообразуващите елементи, формиращи цените за достъп и за пренос до/през електроразпределителните мрежи, е регламентиран в раздел I „Ценообразуващи елементи“ на глава втора на НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 10 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ включват признатите от Комисията икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени по следната формула:

$$НП = Р + (РБА * НВ),$$

където:

НП – необходими годишни приходи;

Р – годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА – признатата от Комисията регулаторна база на активите;

НВ – определената от Комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. 3 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ Комисията може да измени утвърдените цени и необходими годишни приходи в

края на всяка ценова година в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цени, могат да се коригират с инфлационен индекс (И) за предходната календарна година на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ) съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) и с коефициент за подобряване на ефективността, като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за прогнозни и отчетени количества електрическа енергия – чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят при условията по чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ във връзка с промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото.

След анализ на данните, относими към корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества и при отчитане на постигнатите резултати, следва да бъде приложен общ подход, а именно:

В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

– Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за седмия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I. по-горе, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

– Разходите за амортизации;

– Разходите за балансиране;

– Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества.

Според чл. 3, ал. 2, т. 2, пр. 2 от НРЦЕЕ при метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ Комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. В тази връзка според чл. 38, ал. 4 и ал. 7 от НРЦЕЕ при този метод за ценово регулиране КЕВР може да извършва годишни корекции с инфлационен индекс за предходен период, с коефициент за подобряване на ефективността, с разлика между прогнозни и отчетени инвестиции и с фактора Z.

1.1. Корекция с инфлационен индекс за предходен период и с коефициент за подобряване на ефективността

Извършена е корекция върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) с инфлационен индекс в размер на 2,4% за предходната календарна година

на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2024 г. Във връзка с корекцията на оперативните разходи с коефициент за подобряване на ефективността, следва да се има предвид, че в началото на регулаторния период Комисията е включила тези разходи на база отчет през базисната година, а не в размера, заявен от дружествата.

1.2. Корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период

На основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за първата година от седмия регулаторен период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2024 г., представени в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени.

1.3. Корекция с фактора Z

След анализ на отчетната и прогнозна информация, представена в приложенията със справки към подадените от електроразпределителните дружества заявления за цени, на основание чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z.

1.4. Цена за достъп за битови клиенти

Цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружествата метод, като постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност в лв./kW/ден и/или като твърда месечна/годишна цена, заплащана независимо от потребената електрическа енергия. Комисията не е утвърждавала цената за достъп, дължима от битовите клиенти, а само тази за небитовите по този начин. Формирането на цената за достъп по предложения начин е нецелесъобразно към настоящия момент, тъй като на практика ще засегне най-вече енергийно уязвими клиенти, за които, обаче, все още не е въведен ясен механизъм за защита.

2. Цени и необходими годишни приходи на електроразпределителните дружества за втората година на седмия регулаторен период

2.1. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД

Утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.2. цени, без ДДС, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01065 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04232 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,02683 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00754 лв./kWh.

С Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г., в частта по т. II.3., Комисията е утвърдила на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, считано от 01.01.2025 г., цени за пренос през електроразпределителната мрежа, без ДДС, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01268 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04203 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цени със заявление с вх. № Е-13-62-53 от 31.03.2025 г. и действащите цени на дружеството:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД				
Цени	**Утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цени, без ДДС**	**Утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2025 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**лв./kWh**	**%**
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01173	0,01268	0,01265	**-0,24%**
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03803	0,04203	0,04149	**-1,3%**
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02741	-	0,03015	**10,00%**
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00770	-	0,01620*	**неприложимо**

В случай, че Комисията откаже да одобри цена за достъп за битови клиенти, определена на база предоставена мощност, „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД предлага следните цени за одобрение от КЕВР при запазване на настоящия модел на тарифната структура:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ МРЕЖИ ЗАПАД“ ЕАД				
Цени	**Утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цени, без ДДС**	**Утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2025 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**лв./kWh**	**%**
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01173	0,01268	0,01414	**11,51%**
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03803	0,04203	0,04686	**11,49%**
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02741	-	0,03056	**11,49%**
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00770	-	0,00859	**11,56%**

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са образувани въз основа на изчислена от дружеството прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 240,19 лв./MWh, при коефициент 1,06, отразяващ отклонението на средната цена, определена по товаровия профил на дружеството към средната цена за базов товар на БНЕБ ЕАД и прогнозна среднопретеглена пазарна цена за базов товар – 226,59 лв./MWh към 20.03.2025 г., на утвърдените с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на общо 14,51 лв./MWh и на разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh. Дружеството е посочило, че в случай, че КЕВР утвърди различна от действащата покупна цена на електрическата

енергия за покриване на технологични разходи, предложените в заявлението за утвърждаване цени следва да бъдат изменени пропорционално.

2.1.1. Предоставена от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД прогнозна информация

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от седмия регулаторен период, са както следва:

– Предложената стойност на оперативните разходи е 191 948 хил. лв., изчислени на база утвърдените за седми регулаторен период разходи в размер на 187 449 хил. лв., индексирани с инфлационен индекс за периода януари 2024 – декември 2024 г. спрямо периода януари 2023 – декември 2023 г. в размер на 2,4% или 4 499 хил. лв.;

– Разходи за амортизации в размер на утвърдените за седми регулаторен период – 80 272 хил. лв.;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 192 311 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7%, прогнозна пазарна цена от 240,19 лв./MWh, утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 14,51 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh;

– РБА – 692 308 хил. лв., която включва призната балансова стойност на активите за седмия регулаторен период 512 609 хил. лв., среден номинален размер на инвестициите за седмия регулаторен период – 132 229 хил. лв., както и оборотен капитал за втората година от седмия регулаторен период – 47 470 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 48 448 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 6,998%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 9 961 002 MWh;

– Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – 1 674 хил. лв.;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ в размер на (минус) -17 860 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2024 г. – 02.2025 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2025 г., и корекцията с фактора P_{t-2} за предходния регулаторен период с отчетни данни за месеците март, април, май и юни 2024 г. в размер на (минус) -15 хил. лв.

За втората ценова година на седмия регулаторен период „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД отново предлага цената за достъп за битови клиенти да се заплаща на база предоставената на клиента мощност или в лв./kW/ден, вместо заплащаната до сега цена за достъп на база консумирана енергия. Според дружеството цената за достъп до електроразпределителната мрежа отразява условно-постоянните разходи, които не зависят от консумираната енергия. Посочва, че при прилагане на еднокомпонентна структура всички разходи се заплащат чрез консумираната електрическа енергия и разходите по поддържане на съоръженията за клиенти, които не са консумирали или са консумирали значително по-малко от заявените количества, на практика се заплащат през цените за пренос от останалите клиенти. Отбелязва, че промяната на тарифната структура дава възможност да се оптимизира мрежата, в резултат на което ще се постигне: коректно формиране на стойността на мрежовите услуги и тяхното заплащане; ефективно разпределяне на ангажираните капацитети между клиентите и разпределителното дружество; развитие на мрежата съгласно реалните нужди на клиентите; по-висока сигурност и ефективно управление на капацитета на мрежата. Дружеството е направило подготовка и анализ на събраната предварително информация за предпазителите в

електромерните табла на клиентите и потребеното количество електрическа енергия от всеки клиент за две години назад. Създаден е еталонен файл от битови клиенти, като за всеки абонат са налични данните за: предоставена мощност, стойност на номиналния ток на предпазителя, монтиран в електромерното табло и средногодишно потребление. Дружеството предлага формулирани критерии за разпределение на обектите по групи, като в една група се обединяват клиенти със сходни параметри. Критериите са следните: вид присъединяване на обекта – еднофазно и трифазно; номинален ток на предпазителя в електромерно табло на обекта; годишно потребление (kWh). Определената мощност за всяка група представлява фиксирана осреднена стойност, валидна за всички клиенти от групата и отговаряща на критериите за годишно потребление и стойност на номинален ток на предпазителя, отразен в клиентската информационна система. Стойността на предоставената мощност ще подлежи на корекция (увеличение или намаление) при желание на клиента. „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД посочва, че с въвеждането на цена за достъп до електроразпределителната мрежа на база мощност не се увеличават необходимите приходи на дружеството, като в резултат на вътрешно преразпределение на мрежовите компоненти се постига увеличение на цената за достъп, за сметка на намаление на цената за пренос на ниско напрежение.

2.1.2. Становище на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

С писмо с вх. № Е-13-47-17 от 12.06.2025 г. „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД посочва, че поддържа позицията си за въвеждане на цена за достъп за битовите крайни клиенти, определена на базата на предоставена мощност, като подчертава, че този подход съвпада с европейските изисквания за правилно отразяване в регулираните цени на разходите и поемането им от тези клиенти, които ги предизвикват.

Дружеството счита, че Комисията следва да приложи положителна корекция, която да отрази разликите между прогнозни и отчетени инвестиции за първата година на седмия регулаторен период в размер на 1 674 хил. лв. Отбелязва също така, че и за настоящата 2025 г. възнамерява да извърши инвестиции в по-голям размер от заложените и признати в утвърдените му цени. Посочва, че следва да инвестира в модернизация на мрежата, като прави изпреварващи инвестиции в инфраструктурни активи във въздушни електропроводни линии, подмяна на трансформатори в съществуващите подстанции, изграждане на нови подстанции и развитие и модернизация на съществуващата система за управление на мрежата. В допълнение обръща внимание, че непризнаването на положителна финансова корекция в горепосочения размер на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ ще го лиши от стимул да извършва инвестиции над утвърдените му такива.

Горните възражения Комисията приема за неоснователни.

Искането цената за достъп за битовите крайни клиенти да се утвърждава на базата на предоставената мощност противоречи на т. III.1.4. от единния подход.

Извършването на положителна корекция, която да отрази разликите между прогнозни и отчетени инвестиции за първата година на седмия регулаторен период, е по принцип основателно, но следва да се приложи в края на тригодишния регулаторен период, тъй като от една страна това отново представлява стимул за електроразпределителните дружества да инвестират повече в развитието на мрежата, а от

друга положителната корекция се дължи основно на по-високи разходи за амортизации. Допълнителни мотиви в тази връзка са изложени по-долу в решението.

2.1.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2024 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

– Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за седмия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

– Разходите за амортизации;

– Разходите за балансиране;

– Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 47 058 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 4 499 хил. лв.

В съответствие с т. 1.2. от посочения по-горе единен подход изчислената корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2024 г., е в размер на 1 674 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		**2024 г. ($И_1$)**	**2025 г. ($И_2$)**	**2026 г. ($И_3$)**
		отчет	**план**	**план**
1	Инвестиции – общо	136 654	117 109	119 881
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	28 802	22 000	22 000
3	Нетна амортизация, An	10 148	8 304	8 369
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р. 2-р. 3)	97 704	86 804	89 513

5	Среден номинален размер на инвестициите	139 741
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	132 229
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3	14 004
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	12 855
9	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период (р. 5-р.6)*6,998%+(р.7-р.8)**	1 674

Горната корекция не е прибавена към необходимите приходи на дружеството предвид обстоятелството, че е само за първата година от регулаторния период, като през следващите две е възможно дружеството да не изпълни тригодишния план. В тази връзка тази стойност ще бъде отчетена при изчисленията на общата корекция в края на регулаторния период.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -22 189 хил. лв.

Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр1.}\right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 409 150 хил. лв. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. са утвърдени необходими приходи в размер 393 359 хил. лв., а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 423 931 хил. лв., за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно пренесените количества стойност в размер на 409 150 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 447 177 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-53 от 31.03.2025 г. и писмо с вх. № Е-13-62-88#1 от 18.06.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.05.2025 г., както и прогноза за месец юни 2025 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 393 354 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 10 338 081 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-62-53 от 31.03.2025 г. и писмо с вх. № Е-13-62-88#1 от 18.06.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.05.2025 г., както и прогноза за месец юни 2025 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 222,93 лв./MWh. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. е утвърдена прогнозна цена в размер 200,73 лв./MWh, а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 243,59 лв./MWh, за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно отчетените количества технологичен разход стойност в размер на 222,93 лв./MWh;

– $Ц_{пр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 222,93 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи.

– P_{t-2} – (минус) -15 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. (Zt-1), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, са следните:

„Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	187 449
1.1.	в т.ч. разходи за персонал, хил. лв.	87 625
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	189 013
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	80 272
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	691 896
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	512 609
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	132 229
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	47 058
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	48 419
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	4 499
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 22 189
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-
10	**Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	**487 462**
11	**Количество електрическа енергия за разпределение, MWh**	**9 961 001**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД са, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01569 лв./kWh,

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04644 лв./kWh,

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02946 лв./kW/ден,

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00726 лв./kWh,

необходими годишни приходи за втората ценова година от седмия регулаторен период – 487 462 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 961 001 MWh.

2.2. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-262-61 от 31.03.2025 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия за втората година от седмия регулаторен период – 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

Утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., в частта по т. II.5.3. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01149 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03704 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02672 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00819 лв./kWh.

С Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г., в частта по т. II.4., Комисията е утвърдила на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, считано от 01.01.2025 г., цени за пренос през електроразпределителната мрежа, без ДДС, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01244 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04106 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД				
Цени	**Утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цени, без ДДС**	**Утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2025 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**лв./kWh**	**%**
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01149	0,01244	0,01463	**17,60%**
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03704	0,04106	0,04828	**17,58%**
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02672	-	0,02736	**2,40%**
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./точка на потребление/месец	0,00819	-	2,10*	**неприложимо**

„Електроразпределение Юг“ ЕАД уточнява, че предложените в заявлението цени са образувани въз основа на изчислена от дружеството прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 225,75 лв./MWh, при коефициент 1,07676, отразяващ отклонението на средната цена, определена по товаровия профил на дружеството към средната цена за базов товар на БНЕБ ЕАД и прогнозна годишна пазарна цена за базов товар – 209,66 лв./MWh към 10.03.2025 г., на утвърдените с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на общо 14,51 лв./MWh и на разходи за балансиране в размер на 3,83 лв./MWh.

2.2.1. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от седмия регулаторен период, са както следва:

– Предложената стойност на оперативните разходи е 163 785 хил. лв., изчислени на база утвърдените за седми регулаторен период разходи в размер на 159 946 хил. лв., индексирани с инфлационен индекс за периода януари 2024 – декември 2024 г. спрямо периода януари 2023 – декември 2023 г. в размер на 2,4% или 3 839 хил. лв.;

– Разходи за амортизации в размер на утвърдените за седми регулаторен период – 75 083 хил. лв.;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 155 731 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 7%, прогнозна пазарна цена от 225,75 лв./MWh и утвърдените с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 14,51 лв./MWh, без включени разходи за балансиране;

– РБА – 735 973 хил. лв., която включва призната балансова стойност на активите за седмия регулаторен период – 588 459 хил. лв., среден номинален размер на инвестициите за седмия регулаторен период – 107 264 хил. лв., както и оборотен капитал за втората година от седмия регулаторен период – 40 250 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 59 908 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 8,14%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 8 611 515 MWh;

– Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – (минус) -753 хил. лв.;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ в размер на (минус) -16 409 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2024 г. – 02.2025 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2025 г., и корекцията с фактора P_{t-2} за предходния регулаторен период с отчетни данни за месеците април, май и юни 2024 г. в размер на (минус) -2 231 хил. лв.

Според оператора всички ползватели на мрежата ползват услугата „достъп“, но поради факта, че цената за тази услуга зависи от количеството доставена на всеки клиент електрическа енергия, групата клиенти, които консумират електрическа енергия в своите обекти, на практика поемат и разходите, генерирани от групата клиенти с нулева консумация. Намира последното не само за несправедливо, но и в нарушение на забраната за дискриминация при утвърждаване на цените, които подлежат на регулиране (чл. 31, т. 1 от ЗЕ). В тази връзка предлага цената за достъп за битови клиенти да не зависи от количеството консумирана електрическа енергия в даден обект, а да е фиксирана сума, която да се дължи от ползвателите на мрежата за всеки техен обект, присъединен към електроразпределителната мрежа с отделно измерване на доставяната в него електрическа енергия. Посочва, че възможните подходи са определяне на фиксирана цена за достъп, дължима на месечна или годишна база (разделена на равни месечни вноски), която цена да се заплаща от ползвателите на мрежата за всеки техен обект. Предлаганият подход не взема предвид предоставената мощност, но отчита факта, че операторите на електроразпределителни мрежи не разполагат с инсталирани средства за търговско измерване, които да отчитат точно електрическата мощност на всеки отделен обект на битов клиент. В съответствие с изложените мотиви, дружеството разглежда предложението си като първи етап на въвеждане на фиксирана цена за достъп по сравнително опростени критерии, като след събиране на нужната информация се премине към критерии, които отразяват по-точно предизвиканите от всеки отделен клиент индивидуални разходи.

2.2.2. Становище на „Електроразпределение Юг“ ЕАД по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

С писмо с вх. № Е-13-262-178 от 11.06.2025 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД посочва, че обвързването на цената за достъп с количеството доставена до съответния клиент електрическа енергия не отразява правилно начина, по който следва да се финансират постоянните разходи, а именно чрез приходите от цената за достъп. Предлага цената за достъп да е фиксирана сума, която да се дължи от ползвателите на мрежата, за всеки присъединен обект с отделно измерване на доставяната до него електрическа енергия. Счита, че така предлаганият критерий е опростен и подходящ за прилагане до момента, когато започне прилагането на единен подход към всички клиенти, а именно цената за достъп да се определя на база договорена мощност на всеки обект на съответния клиент. Дружеството отбелязва, че този подход се прилага в редица държави в ЕС, като с така предлагания модел ще се постигне ефективно и справедливо разпределение на предизвиканите разходи сред всички ползватели на електроразпределителната мрежа, вместо те да са за сметка на тези, които потребяват повече енергия.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД обръща внимание, че през периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са действали две ценови решения, съответно за периода 01.07.2024 г. – 31.12.2024 г. Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., с определена прогнозна цена от 200,73 лв./MWh и за периода 01.01.2025 г. – 30.06.2025 г. Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г., с определена прогнозна цена от 243,59 лв./MWh. В тази връзка намира за правилно при изчисляване на фактора Z да се прилагат отделно и последователно двете определени прогнозни цени за съответните шестмесечни периоди, вместо използваната в доклада среднопретеглена стойност от 221,94 лв./MWh за целия период, базирана на отчетени количества технологичен разход, като посочва, че този подход не съответства на чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ и на методиката, утвърдена от КЕВР, защото ощетява дружеството с 2 157 хил. лв.

Дружеството възразява срещу предложения в доклада размер на разходите за балансиране на закупените количества електрическа енергия за технологични загуби от 1,80 лв./MWh с аргумента, че тази стойност не е променяна от момента на нейното въвеждане с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г., въпреки съществените промени в работата на балансиращия пазар и начина за определяне на разходите за балансиране и не отразява обективно актуалната пазарна ситуация, като силно подценява действителните разходи за балансиране. Електроразпределение Юг“ ЕАД посочва, че с влизането в сила на новата Методика за определяне на цените на балансираща енергия през месец май 2024 г. цените за балансиране са много волатилни, като допълнително въздействие оказва и интегрирането на ЕСО ЕАД към европейските платформи за обмен на балансираща енергия. С оглед на тези обстоятелства дружеството предлага разходът за балансиране на технологичните разходи да бъде определен в размер на 3,83 лв./MWh.

Комисията приема горните възражения за неоснователни.

Искането цената за достъп за битовите крайни клиенти да се утвърждава като фиксирана сума противоречи на т. III.1.4. от единния подход.

Възражението, че при изчисляване на фактора Z следва да се прилагат отделно и последователно двете определени прогнозни цени за съответните шестмесечни периоди, вместо използваната в доклада среднопретеглена стойност, е в противоречие с прилагания спрямо дружеството метод на регулиране, тъй като по този начин изкуствено се разделя ценовият период на две независими една от друга части. Такова разделение е математически и логически неправилно поради факта, че не отчита колебанията в количествата разпределена електрическа енергия, специфични за всеки един от

дванадесетте месеца на ценовия период. С оглед изложеното, ценовият период следва да се разглежда в цялост, съответно прилагането на среднопретеглена цена е единственият възможен и обоснован подход.

Съгласно т. III.1. от единния подход и в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, разходите за балансиране следва да се запазят на нивото, утвърдено с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия регулаторен период.

2.2.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2024 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

– Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за седмия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

– Разходите за амортизации;

– Разходите за балансиране;

– Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 40 419 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 3 839 хил. лв.

В съответствие с т. 1.2. от посочения по-горе единен подход изчислената корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2024 г., е в размер на (минус) -753 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД	**2024 г.** ***(И1)***	**2025 г.** ***(И2)***	**2026 г.** ***(И3)***

		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо	129 718	126 970	126 370
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	52 026	47 000	47 000
3	Нетна амортизация, An	7 959	7 388	7 285
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	69 733	72 582	72 085
5	Среден номинален размер на инвестициите	106 416		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	107 264		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3	11 541		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	12 234		
9	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период (р.5-р.6)*6,998%+(р.7-р.8)**	-753		

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -23 399 хил. лв.

Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр1.}\right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 372 683 хил. лв. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. са утвърдени необходими приходи в размер 358 376 хил. лв., а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 386 403 хил. лв. за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно пренесените количества стойност в размер на 372 683 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 407 561 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-61 от 31.03.2025 г. и писмо с вх. № Е-13-262-181 от 18.06.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.05.2025 г., както и прогноза за месец юни 2025 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 611 515 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 432 220 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Юг“ ЕАД информация със заявление с вх. № Е-13-262-61 от 31.03.2025 г. и писмо с вх. № Е-13-262-181 от 18.06.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.05.2025 г., както и прогноза за месец юни 2025 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 7%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 221,95 лв./MWh. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. е утвърдена прогнозна цена в размер 200,73 лв./MWh, а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 243,59 лв./MWh за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно отчетените количества технологичен разход стойност в размер на 221,95 лв./MWh;

– $Ц_{пр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 221,95 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи.

– P_{t-2} – (минус) -2 231 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. (Zt-1), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, са следните:

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	159 946
1.1.	в т.ч. разходи за персонал, хил. лв.	79 539
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	163 406
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	75 083
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	736 142
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	588 459
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	107 264
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	40 419
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	51 515
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	3 839
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 23 399
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	- 753
10	**Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	**429 637**
11	**Количество електрическа енергия за разпределение, MWh**	**8 611 515**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01758 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04570 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02844 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00819 лв./kWh,

необходими годишни приходи за втората ценова година от седмия регулаторен период – 429 637 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 611 515 MWh.

2.3. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-273-34 от 28.03.2025 г. „Електроразпределение Север“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия за втората година от седмия регулаторен период – 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

Утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.4. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01279 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03689 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02898 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00977 лв./kWh.

С Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г., в частта по т. II.5., Комисията е утвърдила на „Електроразпределение Север“ АД, считано от 01.01.2025 г., цени за пренос през електроразпределителната мрежа, без ДДС, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01396 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04135 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Електроразпределение Север“ АД цени и действащите цени на дружеството:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ СЕВЕР“ АД				
Цени	**Утвърдени с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. цени, без ДДС**	**Утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени, без ДДС**	**Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2025 г.**	**Изменение**
	лв./kWh	**лв./kWh**	**лв./kWh**	**%**
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение	0,01279	0,01396	0,01571	**12,54%**
Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение	0,03689	0,04135	0,04652	**12,50%**
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,02898	-	0,03261	**12,53%**
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти * в лв./kW/ден	0,00977	-	0,02052*	**неприложимо**

„Електроразпределение Север“ АД уточнява, че предложените в заявлението цени са образувани въз основа на изчислена от дружеството прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи по преноса през електроразпределителните мрежи в размер на 234,85 лв./MWh, при коефициент 1,07101, отразяващ отклонението на средната цена, определена по товаровия профил на дружеството към средната цена за базов товар на БНЕБ ЕАД и прогнозна годишна пазарна цена за базов товар – 219,28 лв./MWh, на утвърдените с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на общо 14,51 лв./MWh и на разходи за балансиране в размер на 2,80 лв./MWh.

2.3.1. Предоставена от „Електроразпределение Север“ АД прогнозна информация

Изходните данни при изготвяне на ценовото предложение за втората година от седмия регулаторен период, са както следва:

– Предложената стойност на оперативните разходи е 135 773 хил. лв., изчислени на база утвърдените за седми регулаторен период разходи в размер на 132 591 хил. лв., индексирани с инфлационен индекс за периода януари 2024 – декември 2024 г. спрямо периода януари 2023 – декември 2023 г. в размер на 2,4% или 3 182 хил. лв.;

– Разходи за амортизации в размер на утвърдените за седми регулаторен период – 37 525 хил. лв.;

– Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 119 393 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 8%, прогнозна пазарна цена от 234,85 лв./MWh, утвърдени с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължение към обществото в размер на общо 14,51 лв./MWh и разходи за балансиране в размер на 2,80 лв./MWh;

– РБА – 286 142 хил. лв., която включва призната балансова стойност на активите за седмия регулаторен период 193 861 хил. лв., среден номинален размер на инвестициите за седмия регулаторен период – 60 385 хил. лв., както и оборотен капитал за втората година от седмия регулаторен период – 31 896 хил. лв.;

– Възвръщаемост – 20 024 хил. лв., при норма на възвръщаемост на капитала – 6,998%;

– Прогнозни количества електрическа енергия – 5 455 000 MWh;

– Корекция въз основа на разлика между прогнозни и отчетени инвестиции по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ – 9 хил. лв.;

– Корекция с фактор Z по чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ в размер на 18 681 хил. лв., която отразява отчетните данни за периода 07.2024 г. – 02.2025 г. и прогнозни стойности за месеците март, април, май и юни 2025 г., и корекцията с фактора P_{t-2} за предходния регулаторен период с отчетни данни за месеците март, април, май и юни 2024 г. в размер на (минус) -7 669 хил. лв.

„Електроразпределение Север“ АД предлага цената за достъп както за битовите, така и за небитовите клиенти, да се изчислява въз основа на предоставена/договорена мощност, а не на база потребена електрическа енергия. Според дружеството новият начин на ценообразуване осигурява по-справедливо покриване на условно-постоянните разходи, които мрежовият оператор прави за поддържането на съответната мощност и непрекъснатост на доставката до всеки обект на клиент, независимо от неговата консумация. Също така, този начин на ценообразуване ще допринесе за оптимално и ефективно бъдещо развитие на мрежите и максимално съответствие между заявяваните за присъединяване мощности и планираните реални товари.

2.3.2. Становище на „Електроразпределение Север“ АД по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

С писмо с вх. № Е-13-273-74 от 12.06.2025 г. „Електроразпределение Север“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

На основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ „Електроразпределителни Север“ АД настоява в съответствие с приетия единен подход да бъде извършена корекция на необходимите приходи в размер на 9 хил. лв., свързана с изпълнение на инвестиционната

програма за 2024 г., тъй като за част от електроразпределителните дружества такава корекция е приложена.

Дружеството отново обръща внимание, че в заявлението за цени е предложило цените за достъп до електроразпределителната мрежа за битовите потребители да се изчисляват на базата на предоставената мощност, а не на база консумираната от клиентите електрическа енергия. Счита, че този начин за разпределяне на разходите, свързани с услугите за предоставяне на достъп, е по справедлив, като по този начин разходите ще се поемат от тези потребители, които са ги предизвикали. Дружеството отбелязва, че обвързването на цената за достъп на битовите клиенти на база консумирана електрическа енергия, вместо на база предоставена мощност, не е свързано както с допълнителни разходи, така и с допълнителни приходи за „Електроразпределителни Север“ АД.

Горните възражения Комисията приема за неоснователни.

Искането цената за достъп за битовите крайни клиенти да се утвърждава на базата на предоставената мощност противоречи на т. III.1.4. от единния подход.

Извършването на положителна корекция, която да отрази разликите между прогнозни и отчетени инвестиции за първата година на седмия регулаторен период, е по принцип основателно, но следва да се приложи в края на тригодишния регулаторен период, тъй като от една страна това пак представлява стимул за електроразпределителните дружества да инвестират повече в развитието на мрежата, а от друга положителната корекция се дължи основно на по-високи разходи за амортизации. Допълнителни мотиви в тази връзка са изложени по-долу в решението.

2.3.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението на „Електроразпределение Север“ АД, както и на допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2024 г. на дружеството и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

– Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за седмия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

– Разходите за амортизации;

– Разходите за балансиране;

– Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 31 494 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 3 182 хил. лв.

В съответствие с т. 1.2. от посочения по-горе единен подход изчислената корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2024 г., е в размер на 9 хил. лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределение Север“ АД		**2024 г. (*И1*)**	**2025 г. (*И2*)**	**2026 г. (*И3*)**
		отчет	**план**	**план**
1	Инвестиции – общо	53 959	50 000	50 000
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	10 525	5 680	5 850
3	Нетна амортизация, An	4 146	4 432	3 650
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	39 288	39 888	40 500
5	Среден номинален размер на инвестициите	59 434		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	60 385		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3	6 280		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	6 204		
9	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период (р.5-р.6)*6,998%+(р.7-р.8)**	9		

Горната корекция не е прибавена към необходимите приходи на дружеството предвид обстоятелството, че е само за първата година от регулаторния период, като през следващите две е възможно дружеството да не изпълни тригодишния план. В тази връзка тази стойност ще бъде отчетена при изчисленията на общата корекция в края на регулаторния период.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -21 339 хил. лв.

Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр1.}\right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 251 244 хил. лв. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. са утвърдени необходими приходи в размер 240 857 хил. лв., а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 261 331 хил. лв., за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно пренесените количества стойност в размер на 251 244 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 271 277 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-34 от

28.03.2025 г. и писмо с вх. № Е-13-273-76 от 19.06.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.05.2025 г., както и прогноза за месец юни 2025 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 445 000 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 773 501 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Север“ АД информация със заявление с вх. № Е-13-273-34 от 28.03.2025 г. и писмо с вх. № Е-13-273-76 от 19.06.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.05.2025 г., както и прогноза за месец юни 2025 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 222,76 лв./MWh. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. е утвърдена прогнозна цена в размер 200,73 лв./MWh, а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 243,59 лв./MWh за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно отчетените количества технологичен разход стойност в размер на 222,76 лв./MWh;

– $Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 222,76 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи.

– $Р_{t-2}$ – (минус) -7 669 хил. лв. е изчислен като разлика между стойността на фактора Z за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. (Z_{t-1}), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора Z, използван в Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Север“ АД, са следните:

„Електроразпределение Север“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	132 591
1.1.	в т.ч. разходи за персонал, хил. лв.	66 649
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	119 364
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	37 525
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	285 740
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	193 861
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	60 385
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	31 494
5	Норма на възвръщаемост на капитала,%	6,998%
6	Възвръщаемост, хил. лв. (р.4*р.5)	19 996
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	3 182
8	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- 21 339

„Електроразпределение Север“ АД		
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-
10	**Необходими годишни приходи, хил. лв. (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	**291 319**
11	**Количество електрическа енергия за разпределение, MWh**	**5 445 000**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Север“ АД, са както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01793 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04660 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,03133 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00977 лв./kWh,

необходими годишни приходи за втората ценова година от седмия регулаторен период – 291 319 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 5 445 000 MWh.

2.4. „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР, в частта по т. II.5.5. цени, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са следните:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03742 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02049 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00927 лв./kWh.

С Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г., в частта по т. II.6., Комисията е утвърдила на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, считано от 01.01.2025 г., цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение в размер на 0,03970 лв./kWh.

2.4.1. Предоставена от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД прогнозна информация

В законоустановения срок „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия за втората година от седмия регулаторен период – 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага. С писмо с вх. № Е-13-09-11 от 08.05.2025 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за втората ценова година от седмия регулаторен период.

2.4.2. В законоустановения срок „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД не е депозирало становище по приетия от Комисията доклад за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

2.4.3. Ценообразуващи елементи

След анализ на предоставената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация и при прилагане на единния подход за определяне на цените по т. 1, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост. В тази връзка, в съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. на КЕВР за първата година на седмия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

– Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за седмия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, определена в т. I, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

– Разходите за амортизации;

– Разходите за балансиране;

– Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

Необходимият оборотен капитал е коригиран на 372 хил. лв. в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, съгласно която оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

Разходите за електрическа енергия за технологични разходи са остойностени съгласно посочения по-горе единен подход.

В съответствие с т. 1.1. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството в размер на (плюс) 53 хил. лв.

В съответствие с т. 1.2. от посочения по-горе единен подход изчислената корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2024 г., е в размер на 117 лв. Изчисленията на корекцията по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ са представени по-долу:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		**2024 г.** ***(И1)***	**2025 г.** ***(И2)***	**2026 г.** ***(И3)***
		отчет	**план**	**план**
1	Инвестиции – общо	205	202	211
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	6	0	0
3	Нетна амортизация, An	29	29	28
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	170	173	183
5	Среден номинален размер на инвестициите	259		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	257		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*A1 + 1,5*A2 + 0,5*A3)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3	43		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г.	43		

9	**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ за втората година на регулаторния период (р.5-р.6)*6,998%+(р.7-р.8)**	0,117

Горната корекция не е прибавена към необходимите приходи на дружеството предвид обстоятелството, че е само за първата година от регулаторния период, като през следващите две е възможно дружеството да не изпълни тригодишния план. В тази връзка тази стойност ще бъде отчетена при изчисленията на общата корекция в края на регулаторния период.

В съответствие с т. 1.3. от посочения по-горе единен подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност (минус) -329 хил. лв.

Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.}\%}{1\text{-}ТР_{одоб.}\%} * Ц_{тр1.}\right)_{t-1} \pm Р_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството – 3 082 хил. лв. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. са утвърдени необходими приходи в размер 3 037 хил. лв., а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 3 162 хил. лв., за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно пренесените количества стойност в размер на 3 082 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 3 506 хил. лв. съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писма с вх. № Е-13-09-11 от 08.05.2025 г. и вх. № Е-13-09-13 от 17.06.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.05.2025 г., както и прогноза за месец юни 2025 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 55 293 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 63 479 хил. kWh, съгласно представената от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД информация с писма с вх. № Е-13-09-11 от 08.05.2025 г. и вх. № Е-13-09-13 от 17.06.2025 г. относно отчетени количества разпределена електрическа енергия и приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.05.2025 г., както и прогноза за месец юни 2025 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране в размер на 219,94 лв./MWh. Предвид факта, че с Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г. е утвърдена прогнозна цена в размер 200,73 лв./MWh, а с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. – 243,59 лв./MWh за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно отчетените количества технологичен разход стойност в размер на 219,94 лв./MWh;

– $Ц_{тр.}^{1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, в размер на 219,94 лв./MWh. При изчисленията на тази цена са използвани отчетните данни за закупените количества от пазара „Ден напред“ и пазара „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, като постигнатата среднопретеглена цена за периода е намалена с получените компенсации по Програмата за компенсиране на разходите на операторите на

електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цените на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД, са следните:

„Електроразпределение Златни Пясъци“ АД		
1	Експлоатационни и административни разходи	2 211
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	766
3	Разходи за амортизации	211
4	Регулаторна база на активите	1 820
4.1.	Призната балансова стойност на активите	1 191
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	257
4.3.	Необходим оборотен капитал	372
5	Норма на възвръщаемост на капитала	6,998%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	127
7	Корекция с инфлационен индекс (И), хил. лв.	53
8	Корекция с фактор Z	-329
9	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	-
10	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8)**	**3 039**
11	**Количество електрическа енергия за разпределение**	**57 755**

В резултат на гореизложеното, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД са, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03587 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02049 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00716 лв./kWh,

необходими годишни приходи за втората ценова година от седмия регулаторен период – 3 039 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 57 755 MWh.

IV. ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цена или компонента от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към ЕЕС, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, а именно: невъзстановяемите разходи и разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото.

Предвид горното, цената за задължения към обществото е формирана въз основа на:

– разходи на ФСЕС за изплащане на премии по чл. 162а от ЗЕ и § 28, ал. 3 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 9 от 2021 г.;

– разходи за компенсиране на разходите, извършени от енергийно предприятие в качеството му на обществен доставчик за изкупуване на електрическа енергия по дългосрочни договори и по преференциални цени, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които енергийното предприятие е изкупувало електрическа енергия през предходния регулаторен период, вкл. разходи за дължимата

вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителя със сключено споразумение за изкупуване на енергия (СИЕ);

– разходи за компенсиране на разходи на енергийно предприятие, произтичащи от задължението му за изкупуване на електрическа енергия по дългосрочен договор, в качеството му на търговец на електрическа енергия, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които енергийното предприятие ще изкупува електрическа енергия през новия регулаторен период, вкл. разходи за дължимата вноска по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ от производителя със СИЕ;

– разходи за компенсиране на разходи на крайните снабдители, произтичащи от задълженията им за изкупуване на електрическа енергия по чл. 94а, ал. 3 от ЗЕ, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и преференциалните цени през новия регулаторен период, по които крайните снабдители ще изкупуват електрическа енергия;

– разходи за предоставяне на компенсации чрез крайния снабдител, покриващи част от разходите за електрическа енергия на битовите крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниво ниско напрежение.

Цената за задължения към обществото се прилага от ФСЕС, който управлява средствата по бюджета си за покриване и на разходите по чл. 36б, ал. 1, т. 1 – 6 от ЗЕ.

С писмо с вх. № Е-04-64-3 от 12.06.2025 г. ФСЕС е представил становище по приетия от Комисията доклад за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

По отношение на изпълнението на прогнозите приходи по Решение № Ц-17 от 30.06.2024 г., изменено с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. на КЕВР, за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. Фондът констатира, че към 31.05.2025 г. са събрани 1 386 937 хил. лв. приходи от квоти за емисии на парникови газове, при планирани в размер на 1 574 443 хил. лв., като очакваните средства, които следва да постъпят за месеците май и юни 2025 г., са в размер на 232 611 хил. лв. В тази връзка ФСЕС очаква средствата по 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ да са с 45 000 хил. лв. повече от прогнозираните.

Фондът посочва също, че след съпоставка на прогнозираните разходи за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с отчетните данни за първите десет месеца от текущия ценови период и с исторически данни за количества, за които са изплащани премии за предходния ценови период, се очаква излишък от около 60 000 хил. лв. Същевременно, анализът на отчетните данни и прогнозата за производителите на електрическа енергия от ВИ показва, че по отношение предвидените средства за изплащане на премии се очаква недостиг в размер на приблизително 23 000 хил. лв. Според ФСЕС недостигът на средства за изплащане на премии на производителите на електрическа енергия от ВИ до края на ценовия период може да бъде покрит от спестяванията, които ще се реализират от намалените разходи за изплащане на премии на производителите от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, поради което не е налице необходимост от изменение на общите приходи и разходи на Фонда. В допълнение отбелязва, че на основание чл. 36и, ал. 2 от ЗЕ не е извършил плащания по одобрени премии в размер на 3 200 хил. лв., тъй като съответните производители имат задължения към него.

Комисията приема за основателни представените от ФСЕС прогнози, като недостигът на средства за изплащане на премии на производителите на електрическа енергия от ВИ за ценовия период следва да се покрие от очаквания излишък до края на периода.

1. Приходи на ФСЕС

1.1. Прогнозен размер на приходите по чл. 36д, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ

Прогнозните приходи по чл. 36д, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ на Фонда за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. са оценени на 1 969 798 хил. лв., като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда и приходите от вноските по чл. 36е от ЗЕ.

Прогнозният пълен размер на приходите от продажба на квоти за емисии на парникови газове за новия регулаторен/ценови период е оценен на 1 541 811 хил. лв., като са взети предвид прогнозните нетни количества квоти за емисии на парникови газове, които Р България ще реализира на ЕЕХ и трендът на изменение на цените на квотите. Прогнозата е направена при прогнозирани средни цени от около 70,00 евро/тон. Отчетени са рисковете от изтегляне на квоти през втората половина на 2024 г. и заявеното намерение на Европейската комисия да увеличи предлагането на квоти под резерва за стабилност на пазара (MSR), както и предварителният тръжен календар за първото полугодие на 2026 г.

Въз основа на прогнозата за следващия регулаторен/ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с почасовия профил на производството на електрическа енергия и почасовия профил на електрическата енергия от внос, прогнозните приходи във Фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 432 310 хил. лв., които са умножени с коефициент 0,99 предвид разпоредбата на чл. 36д, ал. 3 от ЗЕ.

1.2. Прогнозен размер на средствата по чл. 36д, ал. 1, т. 8, 8а и 11 от ЗЕ за покриване на разходи по чл. 36б, ал. 1, т. 5 от същия закон, в т.ч. за частта от регулаторния период, за която такива средства не са предвидени – 01.01.2026 г. – 30.06.2026 г.

Въз основа на определените с Решение № 340 от 28.05.2025 г. на Министерския съвет стойности, които служат за изчисляване на тавана на приходите за съответния тип производител на електрическа енергия, както и историческите данни по отношение на постъпленията във ФСЕС при прилагане на подобен механизъм, както и буфери за стабилност на приходите на ФСЕС, прогнозният размер на средствата по чл. 36д, ал. 1, т. 8, 8а и 11 от ЗЕ, както и прогнозата за такива на основание чл. 30б, ал. 2 от ЗЕ, относими към компенсации на битови крайни клиенти за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г., е оценен на 502 099 хил. лв. Следва да се отбележи, че при изчисленията са взети предвид реализираните количества от НЕК ЕАД, в качеството му на координатор на стандартна балансираща група, на механизъм „Търгове – краен снабдител“, част от пазарен сегмент „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, представляващи годишен продукт с отклонения в размер на 1 720 MW, от които вероятно във ФСЕС няма да постъпят средства по горното решение.

2. Разходи на ФСЕС

2.1. Разходи за предходни регулаторни периоди

С писмо с вх. № Е-13-01-10 от 31.03.2025 г. „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) е предявило искания, подкрепени със съответните мотиви, за компенсиране на следните разходи:

– натрупан ценови дефицит за периода 01.07.2013 г. – 30.06.2024 г.:

	Натрупан ценови дефицит в НЕК ЕАД за периода 01.07.2013 г. – 30.06.2024 г.	хил. лв.
1	Некомпенсирани разходи от признат в Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. общ дефицит в размер на 1 234 787 хил. лв.	647 396
2	Невъзстановени от Фонда за въглеродни емисии разходи от общо признати с Решение № Ц-14 от 01.10.2014 г. в размер на 253 481 хил. лв.	190 110
3	Разходи за закупуване на електрическа енергия по дългосрочни договори за периода 2014 г. – 2015 г.	502 641
4	Разходи за емисии парникови газове за периода 2014 г. – 2015 г.	102 835
5	Разходи за закупуване на електрическа енергия от ВИ за периода 2014 г. – 2015 г.	245 082
6	Обезщетения за недължимо платени добавки за зелена енергия, ВЕКП и невъзстановени разходи	11 421
7	Влезли в сила съдебни решения от утвърдени по-високи преференциални цени на комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за изминали регулаторни периоди	12 484
8	Невъзстановени разходи за периода 2017 г. – 2018 г. за администриране на цена за задължения към обществото	134 732
9	Натрупан дефицит за периода 2014 г. – 2021 г. от непокрити разходи от компонентата за дейността „обществена доставка“ (разходи за лихви)	516 928
10	Некомпенсирани разходи за регулаторния период 2018 г. – 2019 г. за по-голямо количество произведена електрическа енергия и разполагаемост на „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	13 054
11	Некомпенсирани разходи от по-високи цени на CO_2 квоти през регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	32 523
12	Некомпенсирани разходи от по-големи количества електрическа енергия и по-високи цени на CO_2 квоти през регулаторния период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.	47 018
13	Некомпенсирани разходи за вноски по чл. 36е от ЗЕ по дебитни известия за изминал регулаторен период, получени през регулаторния период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.	5 076
	ОБЩО	**2 461 300**

– непокрити разходи на НЕК ЕАД за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.:

	Непокрити разходи на НЕК ЕАД за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	хил. лв
1	Ефект от миксова цена 01.07.2024 г. – 31.12.2024 г.	39 450
2	Ефект от миксова цена 01.01.2025 г. – 30.06.2025 г.	9 522
3	Разходи за закупена електрическа енергия от ВИ	20 327
4	Ефект от закупена електрическа енергия от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	51 184
5	Предявени неустойки от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД	5 145
6	Завишени разходи за ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД	61 367
7	SO2 & NOx модернизация и БРЕФ инвестиция „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	57 509

	Непокрити разходи на НЕК ЕАД за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	хил. лв
	Общо	**244 504**

С писмо с вх. № Е-13-01-15 от 12.06.2025 г. НЕК ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

НЕК ЕАД поддържа искането си за иницииране на процес по изработване на компенсаторен механизъм за натрупания ценови дефицит за периода 01.07.2013 г. – 30.06.2024 г., изчислен от дружеството в размер на 2 461 300 хил. лв., в кратки срокове, включващ и допълнителен анализ, при необходимост, на признатите разходи с цел точно определяне на тяхната част, представляваща реален тарифен дефицит.

Анализът на обществения доставчик за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. показва общ дефицит, възлизащ на 274 974 хил. лв., при претендирани към 31.03.2025 г. 244 504 хил. лв., като подробни аргументи в тази връзка са изложени в постъпилото становище на дружеството. Този дефицит е формиран от:

– 35 293 хил. лв. – загуба от доставка на допълнителни количества електрическа енергия, заявени от крайните снабдители и закупени от БНЕБ ЕАД на значително по-висока цена (209,85 лв./MWh), спрямо определената от КЕВР цена на продажба;

– 11 092 хил. лв – неблагоприятни финансови резултати, свързани с реализирането на излишъци от електрическа енергия от обществения доставчик, породени от специфичния потребителски профил на крайните снабдители;

– 17 436 хил. лв – неустойки от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД, в т.ч. 5 145 хил. лв признати претенции за 2024 г. за незакупени минимални количества енергия от кондензационната централа, респективно за въглища и варовик от „Мини Марица Изток“ ЕАД и „Каолин“ ЕАД, поради недостатъчни компенсации по Решение № Ц-17 на КЕВР;

– 12 291 хил. лв – прогнозирани допълнителни претенции за първото полугодие на 2025 г. след анализ на производството на „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД и прогноза за месеците май и юни 2025 г;

– 5 052 хил. лв – невъзстановени средства за закупена електрическа енергия от производители от ВИ;

– 4 107 хил. лв – 5% от приходите от продажбата на електрическа енергия от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД, реализирани през юли, ще бъдат дължими като вноска по чл. 36е от ЗЕ през август;

– 38 753 хил. лв – недостиг на средства във ФСЕС за компенсиране на разходи за закупена електрическа енергия от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД съгласно Решение № Ц-3 на КЕВР;

– 27 738 хил. лв. – невъзстановени средства по линия на възвръщаемост на ВЕЦ поради високата отчетна цена, надвишаваща пределно признатите от регулатора разходи;

– 77 994 хил. лв. – отрицателен ефект от структурата на енергийния микс;

– 57 509 хил. лв – SO2 & NOx Модернизация и БРЕФ инвестиция.

Комисията приема горните искания на НЕК ЕАД за неоснователни със следните мотиви:

Съгласно чл. 34 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят искане за признаване и компенсиране на невъзстановяеми разходи, произтичащи от извършени инвестиции и/или сключени сделки до влизането в сила на този закон, които не могат да бъдат възстановени в резултат на създаване на конкурентен електроенергиен пазар. Съгласно ал. 3 от същата разпоредба енергийните предприятия подават заявление пред Комисията за признаване на разходите за невъзстановяеми и за установяване на размера

им, като към заявлението се представят доказателства за основанието за възникване на невъзстановяемите разходи и за размера им.

Съгласно чл. 34, ал. 5 от ЗЕ Комисията, ръководейки се от принципите по чл. 23 и при отчитане на промените в конкурентните условия, преизчислява ежегодно максималния общ размер на компенсацията, свързана с невъзстановяемите разходи, и определя обема за възстановяване за съответния период.

Предвид горното, по отношение на посочените от НЕК ЕАД натрупан ценови дефицит за периода 01.07.2013 г. – 30.06.2024 г., както и непокрити разходи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., следва да се има предвид, че с § 11 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн. ДВ, бр. 96 от 2023 г., съответно § 9, т. 5 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 39 от 2024 г., в сила от 01.07.2025 г., разпоредбата на чл. 36б, ал. 1, т. 1 от ЗЕ предвижда, че Фондът управлява средства за покриване на разходи, извършени от енергийно предприятие в качеството му на обществен доставчик за изкупуване на електрическа енергия по дългосрочни договори и по преференциални цени, както и тези, произтичащи от задължението му за изкупуване на електрическа енергия в качеството му на търговец на електрическа енергия, определени с решение на комисията, включително за предходния регулаторен период. Предложение 1 на посочената разпоредба от ЗЕ е приложимо към енергийно предприятие, което след 01.07.2025 г. има качеството на обществен доставчик. Също така, според § 52 от Преходните и заключителни разпоредби на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 96 от 2023 г., съответно § 66, т. 1 от Преходните и заключителни разпоредби на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 39 от 2024 г., в сила от 01.07.2025 г., лицензията за извършване на дейността обществена доставка на електрическа енергия се прекратява. Следователно, от 01.07.2025 г. НЕК ЕАД няма качество на обществен доставчик, поради което не попада в обхвата на чл. 36б, ал. 1, т. 1, предложение 1 от ЗЕ и не може да предявява разходи за компенсиране от Фонда, извършени в това му качество.

2.2. Разходи за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

С писмо с вх. № Е-13-01-15 от 12.06.2025 г. НЕК ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

Дружеството посочва, че цената на електрическата енергия от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД е изчислена в размер на 366,85 лв./MWh въз основа на елементите, определени в СИЕ и финансовия модел на компанията, одобрен от КЕВР. Количеството електрическа енергия за закупуване от централата е в размер на 2 743 626 MWh, съответстващо на минималното съгласно разпоредбите в СИЕ за периода от 01.07.2025 г. до датата на приключване на дългосрочния договор – 09.05.2026 г. Разполагаемостта е договорената, съответстваща на количеството до датата на приключване на договора, намалена с предвидените ремонти. В себестойността на прогнозната цена е включена цена за квоти за емисии на парникови газове в размер на 70,00 евро/тон. Използваният коефициент за определяне на необходимото количество квоти е 1,4213, който е коефициентът, изчислен на база на одитирания доклад за 2024 г. на „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД за дължими квоти за CO_2 и отговаря на предвидената натовареност на централата. Прогнозната пазарна цена за реализация на енергията, произведена от „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД и закупена от НЕК ЕАД е в размер на 220,00 лв./MWh. С оглед изложеното, необходимите средства за компенсиране на разходи на НЕК ЕАД във връзка със СИЕ с „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД са в

размер на 464 800 хил. лв. или с 32 065 хил. лв. повече от прогнозата на Комисията, видно от следващата таблица:

№	Позиция	Количество електрическа енергия	Прогнозна цена	Стойност	Доклад КЕВР	Разлика
		MWh	лв./MWh	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.
1	Разходи за произведена електрическа енергия	2 743 626	366,85	1 006 495		
2	Приходи от реализирана електрическа енергия по прогнозна пазарна цена	2 743 626	220,00	603 598		
3	Разлика между разходи за закупена енергия и приходи от продадена енергия			402 898	372 348	-30 550
4	Възстановяване на вноска 5% по чл.36е от ЗЕ на МИ1			50 325	48 797	-1 528
5	Достъп до електропреносната мрежа	2 743 626	4,22	11 578	11 591	13
6	**Компенсиране на разходи на НЕК ЕАД от ФСЕС**			**464 800**	**432 736**	**-32 065**

Горното искане за признаване на допълнителни средства за компенсации в размер на 32 065 хил. лв. Комисията приема за неоснователно. Използваният от НЕК ЕАД коефициент за определяне на необходимото количество квоти в размер на 1,4213 не е относим към предвиденото натоварване на централата за 10 месечния период до изтичане на СИЕ, а се отнася към по-ниско производство за 12 месечен период. В тази връзка Комисията е използвала коефициент от 1,34, отчетен от централата при минималните годишни количества произведена електрическа енергия съгласно СИЕ, съответстващи на 10 месечния период.

Разходите за следващия регулаторен период, които Фондът следва да покрива от приходите си по т. 1.1. през периода от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., са следните:

2.2.1. Разходи за изплащане на премии на производители от възобновяеми източници в размер на 438 868 хил. лв.;

		Средства за компенсиране
		хил. лв.
1	ВЕЦ < 10 MW	390
2	ВяЕЦ	-
3	ФтЕЦ	383 623
4	Биомаса	54 854
5	**Общо ВИ**	**438 868**

2.2.2. Разходи за компенсации на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия, произведена от производители от възобновяеми източници, с инсталирана мощност под 500 kW, в размер на 44 387 хил. лв. Разходите на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с инсталирана мощност под 500 kW, които следва да бъдат компенсирани от

ФСЕС, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на електрическа енергия от производителите с преференциални цени, и приходите, които крайните снабдители ще получат от организирания борсов пазар, като реализират тези количества по пазарна цена;

2.2.3. Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в размер на 859 285 хил. лв., формирани съгласно данните в Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г.;

2.2.4. Разходи на ФСЕС за компенсация на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ВЕКП) в размер на 1 364 хил. лв., формирани съгласно данните в Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г.;

2.2.5. Компенсация на НЕК ЕАД, в качеството му на търговец на електрическа енергия, за изкупуване на електрическа енергия от „Ей И Ес –3С Марица Изток 1“ ЕООД, в т.ч. за електрическа енергия и разполагаемост, за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ и дължима цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, в размер на 432 736 хил. лв.

3. Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

3.1. Баланс между приходи по чл. 36д, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ и разходи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.		
I.	**Приходи**	**1 969 798**
1.	*Приходи от вноски по чл. 36е, ал. 1 от ЗЕ*	1 541 811
2.	*Приходи от квоти за въглеродни емисии по ЗОИК – чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ*	427 986
II.	**Разходи за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.**	**-1 797 770**
1.	**Разходи за производители от ВИ**	**-483 255**
1.1.	*Разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производители от ВИ*	*-438 868*
1.2.	*Компенсация на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ под 500 kW*	*-44 387*
2.	**Разходи за производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия**	**-860 649**
2.1.	*Разходи за изплащане на премии на производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия*	*-859 285*
2.2.	*Компенсация на крайните снабдители за изкупуване на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия*	*-1 364*
3.	**Компенсация на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия от „Ей и Ес - 3С Марица Изток 1“ ЕООД**	**-432 736**
3.1.	*Компенсация за изкупуване на електрическа енергия и разполагаемост*	*-372 348*
3.2.	*Компенсация за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ съгласно сключено СИЕ*	*-48 797*
3.3.	*Компенсация за дължимата цена за достъп до електропреносната мрежа за производители*	*-11 591*
4.	**Некомпенсирани разходи на ФСЕС във връзка с постановени от КЕВР решения за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия от комбинирано производство за минали регулаторни периоди, в изпълнение на влезли в сила съдебни решения, а именно: Решение № Ц-25 от 26.09.2024 г.,**	**-11 130**

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.		
	Решение № Ц-26 от 26.09.2024 г., Решение № Ц-13 от 01.04.2025 г., Решение № Ц-21 от 26.06.2025 г.	
5.	**Разходи на ФСЕС по чл. 36б, ал. 1, т. 3 от ЗЕ**	**-10 000**
III.	**Средства на ФСЕС за компенсации по чл. 36б, ал. 1, т. 5 от ЗЕ**	**172 028**

Видно от изложеното по-горе, приходите на ФСЕС напълно покриват разходите по чл. 36б, т. 1 и т. 2 от ЗЕ, които Фондът следва да извърши, които разходи от своя страна следва да формират цената за задължения към обществото. Поради това цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, следва да е 0,00 лв./MWh.

3.2. Баланс между приходи по чл. 36д, ал. 1, т. 8, 8а и 11 от ЗЕ и разходи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

Баланс между приходи и разходи за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.		
I.	**Приходи**	**674 127**
1.	*Прогнозен размер на средствата по чл. 36д, ал. 1, т. 8, 8а и 11 от ЗЕ за покриване на разходи по чл. 36б, ал. 1, т. 5 от същия закон, в т.ч. за частта от регулаторния период, за която такива средства не са предвидени – 01.01.2026 г. – 30.06.2026 г.*	*502 099*
2.	*Остатък от прогнозен размер на приходите по чл. 36д, ал. 1, т. 1 и т. 2 от ЗЕ*	*172 028*
II.	**Разходи за компенсации на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител**	**-674 127**

Предвид гореизложеното цената за задължения към обществото, приходите от която се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, следва да е в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС.

V. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА БАЗОВА СТОЙНОСТ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ

Съгласно чл. 30б, ал. 1 от ЗЕ и чл. 37г, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя базова стойност на електрическа енергия за 1 MWh, която е част от цената по чл. 30а, ал. 3 от ЗЕ, която битовият краен клиент заплаща за съответния регулаторен период. Базовата стойност се определя при отчитане на средствата по чл. 36д, ал. 1 от ЗЕ за съответния регулаторен период, както и на прогноза за средствата по чл. 36д, ал. 1, т. 8, 8а и 11 от ЗЕ за покриване на разходи по чл. 36б, ал. 1, т. 5 от ЗЕ за частта от регулаторния период, за която такива средства не са предвидени – чл. 30б, ал. 2 от ЗЕ. Също така, изчисляването на базовата стойност следва да бъде съобразено, както с 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, относима към съответния краен снабдител за съответния месец, така и с цената на активната електрическа енергия, заплащана от битовия краен клиент към края на регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. Това е така, защото целта на определянето на базова стойност на електрическата енергия е да осигури прехода към пазарно обусловени цени за битови крайни клиенти (либерализация на пазара на електрическа енергия на дребно). Аргументи в този смисъл се извеждат от нормата на чл. 30в, ал. 2 от ЗЕ, която предвижда възможност компенсацията за битовия краен клиент да е според количеството и/или за част от количеството закупена електрическа енергия, както и от § 54 от Преходните и

заключителните разпоредби на ЗИД на ЗЕ, обн., ДВ, бр. 96 от 2023 г., по силата на който на Комисията е вменено задължение в ежегодните си доклади, представяни на Европейската комисия, да включва информация за напредъка към постигане на ефективна конкуренция между доставчиците и прехода към пазарно обусловени цени за битови крайни клиенти.

Горното обосновава извода, че при определяне на базовата стойност КЕВР следва да анализира изброените основни фактори поотделно и в тяхната съвкупност, както и да оцени тежестта на всеки един от тях при изчисляването на конкретния размер на базовата стойност.

Прогнозното потребление на битовите крайни клиенти за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. е в размер на 13 604 983 MWh.

Горните количества са закупени от крайните снабдители за целия регулаторен период на организиран борсов пазар, пазарен сегмент „Двустранни договори“, механизъм „Търгове – краен снабдител“, по цена от 189,58 лв./MWh. Тъй като закупените продукти с отклонения покриват почти 100% от прогнозното потребление на клиентите на крайните снабдители, не се очаква дружествата да купуват електрическа енергия от други сегменти на организирания борсов пазар, освен в пренебрежимо малък процент от интервалите на доставка при непредвидени обстоятелства. С оглед изложеното, липсва необходимост от изчисляване и определяне на прогнозна пазарна цена на крайните снабдители по чл. 37в от НРЦЕЕ.

Средствата за компенсиране на част от разходите на битовите крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител са изчислени в т. IV по-горе в размер на 674 127 хил. лв., съответно 49,55 лв./MWh при количества в размер на 13 604 983 MWh, следователно е обосновано базовата стойност да бъде определена за цялото количество потребена електрическа енергия.

Във връзка с горното базовата стойност на електрическата енергия за 1 MWh следва да се определи в размер на 140,03 лв./MWh.

		Количества, MWh	**Цена, лв.**	**Разходи, хил. лв.**
1	Разходи по постигната цена на БНЕБ ЕАД	13 604 983	189,58	2 579 233
2	Средства за компенсация	13 604 983	49,55	674 127
3	**Базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh (р.1-р.2)**	**13 604 983**	**140,03**	**1 905 106**

Предвид гореизложеното, базовата стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща за съответния регулаторен период, е в размер на 140,03 лв./MWh.

VI. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА КОМПОНЕНТА ОТ ЦЕНАТА НА КРАЙНИЯ СНАБДИТЕЛ ВЪВ ВРЪЗКА СЪС СНАБДЯВАНЕТО НА БИТОВИ КРАЙНИ КЛИЕНТИ

По силата на чл. 30а, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти. Компонентата се определя служебно въз основа на анализ на необходимата информация съгласно чл. 57, ал. 1 от НРЦЕЕ. В тази връзка, за целите на изготвяне на този анализ е използвана информацията по заявления за утвърждаване на цени, респективно за определяне на компонента от цена за дейността снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител с вх. № Е-13-47-12 от 31.03.2025 г. от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, вх. № Е-13-49-10 от 31.03.2025 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“

ЕАД, вх. № Е-13-46-4 от 31.03.2025 г. и вх. № Е-13-46-6 от 31.03.2025 г., писмо с вх. № Е-13-46-10 от 19.05.2025 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, както и писмо с вх. № Е-13-77-5 от 25.03.2025 г. от „ЕСП Златни пясъци“ ООД.

1. Единен подход при определяне на компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти

Съгласно чл. 30а, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти чрез универсална услуга. По арг. от чл. 37д, ал. 1 от НРЦЕЕ компонентата от цената на крайния снабдител е в размер до 7 на сто от определената базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща за съответния регулаторен период. Съгласно § 25 от Преходните и заключителните разпоредби на Наредбата за изменение и допълнение на НРЦЕЕ, обн. ДВ, бр. 52 от 2025 г., за регулаторния период, който започва от 1 юли 2025 г., компонентата по чл. 37д, ал. 1 от НРЦЕЕ не може да надвишава размера на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, включен в утвърдената цена на крайния снабдител, действаща преди началото на този регулаторен период. В тази връзка, максимално допустимият размер на компонентата за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. не може да надвишава размера на компонентата за дейността на крайния снабдител, включена в утвърдената му с Решение № Ц-3 от 01.01.2025 г. на КЕВР цена, а именно 9,69 лв./MWh.

Въз основа на анализ на постигнатите резултати от електроснабдителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. необходими годишни приходи, респективно цени, при съобразяване с прогнозните количества електрическа енергия, необходими за покриване на потреблението на битовите крайни клиенти за периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. и при отчитане на новите факти и обстоятелства при осъществяване на лицензионната дейност на крайния снабдител, които ще настъпят в резултат на измененията и допълненията на ЗЕ, в сила от 01.07.2025 г., в т.ч. промяната в начина и падежа на плащанията за закупена електрическа енергия; задълженията за заплащане на такси и за предоставяне на обезпечения на борсовия оператор; драстичното нарастване на необходимия оборотен капитал поради разликата между размера на определената базова стойност за 1 MWh електрическа енергия и постигнатата средно претеглена цена за съответните количества, закупени на механизма по чл. 100, ал. 8 от ЗЕ, особено през зимните месеци, съответно разликата между момента на заплащане на закупената електрическа енергия и получаването на компенсации от ФСЕС, е обосновано по отношение на формирането на компонентата от цената на крайния снабдител да бъде приложен единен подход.

В тази връзка компонентата от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти следва да се определи в максимално допустимия размер от 9,69 лв./MWh. В допълнение:

– в компонентата не са включени разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания, каквито крайни снабдители са поискали. Към настоящия момент такива прогнозни разходи не могат да бъдат анализирани с оглед установяване на тяхната обоснованост, тъй като не е налице яснота относно възможностите за тяхното обезпечаване посредством финансиране чрез различни инструменти или комбинация от тях (в т.ч. безвъзмездна финансова помощ, нисколихвени и държавно гарантирани заеми, други финансови стимули за привличане на инвестиции от частния сектор, европейски фондове и програми и т.н.). В допълнение, разпределението на индивидуални цели за енергийни спестявания обхваща освен

предприятия от сектор „Електроенергетика“ и такива от сектори като „Топлоенергетика“, „Природен газ“, „Търговия с течни горива“ и „Търговия с твърди горива“. Това, в комбинация с възможността за свободно прехвърляне на издадени удостоверения за постигнати енергийни спестявания, ще доведе до ситуация крайните клиенти на електрическа енергия да финансират разходи по изпълнени мерки за енергийна ефективност в други сектори и на практика е възможно да доведе до чувствително и необосновано увеличение на цената за задължения към обществото.

– в компонентата не са включени разходи за несъбираеми вземания, каквито част от крайните снабдители са поискали. Не може да се приеме за обосновано, че включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружествата е в интерес на клиентите, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс (ГПК), е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружествата. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружествата да полагат усилия за събирането им по реда на ГПК.

2. Становища на дружества крайни снабдители по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

2.1. Становище на „Електрохолд Продажби“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-13-47-17 от 12.06.2025 г. „Електрохолд Продажби“ ЕАД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

„Електрохолд Продажби“ ЕАД счита, че предложеният в доклада размер на компонентата от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти размер на 9,92 лв./MWh няма да може да покрие реалните разходи на крайния снабдител. В резултат от измененията на ЗЕ, влизащи в сила от 01.07.2025 г., разходите на крайния снабдител за осигуряване на оборотен капитал ще се увеличат поради разликата между размера на определената базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh и прогнозната пазарна цена, разликата между момента на плащане на електрическата енергия и получаването на компенсация от ФСЕС, както и предвид допълнителните разходи на крайните снабдители за заплащане на такси и обезпечения на борсовия оператор. Същевременно дружеството посочва, че компонентата трябва да покрива и разходите за балансиране, които, с оглед нарастване на дела на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници, се очаква да се увеличат.

Горните възражения Комисията приема за неоснователни поради противоречие с приетия единен подход за определяне на компонентата от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти по т. VI.1.

2.2. Становище на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД

С писмо с вх. № Е-13-46-12 от 12.06.2025 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е представило становище по доклада за утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД възразява срещу предложения от Комисията размер на компонентата от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти чрез универсална услуга. Според дружеството предложеният размер от 9,92 лв./MWh представлява само 6,89% от предложената базова стойност, което води до недофинансиране на дейността му. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД посочва, че в текущата процедура по изменение и допълнение на НРЦЕЕ са представили становище по проекта на предложената Наредба за изменение и допълнение на НРЦЕЕ, в което обосновават отпадането на ограниченията върху размера на компонентата за дейността, които я обвързват с определената компонента за предходен регулаторен период и/или с индексирането ѝ с инфлационен индекс. Счита, че компонентата за предходния регулаторен период е определена при отчитане на други ценообразуващи елементи, при други обективни условия и изисквания за осъществяване на дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“. В тази връзка „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД предлага компонентата от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битовите крайни клиенти да бъде повишена от 9,92 лв./MWh на 10,08 лв./MWh, което е 7% от базовата стойност на електрическата енергия , определена от КЕВР съгласно чл. 30б, ал. 1 от ЗЕ.

На основание чл. 35, ал. 1 и ал. 2, т. 5 от ЗЕ „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД прави искане за признаване на разходи, свързани с наложените му нормативни задължения за енергийна ефективност, в размер на 1 008 хил. лв. Посочва, че тези разходи възникват на основание чл. 14а, ал. 4, т. 1 от Закона за енергийната ефективност, по силата на който на крайните снабдители се определят индивидуални цели за енергийни спестявания. Постигането на тези цели е свързано с извършване на разходи от дружеството за повишаване на енергийната ефективност или с вноски във Фонд „Енергийна ефективност и възобновяеми източници“. Дружеството подчертава, че индивидуалната му цел за 2025 г. е в размер на 7 001 MWh и е утвърдена със заповед на Министъра на енергетиката № Е-РД-16-244/24.04.2025 г., като при отчитане на базовата стойност на електрическата енергия, определена в доклада на КЕВР съгласно чл. 30б, ал. 1 от ЗЕ, разходите, свързани със задълженията за енергийна ефективност, ще са в размер на 1 008 хил. лв. В допълнение обръща внимание, че непризнаването на разходите за тази дейност ще постави дружеството в невъзможност да събере необходимите му средства за изпълнение на нормативно определените му задължения за изпълнение на мерки за енергийна ефективност.

Горните възражения Комисията приема за неоснователни поради противоречие с приетия единен подход за определяне на компонентата от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти по т. VI.1.

3. Образуване на компонентата от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти.

В заявленията за утвърждаване на цени, респективно за определяне на компонента от цената за дейността снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител:

– „Електрохолд Продажби“ ЕАД предлага компонента в размер на 11,13 лв./MWh;

– „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД предлага компонента в размер на 9,97 лв./MWh;

– „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД предлага компонента в размер на 9,69 лв./MWh с уточнението, че действителният размер на компонентата е 10,56 лв./MWh, но поради ограниченията в НРЦЕЕ дружеството предлага компонентата в този размер;

– „ЕСП Златни пясъци“ ООД предлага компонента в размер на 12,00 лв./MWh.

Въз основа на извършен анализ се установи, че дружествата са предложили стойности на компонентата, които не са в съответствие с § 25 от Преходните и заключителните разпоредби на Наредбата за изменение и допълнение на НРЦЕЕ, обн. ДВ, бр. 52 от 2025 г. Максималният размер на компонентата по чл. 37д, ал. 1 от НРЦЕЕ се определя в размер до 7 на сто от определената базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh (9,80 лв./MWh). Съгласно § 25 от Преходните и заключителните разпоредби на Наредбата за изменение и допълнение на НРЦЕЕ, обн. ДВ, бр. 52 от 2025 г., за регулаторния период, който започва от 1 юли 2025 г., компонентата по чл. 37д, ал. 1 не може да надвишава размера на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, включен в утвърдената цена на крайния снабдител, действаща преди началото на този регулаторен период, а именно 9,69 лв./MWh.

В резултат на гореизложеното, компонентата от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти е в размер на 9,69 лв./MWh.

VII. ЦЕНИ, КОИТО БИТОВИЯТ КРАЕН КЛИЕНТ ЗАПЛАЩА НА КРАЙНИЯ СНАБДИТЕЛ

Съгласно чл. 32, ал. 2, т. 3 от ЗЕ Комисията може да определя часови, сезонни и други тарифни структури на базовата стойност по чл. 30б от ЗЕ. По арг. от чл. 30в, ал. 4 от ЗЕ, стойностите по тарифната структура на базовата стойност следва да бъдат в еднакъв размер за всички крайни снабдители.

Предвид гореизложеното, сумата от базовата стойност на електрическата енергия за 1 MWh в размер на 140,03 лв./MWh и компонентата от цената на крайния снабдител в размер на 9,69 лв./MWh, съставлява цената по чл. 30а, ал. 3 от ЗЕ в размер от 149,72 лв./MWh, която битовият краен клиент заплаща на крайния снабдител, при тарифна структура, както следва:

ЦЕНИ, КОИТО БИТОВИЯТ КРАЕН КЛИЕНТ ЗАПЛАЩА НА КРАЙНИЯ СНАБДИТЕЛ		
Тарифна структура	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2025 г.**	
1. Две скали, в т.ч.:	**лв./kWh**	**лв./MWh**
– дневна	0,17514	175,14
– нощна	0,07546	75,46
2. Една скала	**0,17514**	**175,14**

По изложените по-горе аргументи, тези цени следва да се заплащат и от битовите крайни клиенти, които са клиенти на лица с издадена през периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. лицензия за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КРАЙНИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2025 г. *(включващи цена за електрическа енергия, цени за мрежови услуги ВН, цени за мрежови услуги НН)*	
„Електрохолд Продажби“ ЕАД	1,82%

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	3,60%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	2,52%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	-1,94%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	**2,58%**

Изказвания по т.2.:

Докладва Юл. Стоянов. Във връзка с производствата по утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител работната група е изготвила доклад и проект на решение, които са приети от КЕВР с протоколни решения съответно от 04.06.2025 г. и 12.06.2025 г. Във връзка с проведеното открито заседание на 12.06.2025 г. по доклада и обществено обсъждане на 13.06.2025 г. на проекта на решение са постъпили становища и възражения от енергийни предприятия заинтересовани лица. Същите са разгледани и мотивирано отхвърлени като неоснователни в настоящия проект на решение.

Основните различия между приетия доклад и проект на решение и настоящото предложено решение са следните:

На първо място, това са промени в цените за пренос през електроразпределителните мрежи. Те се дължат на обстоятелството, че при първоначалното им изчисляване при прилагане на корекцията с фактор Z са използвани прогнозни данни за месеците март, април, май, докато в настоящия проект са отразени реално отчетените от дружествата стойности за тези месеци.

На следващо място, при утвърждаване на цената за задължения към обществото са отчетени няколко допълнителни настъпили обстоятелства, относими към текущия регулаторен период. Това са очакваните по-големи приходи от 5% вноска на производителите в размер на 45 млн. лв., очакван излишък от 60 млн. лв. на средства за изплащане на премии на производителите на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и очакван недостиг от 23 млн. лв. на средствата за изплащане на премии на производителите на електрическа енергия от ВИ.

По отношение на предстоящия регулаторен период при изчисленията на средствата за компенсации на битови крайни клиенти са взети предвид реализираните количества от НЕК ЕАД, в качеството му на координатор на стандартна балансираща група, на механизъм „Търгове – краен снабдител“, част от пазарен сегмент „Двустранни договори“ на БНЕБ ЕАД, представляващи годишен продукт с отклонения в размер на 1 720 MW, от които вероятно във ФСЕС няма да постъпят част от средствата по Решение № 340 от 28.05.2025 г. на Министерския съвет за определяне на стойностите, които служат за изчисляване на тавана на приходите за съответния тип производител на електрическа енергия

Базовата стойност на електрическата енергия е намалена от 144 лв./MWh на 140,03 лв./MWh. Причината е, че при първоначалната прогноза са липсвали данни за сключени сделки от крайните снабдители, съответно за постигната цена по такива сделки. В тази връзка е била изчислена прогнозна пазарна цена на крайните снабдители в размер на 239,50 лв./MWh. Към настоящия момент крайните снабдители са закупили на практика 100% от необходимите им количества електрическа енергия за целия регулаторен период на организиран борсов пазар на пазарен сегмент „Двустранни договори“ на механизъм „Търгове – краен снабдител“ по цена от 189,58 лв./MWh. Не се очаква дружествата да купуват електрическа енергия от други сегменти на борсовия пазар.

Компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти е намалена от 9,92 лв./MWh на 9,69 лв./MWh, тъй като съгласно § 25 от Преходните и заключителните разпоредби на

Наредбата за изменение и допълнение на НРЦЕЕ, обн. ДВ, бр. 52 от 2025 г., за регулаторния период, който започва от 1 юли 2025 г., компонентата не може да надвишава размера на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, включен в утвърдената цена на крайния снабдител, действаща преди началото на този регулаторен период. Преди измененията в НРЦЕЕ е имало Преходна и заключителна разпоредба, която е допускала индексиране с инфлационен индекс, но същата с цитираното изменение е отменено. Във връзка с горните промени са изменени и цените по тарифната структура на базовата стойност, съответно общите цени, които битовите крайни клиенти следва да заплащат за потребената от тях електрическа енергия

Юл. Стоянов прочете диспозитива на проекта на решение:

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 8а и 8г, чл. 30, ал. 1, т. 10, т. 13 и т. 17, чл. 30а, ал. 1 и ал. 3 и чл. 30б, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 5, т. 6, т. 10 и ал. 2, т. 3 и т. 3а и чл. 37г и чл. 37д от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Утвърждава, считано от 01.07.2025 г.:

На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, на „Електроразпределение Север“ АД и на „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цени за достъп до и пренос през съответната електрическа мрежа (в размера, посочен в диспозитива на настоящото решение);

Утвърждава цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh.

II. Определя, считано от 01.07.2025 г.:

1. Базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща за съответния регулаторен период, при прогнозно количество електрическа енергия от 13 604 983 MWh, в размер на 140,03 лв./MWh, без ДДС;

2. Компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти в размер на 9,69 лв./MWh, без ДДС;

III.1. Цени по чл. 30а, ал. 3 от Закона за енергетиката, въз основа на тарифна структура на базовата стойност, които се заплащат от битовите крайни клиенти на крайните снабдители, включително и от битовите крайни клиенти на лицата с издадена през периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. лицензия за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ (както е посочено в диспозитива);

2. Битовите крайни клиенти заплащат освен цените по т. III.1. и цени за мрежови услуги, без ДДС (в размера, посочен в диспозитива на решението).

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

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 8а и 8г, чл. 30, ал. 1, т. 10, т. 13 и т. 17, чл. 30а, ал. 1 и ал. 3 и чл. 30б, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 5, т. 6, т. 10 и ал. 2, т. 3 и т. 3а и чл. 37г и чл. 37д от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Утвърждава, считано от 01.07.2025 г.:

1. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

1.1. Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,36 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 12 059 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 600 000 MWh;

1.2. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 4,22 лв./MWh, без ДДС, която се дължи от производители на електрическа енергия, с изключение на тези от слънчева и вятърна енергия, при необходими годишни приходи 127 031 хил. лв. и количества електрическа енергия 30 069 000 MWh;

1.3. Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,49 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 38 396 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 7 000 000 MWh. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителни мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане;

1.4. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 14,86 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 499 145 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната 33 600 000 MWh.

2. На „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД цени за втората ценова година от седмия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 487 462 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 961 001 MWh, както следва:

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02946 лв./kW/ден;
– цена за достъп за битови клиенти – 0,00726 лв./kWh;
– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01569 лв./kWh;
– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04644 лв./kWh.

3. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД цени за втората ценова година от седмия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 429 637 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 611 515 MWh, както следва:

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02844 лв./kW/ден;
– цена за достъп за битови клиенти – 0,00819 лв./kWh;
– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01758 лв./kWh;
– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04570 лв./kWh.

4. На „Електроразпределение Север“ АД цени за втората ценова година от седмия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 291 319 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 5 445 000 MWh, както следва:

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,03133 лв./kW/ден;
– цена за достъп за битови клиенти – 0,00977 лв./kWh;
– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01793 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,04660 лв./kWh.

5. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД цени за втората ценова година от седмия регулаторен период, при ценообразуващи елементи: необходими годишни приходи – 3 039 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 57 755 MWh, както следва:

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,02049 лв./kW/ден;
– цена за достъп за битови клиенти – 0,00716 лв./kWh;
– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03587 лв./kWh.

6. Цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС, приходите от която цена се събират от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители и електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

II. Определя, считано от 01.07.2025 г.:

1. Базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща за съответния регулаторен период, при прогнозно количество електрическа енергия от 13 604 983 MWh, в размер на 140,03 лв./MWh, без ДДС.

2. Компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти в размер на 9,69 лв./MWh, без ДДС.

III.1. Цени по чл. 30а, ал. 3 от Закона за енергетиката, въз основа на тарифна структура на базовата стойност, които се заплащат от битовите крайни клиенти на крайните снабдители, включително и от битовите крайни клиенти на лицата с издадена през периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. лицензия за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, както следва:

ЦЕНИ, КОИТО БИТОВИЯТ КРАЕН КЛИЕНТ ЗАПЛАЩА НА КРАЙНИЯ СНАБДИТЕЛ		
Тарифна структура	**Цени, без ДДС, считано от 01.07.2025 г.**	
1. Две скали, в т.ч.:	**лв./kWh**	**лв./MWh**
– дневна	0,17514	175,14
– нощна	0,07546	75,46
2. Една скала	**0,17514**	**175,14**

2. Битовите крайни клиенти заплащат освен цените по т. III.1. и цени за мрежови услуги, без ДДС, както следва:

2.1. Битовите крайни клиенти, чиито обекти са присъединени към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД – цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 0,00036 лв./kWh, цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 0,01486 лв./kWh, цена за достъп до електроразпределителната мрежа в размер на 0,00726 лв./kWh и цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа в размер на 0,04644 лв./kWh;

2.2. Битовите крайни клиенти, чиито обекти са присъединени към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Юг“ ЕАД – цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 0,00036 лв./kWh, цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 0,01486 лв./kWh, цена за достъп до електроразпределителната мрежа в размер на 0,00819 лв./kWh и цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа в размер на 0,04570 лв./kWh;

2.3. Битовите крайни клиенти, чиито обекти са присъединени към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД – цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 0,00036 лв./kWh, цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 0,01486 лв./kWh, цена за достъп до електроразпределителната мрежа в размер на 0,00977 лв./kWh и цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа в размер на 0,04660 лв./kWh;

2.4. Битовите крайни клиенти, чиито обекти са присъединени към електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Златни пясъци“ АД – цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 0,00036 лв./kWh, цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 0,01486 лв./kWh, цена за достъп до електроразпределителната мрежа в размер на 0,00716 лв./kWh и цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа в размер на 0,03587 лв./kWh.

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

Решението е взето с **три гласа „за”** (Пламен Младеновски - за, Благой Голубарев – за и Таско Ерменков – за), от които **два гласа** (Благой Голубарев, Таско Ерменков) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията, след като разгледа **заявление с вх. № Е-13-147-2 от 31.03.2025 г. от Държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт,** събраните данни от проведеното на 12.06.2025 г. открито заседание и на 13.06.2025 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 15 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт. В тази връзка Държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ (ДП НКЖИ) е подало заявление с вх. № Е-13-147-2 от 31.03.2025 г. за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт.

В Регламент за изпълнение (ЕС) 2015/909 на Комисията от 12 юни 2015 година относно реда и условията за изчисляване на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга (Регламент за изпълнение 2015/909) са уредени редът и условията за изчисляване на преките разходи за извършването на влаковата услуга. Според посочения регламент ДП НКЖИ следва да прилага такси за минимален достъп до железопътната инфраструктура, които се определят на равнището на преките разходи, направени вследствие на извършването на влаковата услуга. Преките разходи за цялата мрежа се изчисляват като разликата между, от една страна, разходите за предоставяне на

услугите от пакета за минимален достъп и за достъп до инфраструктурата, която свързва обслужващи съоръжения, и от друга страна, недопустимите разходи (чл. 3, пар. 1 от Регламент за изпълнение 2015/909). Като преки разходи, които следва да се включат в пакета за минимален достъп съгласно Регламент за изпълнение 2015/909, се определят разходите за поддръжка и ремонт на контактната мрежа, без разходите за амортизации на контактната мрежа, разходите за механизация и разходите за персонал, свързан с експлоатацията на контактната мрежа, т.е. разходите, включени в пакета за минимален достъп, следва да бъдат извадени от цената за разпределение на тягова електрическа енергия.

Съгласно чл. 35, ал. 3 от Закона за железопътния транспорт, размерът на таксите се определя от управителя на железопътната инфраструктура съгласно методика за изчисляване на инфраструктурните такси (пакет за минимален достъп), събирани от управителя на инфраструктурата, приета от Министерския съвет по предложение на министъра на транспорта, информационните технологии и съобщенията.

Назначената със Заповед № З-Е-115 от 09.04.2025 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подаденото от ДП НКЖИ заявление. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-716 от 04.06.2025 г. който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 166 от 04.06.2025 г., т. 1. В изпълнение на разпоредбата на чл. 47 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) е проведено открито заседание на 12.06.2025 г. Постъпило е становище с вх. № Е-13-147-5 от 12.06.2025 г. от ДП НКЖИ, в което дружеството е посочило, че приема изводите в приетия от Комисията доклад.

На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 173 от 12.06.2025 г., т. 3 е приела проект на решение за утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт, който е подложен на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ, проведено на 13.06.2025 г. След проведеното обществено обсъждане не са постъпили становища по представения проект на решение.

I. Предоставена от ДП НКЖИ информация:

Със заявление с вх. № Е-13-147-2 от 31.03.2025 г. ДП НКЖИ е предложило за втората ценова година от петия регулаторен период цена за разпределение на тягова електрическа енергия в размер на 0,15462 лв./kWh, без ДДС, при следните ценообразуващи елементи:

1. Прогнозната стойност на експлоатационни разходи, административни разходи и разходи с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, в размер 40 178 хил. лв.;
2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 16 191 хил. лв.;
3. Прогнозна стойност на технологичните разходи по разпределение – 570 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 0,92% от количеството активна електрическа енергия, постъпваща в мрежата на ДП НКЖИ.
4. Регулаторна база на активите (РБА), включваща:
- призната балансова стойност на активите – 156 066 хил. лв.;
- среден номинален размер на инвестициите – 40 006 хил. лв.;
- необходим оборотен капитал (НОК) – 5 022 хил. лв.;
- балансова стойност на активи, придобити по безвъзмезден начин – 121 584 хил. лв.;
5. Норма на възвръщаемост на капитала – 1,23%;
6. Електрическа енергия, разпределена до потребителите на тягова енергия – 303 715 MWh.

II. Ценообразуващи елементи

III. С Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. КЕВР е утвърдила на ДП НКЖИ продължителност от 3 (три) години на петия регулаторен период, като за първия ценови период от него е утвърдила цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт в размер на 0,1486 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи от 44 423 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.

С Решение № Ц-4 от 01.01.2025 г. на КЕВР е изменила утвърдената на ДП НКЖИ с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт от 0,1486 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи от 44 423 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh на 0,14949 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи от 44 690 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 298 940 MWh.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) при метода „горна граница на приходи“ Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ.

Предмет на настоящото административно производство е утвърждаването на необходими приходи и цена на ДП НКЖИ за втората ценова година от петия регулаторен период. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цените, могат да се коригират с: инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) и с коефициент за подобряване на ефективността; с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции; в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка.

При прилагане на метода „горна граница на приходи“ се извършва и корекция с фактора Z, която се изчислява по реда на чл. 38, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ. След анализ на данните във връзка с корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества, каквото е и ДП НКЖИ и при отчитане на постигнатите резултати, Комисията прилага следния подход:

В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г., изменено с Решение № Ц-4 от 01.01.2025 г. на КЕВР за първата година на петия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

- технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за петия регулаторен период и са остойностени по прогнозната пазарна цена за електроразпределителните дружества, към която са прибавени разходи за балансиране, цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото;

- експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт“;
- разходите за амортизации;
- разходите за балансиране;
- стойностите на елементите на РБА, освен стойността на необходимия оборотен капитал (НОК);
- среднопретеглената норма на възвръщаемост.

Съгласно чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ в случай че дружеството не представи информация и необходимите документи или се приеме, че стойността на оборотния капитал е необоснована, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В тази връзка, НОК е коригиран на 4 503 хил. лв.

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ, за целите на ценообразуването КЕВР следва да определи прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи. По силата на чл. 28, ал. 3 от НРЦЕЕ прогнозните нива на технологичния разход се остойностяват по сумата от прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за покриване на технологичните разходи на оператора на електропреносната мрежа и на операторите на електроразпределителните мрежи, цената за задължения към обществото и цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа (чл. 28, ал. 3 от НРЦЕЕ). В Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. е утвърдена прогнозна пазарна цена за операторите на електроразпределителни мрежи в размер на 235,08 лв./MWh, разходи за балансиране в размер на 1,80 лв./MWh, цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 0,36 лв./MWh, цена пренос през електропреносната мрежа в размер на 14,86 лв./MWh и цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 2, пр. 2 и чл. 38, ал. 4, ал. 7 и ал. 8 от НРЦЕЕ за утвърждаването на цена на ДП НКЖИ за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за втората година от петия регулаторен период са извършени следните годишни кореции:

1. Корекция с инфлационен индекс за предходен период и с коефициент за подобряване на ефективността:

Извършена е корекция върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) с инфлационен индекс в размер на 2,4% за предходен период на основата на данни от НСИ относно индекса на потребителските цени за 2024 г.

2. Корекция с показатели за качество:

Не е извършвана корекция с показатели въз основа на изпълнението, тъй като дейността на дружеството е специфична спрямо дейността на другите електроразпределителни дружества и към момента за дружества от категорията на ДП НКЖИ Комисията не е определила целеви показатели.

3. Корекция, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за предходния регулаторен период:

Извършена е корекция в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, въз основата на данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети в размер на (минус) 1 227 хил. лв., която е изчислена, както следва:

	2024 г. *(И1)*	**2025 г. *(И2)***	**2026 г. *(И2)***

		отчет	план	план
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	37,055	34,560	37,769
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	22,497	12,103	12,936
3	Нетна амортизация, An, хил. лв.	1,225	2,024	2,109
4	Номинален размер на инвестициите , хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	13,333	20,433	22,723
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. *И = (2,5*И₁ + 1,5*И₂+0.5*И₃)/3*	25,115		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. , хил. лв.	39,981		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите *(2,5*A₁ + 1,5*A₂+0.5*A₃)/3,* съгласно стойностите, посочени на р.3, хил. лв.	2,385		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-18 от 30.06.2024 г. , хил. лв.	3,437		
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*1,17%+(р.7-р.8)	-1 227		

4. Корекция с фактора Z на стойност (минус) 2 124 хил. лв., при изчисляването на която е взето предвид следното:

Технологичният разход за пренос на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт е утвърден от КЕВР с Решение № Ц-18 от 01.07.2024 г. в размер на 2,00% от пренесената електрическа енергия.

Съгласно чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Zt=\left(П_{утв.}-Е_{прог.}*\frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%}*Ц_{тр.}\right)_{t-1}-\left(П_{отч.}-Е_{отч.}*\frac{ТР_{одоб.}\%}{1-ТР_{одоб.}\%}*Ц_{тр1.}\right)_{t-1}\pm P_{t-2}$$

където:

$П_{утв.}$ – утвърдените необходми приходи (НП) на дружеството – 44 423 хил. лв. с Решение № Ц-18 от 01.07.2024 г. на КЕВР и 44 690 хил. лв. с Решение № Ц-4 от 01.01.2025 г. на КЕВР за изчисленията е използвана среднопретеглена съобразно пренесените количества стойност в размер на 44 556 хил. лв.;

$П_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 46 602 хил. лв., формирани от ДП НКЖИ, въз основа на отчетени количества разпределена тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт и отчетни приходи периода от 01.07.2024 г. до 31.05.2025 г., както и прогнозни количества и приходи за месец юни 2025 г.;

$Е_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 298 940 хил. kWh;

$Е_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 303 540 хил. kWh, посочени от ДП НКЖИ, формирани въз основа на отчетени количества разпределена тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт и отчетени приходи по регулирани цени за периода от 01.07.2024 г. до 31.05.2025 г., както и прогнозни количества и приходи за месец юни 2025 г.;

$ТР_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 2,00%;

$Ц_{тр.}$ – утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в от НРЦЕЕ, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране – в размер на 200,73 лв./MWh утвърдена с Решение № Ц-18 от 01.07.2024 г. и 244,44 лв./MWh утвърдена с Решение № Ц-4 от 01.01.2025 г. и среднопретеглена цена в размер на 224,11 лв/MWh;

$Ц_{тр.1}$ – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 2 от НРЦЕЕ, по която ДП НКЖИ е закупило електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране 214,40 лв./MWh

$Р_{t-2}$ – корекция за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1}, в размер на (плюс) 9 хил. лв.

В резултат на гореописаните корекции, ценообразуващите елементи на цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт на ДП НКЖИ са следните:

ДП НКЖИ		
1	Експлоатационни и административни разходи	34 464
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи	1 563
3	Разходи за амортизации	7 462
4	Регулаторна база на активите	65 972
4.1.	Призната балансова стойност на активите	21 488
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите	39 981
4.3.	Необходим оборотен капитал	4 503
5	Норма на възвръщаемост на капитала	1,17%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5)	772
7	Корекция с инфлационен индекс (И)	827
8	Корекция с инвестиции	- 1 227
9	Корекция с фактор Z	- 2 076
10	**Необходими годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8+р.9)**	41 784
11	**Количество електрическа енергия за разпределение**	303 715

Предвид горното, цената за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за втората ценова година на петия регулаторен период е в размер на 0,13758 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 41 784 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 303 715 MWh.

Изказвания по т.3.:

Докладва М. Трифонов. След проведеното открито заседание е постъпило становище от държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“, в което посочва, че приема изводите в приетия от Комисията доклад. След проведеното обществено обсъждане на 13.06.2025 г. не са постъпили становища по представения проект на решение. След отразяване на корекциите на трите прогнозни месеци, по които е определена цената в доклада и към този момент, разликата е, че цената се повишава с 0,16 лв./MWh, от 137,42 лв./MWh , сега е 137,58 лв./MWh.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на

цените на електрическата енергия, работната група предлага на Комисията да вземе следното решение:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ
РЕШИ:

Утвърждава, считано от 01.07.2025 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за втората ценова година от петия регулаторен период в размер на 0,13758 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 41 784 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 303 715 MWh.

М. Трифонов отбеляза, че в проекта на решение е допусната техническа грешка. Написано е *първа година от ценовия период*. Правилното е *втората година от ценовия период*.

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

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. първо във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 15 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Утвърждава, считано от 01.07.2025 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за втората ценова година от петия регулаторен период в размер на 0,13758 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 41 784 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 303 715 MWh.

В заседанието по **точка трета** участват председателят Пламен Младеновски и членовете на Комисията Благой Голубарев и Таско Ерменков.

Решението е взето с **три гласа „за”** (Пламен Младеновски - за, Благой Голубарев – за и Таско Ерменков – за), от които **два гласа** (Благой Голубарев, Таско Ерменков) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията, след като разгледа **заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия с вх. № Е-13-12-4 от 28.03.2025 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД, с вх. № Е-14-09-3 от 01.04.2025 г. от „Топлофикация Русе“ АД и с вх. № Е-14-34-3 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД**, установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) са постъпили заявления с вх. № Е-13-12-4 от 28.03.2025 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД, с вх. № Е-14-09-3 от 01.04.2025 г. от „Топлофикация Русе“ АД и с вх. № Е-14-34-3 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД, допълнено с писмо с вх. № Е-14-34-3 от 04.04.2025 г., с които дружествата на основание чл. 30, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ) са поискали да им бъде утвърдена цена на

електрическата енергия. В тази връзка, със Заповед № З-Е-114 от 09.04.2025 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група със задача да извърши анализи, въз основа на които да бъдат изготвени доклад и проект на решение за определяне на разполагаемост и за утвърждаване на цени на електрическата енергия за регулаторния период 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г.

Въз основа на предоставената информация и документи от заявителите и извършеното проучване по преписката, КЕВР установи следното:

Заявленията на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ АД, „Топлофикация Русе“ АД и „ТЕЦ Марица 3“ АД по своята същност са заявления, въз основа на които КЕВР следва да анализира размера на предложената за утвърждаване цена на електрическата енергия с оглед преценката за включване в обхвата на прогнозната месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия за регулирания пазар за съответния регулаторен период.

Горните правомощия на КЕВР от 01.07.2025 г. са прекратени, тъй като по силата на § 6, т. 7 и § 8, т. 1 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 96 от 2023 г. във връзка с § 9, т. 5, б. „а“ от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 39 от 2024 г., са отменени разпоредбите на чл. 21, ал. 1, т. 21 и чл. 30, ал. 1, т. 1 от ЗЕ, според които КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които обществеият доставчик да изкупува електрическа енергия, съответно утвърждава цени на електрическата енергия на тези производители.

Предвид горното, доколкото подадените от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ АД, „Топлофикация Русе“ АД и „ТЕЦ Марица 3“ АД заявления касаят регулаторния период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., за който КЕВР няма правомощия да определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите за регулирания пазар, респективно да утвърди цени на тези производители, то административните производства, образувани по заявления с вх. № Е-13-12-4 от 28.03.2025 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД, с вх. № Е-14-09-3 от 01.04.2025 г. от „Топлофикация Русе“ АД и с вх. № Е-14-34-3 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД следва да бъдат прекратени.

Изказвания по т.4.:

Докладва Юл. Стоянов. Заявленията на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, „ТЕЦ Бобов дол“ АД, „Топлофикация Русе“ АД и „ТЕЦ Марица 3“ АД по своята същност са искания, въз основа на които КЕВР следва да анализира размера на предложената за утвърждаване цена на електрическата енергия с оглед преценката за включване в обхвата на прогнозната месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия за регулирания пазар за предстоящия регулаторен период.

Горните правомощия на КЕВР, считано от 01.07.2025 г., са прекратени по силата на § 6, т. 7 и § 8, т. 1 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 96 от 2023 г. във връзка с § 9, т. 5, б. „а“ от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 39 от 2024 г. С тези законови изменения са отменени разпоредбите на чл. 21, ал. 1, т. 21 и чл. 30, ал. 1, т. 1 от ЗЕ, според които КЕВР определя прогнозна месечна разполагаемост за производство на електрическа енергия на производителите, от които обществеият доставчик да изкупува електрическа енергия, съответно утвърждава цени на електрическата енергия на тези производители.

Предвид горното, доколкото подадените заявления касаят регулаторния период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., за който КЕВР няма правомощия да определя прогнозна месечна разполагаемост на тези производители, съответно няма правомощия да утвърди цени на тези производители, то административните производства, образувани по

цитираните заявления, следва да бъдат прекратени.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с § 6, т. 7 и § 8, т. 1 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 96 от 2023 г. и § 9, т. 5, б. „а“ от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 39 от 2024 г. и чл. 43, ал. 1 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 настоящия доклад;

2. Да приеме решения, с които да прекрати образуваните административни производства.

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

Предвид гореизложеното и на основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с § 6, т. 7 и § 8, т. 1 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 96 от 2023 г. и § 9, т. 5, б. „а“ от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 39 от 2024 г.,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Приема доклад относно прекратяване на административни производства, образувани по заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия с вх. № Е-13-12-4 от 28.03.2025 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД, с вх. № Е-14-09-3 от 01.04.2025 г. от „Топлофикация Русе“ АД и с вх. № Е-14-34-3 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД;

II. Прекратява:

1. Административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-13-12-4 от 28.03.2025 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

2. Административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД;

3. Административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-09-3 от 01.04.2025 г. от „Топлофикация Русе“ АД;

4. Административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-34-3 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят Пламен Младеновски и членовете на Комисията Благой Голубарев и Таско Ерменков.

Решението е взето с **три гласа „за”** (Пламен Младеновски - за, Благой Голубарев – за и Таско Ерменков – за), от които **два гласа** (Благой Голубарев, Таско Ерменков) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

I. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 24б, чл. 49, ал. 1 и чл. 56

от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР, считано от 01.07.2025 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, както следва: (описани са всички 31 дружества, на които се определят цените);

II. На основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с чл. 13, ал. 8 и чл. 30, ал. 4 от Закона за енергетиката, прекратява административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2025 г., подадено от „Декотекс“ АД за утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциална цена и премия за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия;

III. На основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с чл. 13, ал. 8 и чл. 30, ал. 5 от Закона за енергетиката, прекратява административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-79-2 от 23.05.2025 г., подадено от „Коген Загоре“ ЕООД, в частта относно искането за определяне на преференциална цена и премия за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

По т.2. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.07.2025 г.:

1. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

2. На „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД

3. На „Електроразпределение Юг“ ЕАД

4. На „Електроразпределение Север“ АД

5. На „Електроразпределение Златни пясъци“ АД

6. Цена за задължения към обществото в размер на 0,00 лв./MWh, без ДДС,

II. Определя, считано от 01.07.2025 г.:

1. Базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща за съответния регулаторен период, при прогнозно количество електрическа енергия от 13 604 983 MWh, в размер на 140,03 лв./MWh, без ДДС.

2. Компонента от цената на крайния снабдител във връзка със снабдяването с електрическа енергия на битови крайни клиенти в размер на 9,69 лв./MWh, без ДДС.

III.1. Цени по чл. 30а, ал. 3 от Закона за енергетиката, въз основа на тарифна структура на базовата стойност, които се заплащат от битовите крайни клиенти на крайните снабдители, включително и от битовите крайни клиенти на лицата с издадена през периода 01.07.2025 г. – 30.06.2026 г. лицензия за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“;

2. Битовите крайни клиенти заплащат освен цените по т. III.1. и цени за мрежови услуги, без ДДС.

По т.3. както следва:

Утвърждава, считано от 01.07.2025 г., на държавно предприятие „Национална компания Железопътна инфраструктура“ цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт за втората ценова година от петия регулаторен период в размер на 0,13758 лв./kWh, без ДДС, при необходими годишни приходи – 41 784 хил. лв. и пренесена електрическа енергия – 303 715 MWh.

По т.4. както следва:

I. Приема доклад относно прекратяване на административни производства, образувани по заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия с вх. № Е-13-12-4 от 28.03.2025 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД, с вх. № Е-14-09-3 от 01.04.2025 г. от „Топлофикация Русе“ АД и с вх. № Е-14-34-3 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД;

II. Прекратява:

1. Административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-13-12-4 от 28.03.2025 г. от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД;

2. Административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ АД;

3. Административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-09-3 от 01.04.2025 г. от „Топлофикация Русе“ АД;

4. Административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-14-34-3 от 31.03.2025 г. от „ТЕЦ Марица 3“ АД.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-24 от 01.07.2025 г. – извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2025 г.;

2. Решение на КЕВР № Ц-25 от 01.07.2025 г. – утвърждаване на цени и определяне на базова стойност на електрическата енергия и на компонентата от цената на крайния снабдител в сектор „Електроенергетика“, считано от 01.07.2025 г.;

3. Решение на КЕВР № Ц-26 от 01.07.2025 г. – утвърждаване на цена за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

4. Доклад с вх. № Е-Дк-834 от 27.06.2025 г. и Решение на КЕВР № ПП-3 от 01.07.2025 г. – прекратяване на административни производства, образувани по заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

X

Благой Голубарев - член на КЕВР

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

X

Пламен Младеновски - председател на КЕВР

X

Таско Ерменков - член на КЕВР

X

Росица Тоткова - главен секретар на КЕВР

Протоколирал:

X

Антоанета Фикова - главен експерт