



## РЕШЕНИЕ

№ Ц-16

от 30.06.2024 г.

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 30.06.2024 г., 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-14-01-4 от 01.04.2024 г. от „Топлофикация София“ ЕАД, с вх. № Е-14-49-4 от 29.03.2024 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, с вх. № Е-14-04-2 от 29.03.2024 г. от „Топлофикация - Плевен“ АД, с вх. № Е-14-13-3 от 01.04.2024 г. от „Топлофикация – Бургас“ АД, с вх. № Е-14-53-2 от 01.04.2024 г. от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, с вх. № Е-14-06-2 от 01.04.2024 г. от „Топлофикация-Враца“ ЕАД, с вх. № Е-14-05-3 от 29.03.2024 г. от „Топлофикация-ВТ“ АД, с вх. № Е-14-16-2 от 02.04.2024 г. от „Топлофикация-Разград“ АД, с вх. № Е-14-56-1 от 09.04.2024 г. от „Юлико-Евротрейд“ ЕООД, с вх. № Е-14-09-6 от 01.04.2024 г. от „Топлофикация Русе“ АД, с вх. № Е-14-03-2 от 29.03.2024 г. от „Топлофикация-Перник“ АД, с вх. № Е-14-07-2 от 29.03.2024 г. от „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, с вх. № Е-14-24-5 от 28.03.2024 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, с вх. № Е-14-68-2 от 16.04.2024 г. от „Когрийн“ ООД, с вх. № Е-14-81-1 от 01.04.2024 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“, с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2024 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2024 г. от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“, с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2024 г. от „Инертстрой-Калето“ АД, с вх. № Е-14-58-1 от 19.04.2024 г. от „Алт Ко“ ЕООД, с вх. № Е-14-59-2 от 01.04.2024 г. от ЧЗП „Румяна Величкова“, с вх. № Е-14-31-2 от 29.03.2024 г. от „Брикел“ ЕАД, с вх. № Е-ЗСК-22 от 02.04.2024 г. и с вх. № Е-14-78-2 от 17.04.2024 г. от „Солвей Соди“ АД, с вх. № Е-14-55-3 от 01.04.2024 г. от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, с вх. № Е-14-61-1 от 02.04.2024 г. от „Декотекс“ АД, с вх. № Е-12-00-174 от 10.04.2024 г. от „Енергиен Център Зебра“ ЕООД, с вх. № Е-14-63-1 от 15.04.2024 г. от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД, с вх. № Е-14-69-1 от 29.03.2024 г. от „Овердрайв“ АД, с вх. № Е-13-308-1 от 25.04.2024 г. от „Нова Пауър“ ЕООД, с вх. № Е-14-74-1 от 28.03.2024 г. от „Оранжерии-Петров дол“ ООД, с вх. № Е-14-33-2 от 29.03.2024 г. от „ТЕЦ - Бобов дол“ АД; с вх. № Е-14-71-3 от 29.05.2024 г. от „Топлофикация Петрич“ ЕАД, доклад с вх. № Е-Дк-696 от 30.05.2024 г. и събраните данни и доказателства при проведените на 11.06.2024 г. открито заседание и на 13.06.2024 г. обществено обсъждане, установи следното:

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 заложи 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 обосноваването на разходи и възвръщаемост на капитала.

След извършен регулаторен преглед, Комисията с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., считано от 01.07.2023 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“.

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.

С писмо с вх. № Е-15-57-14 от 09.04.2024 г. „Овергаз Мрежи“ АД е уведомило Комисията, че през месец август 2020 г. дейността на ЛОЦ „Овча Купел“, собственост на дружеството е прекратена, за което Комисията е уведомена с писмо от 06.04.2021 г. С оглед на това, „Овергаз Мрежи“ АД заявява, че е отпаднало задължението на дружеството за подаване на заявления за утвърждаване на цени за топлинна и електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство.

С писмо с вх. № Е-14-65-1 от 09.04.2024 г. „Многопрофилна болница за активно лечение-Търговище“ АД е уведомило Комисията, че поради авария на инсталацията за комбинирано производство и невъзможност да бъде ремонтирана предстои процедура по нейното бракуване и извеждане от експлоатация. С оглед на това, за новия регулаторен период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. дружеството няма да подава заявление за утвърждаване на цени на електрическа и/или топлинна енергия.

Във връзка с подадените в КЕВР заявления за утвърждаване на цени на енергия от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ със Заповед № З-Е-83 от 02.04.2024 г., изменена със заповед № З-Е-89 от 03.04.2024 г. на Председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед на заявленията и приложенията към тях за съответствие с изискванията на 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-696 от 30.05.2024 г. (Доклада), приет от КЕВР с решение по Протокол № 160 от 04.06.2024 г., т. 2 и публикуван на интернет страницата на Комисията.

### **Анализ на финансовото състояние на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ за 2023 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 2023 г.**

### 1. „Топлофикация София“ ЕАД

Съгласно представения от „Топлофикация София“ ЕАД неаудитиран годишен финансов отчет за 2023 г., текущият финансов резултат е *загуба* в размер на 87 290 хил. лв., при отчетена *загуба* от 352 544 хил. лв. за предходната година.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. бележат ръст спрямо предходната година с 8,88%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 21,23%.**

След направен анализ на финансовото състояние на „Топлофикация София“ ЕАД се установява, че собственият капитал на дружеството бележи ръст с 6,07% спрямо предходната година. Увеличение се отчита при активите с 6,56%, както и при краткосрочни задължения – с 25,91%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват влошаване на общата ликвидност, подобряване на финансовата автономност на дружеството, както и на рентабилността на приходите от продажби.

### 2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е положителна стойност в размер на 2 352 хил. лв., формиран от *печалба* 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. За предходната година общият всеобхватен доход е отрицателна величина в размер на 29 837 хил. лв., формиран от *загуба* в размер на 29 818 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 19 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 2023 г., намаляват спрямо предходната година с 12,00%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 16,27% спрямо предходната година.**

От направения анализ на финансовото състояние към 31.12.2023 г. е видно, че размерът на собствения капитал бележи ръст с 7,78% спрямо предходната година. Не се наблюдават съществени изменения при текущите и нетекущи задължения, както и в стойността на активите. Отчита се подобрене във финансовата автономност на дружеството, както и в показателя за рентабилност на приходите от продажби.

### 3. „Топлофикация - Плевен“ АД

Съгласно представения от „Топлофикация-Плевен“ АД неаудитиран годишен финансов отчет за 2023 г., текущият финансов резултат е *печалба* в размер на 5 030 хил. лв., при отчетена *загуба* от 6 782 хил. лв. за предходната година.

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 2023 г. намаляват незначително спрямо предходната година - с 0,19%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 15,68% спрямо 2022 г.**

След направен анализ на финансовото състояние на „Топлофикация-Плевен“ АД се установява, че собственият капитал на дружеството бележи ръст с 14,89% спрямо предходната година. Увеличение се отчита при дълготрайните активи с 43,49%, както и при текущите и нетекущи задължения – с 24,58%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват нарастване на финансовата задлъжнялост на дружеството спрямо предходната година, както и влошаване на общата ликвидност.

#### **4. „Топлофикация Русе“ АД**

Съгласно представения от „Топлофикация Русе“ АД одитиран годишен финансов отчет (индивидуален) за 2023 г. общият всеобхватен доход е отрицателна стойност (**загуба**) в размер на 41 722 хил. лв., при отчетена печалба от 14 410 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 2023 г. се увеличават спрямо предходната година с 25,35%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст с 72,69%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че размерът на собствения капитал през 2023 г. намалява с 65,66% спрямо 2022 г., поради отчетена загуба за текущата година. В тази връзка, при отчетено нарастване на текущите и нетекущи задължения и при намаляване на стойността на активите, дружеството отчита нарастване на дълга и намаляване на общата ликвидност.

#### **5. „Топлофикация - Перник“ АД**

След преглед на представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. на „Топлофикация - Перник“ АД се установява, че дружеството отчита печалба от оперативна дейност в размер на 8 334 хил. лв., като нетният всеобхватен доход за годината, е **печалба** в размер на 1 940 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е отрицателна стойност (**загуба**) в размер на 4 069 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 2023 г. бележат ръст спрямо предходната година с 39,22%;**
- **Разходите от оперативната дейност нарастват с 27,19% спрямо 2022 г.**

От направения анализ на финансовото състояние на „Топлофикация Перник“ АД е видно, че собственият капитал на дружеството бележи ръст с 2,46% спрямо предходната година. Увеличение се отчита и при краткотрайните активи с 49,72%, както и при текущите задължения с 53,27%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват нарастване на финансовата задлъжнялост 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 2023 г., „Топлофикация-Враца“ ЕАД отчита **печалба** в размер на 7 907 хил. лв., спрямо отчетена **загуба** през 2022 г. в размер на 3 607 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 2023 г. бележат ръст спрямо предходната година с 23,51%;**
- **Разходите от оперативната дейност намаляват с 31,84% спрямо предходната година.**

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за финансовото състояние за 2023 г., е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 393,38% спрямо предходната година. Стойността на активите през отчетната година нараства с 3,24% спрямо 2022 г., основно поради увеличение на текущите вземания. Също така се отчита намаление при текущите и нетекущи задължения на дружеството.

Направеният анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показва подобряване на финансовата автономност на дружеството и по-добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

#### **7. „Топлофикация - ВТ” АД**

След преглед на представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. на „Топлофикация - ВТ” АД се установява, че дружеството отчита **загуба** в размер на 1 631 хил. лв., при **загуба** за 2022 г. от 165 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 ръст през 2023 г., спрямо 2022 г. с 58,17%;**

- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2023 г., спрямо 2022 г. с 4,63%.**

От направения анализ на финансовото състояние на „Топлофикация - ВТ” АД е видно, че собственият капитал на дружеството намалява с 11,85% спрямо предходната година, поради отчетен отрицателен финансов резултат. Увеличение се отчита при активите с 1,65%, както и при задълженията, които нарастват с 3,99%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват влошаване на общата ликвидност спрямо предходната година, както и на финансовата автономност на дружеството.

#### **8. „Топлофикация - Бургас” АД**

Дружеството е представило одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., от който е видно, че общият всеобхватен доход за отчетната година 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. За предходната година общият всеобхватен доход е отрицателна стойност в размер на 1 632 хил. лв., формиран от **загуба** в размер на 2 149 хил. лв. и друг всеобхватен доход **печалба** в размер на 517 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 2023 г. се увеличават спрямо предходната година с 29,14%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 28,77% спрямо 2022 г.**

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за финансовото състояние за 2023 г., е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 16,64% спрямо предходната година. Също така, стойността на нетекущите активи през отчетната година е по-висока с 9%, поради придобиване на нови дълготрайни активи и извършени инвестиции.

Направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показва подобряване на финансовата автономност на дружеството в резултат на отчетена по-високата стойност на собствения капитал спрямо привлечените средства. 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**

От представения годишен финансов отчет (неодитиран) за 2023 г. е видно, че „Веолия Енерджи Варна” ЕАД отчита положителен финансов резултат от оперативна дейност (**печалба**) в размер на 1 253 хил. лв., но общият всеобхватен доход за 2023 г. е отрицателна стойност (**загуба**) в размер на 51 хил. лв., главно поради отчетени финансови разходи в размер на 1 285 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход е положителна стойност в размер на 969 хил. лв., формиран от **печалба** в размер на 908 хил. лв. и друг всеобхватен доход **печалба** в размер на 61 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 2023 г., спрямо 2022 г. с 23,82%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2023 г. с 24,27%.**

От направения анализ на финансовото състояние на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е видно, че финансовата автономност на дружеството се подобрява през 2023 г. спрямо предходната година, но се наблюдава намаление на нетния оборотен капитал и незначително влошаване на показателите за ликвидност.

#### **10. „Топлофикация-Разград” АД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. „Топлофикация - Разград” АД е реализирало *загуба* в размер на 356 хил. лв., при отчетена *печалба* за предходната година в размер на 168 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 2023 г., спрямо 2022 г. с 14,99%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 21,66%.**

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. намалява с 11,22% спрямо предходната година. Стойността на нетекущите активи е по-висока с 33,61% спрямо 2022 г., поради придобиване на нови дълготрайни активи. Краткосрочните и дългосрочни задължения на дружеството нарастват с 44,57%. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура, показват влошаване на показателите за ликвидност, както и на показателя за рентабилност на приходите от продажби.

#### **11. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов” ЕАД**

След преглед на представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. на „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД се установява, че дружеството е реализирало *печалба* в размер на 27 хил. лв., при отчетена печалба за предходната година в размер на 4 832 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 2023 г. бележат ръст спрямо предходната година с 44,42%;**
- **Разходите от оперативната дейност през 2023 г. нарастват с 30,74%, спрямо 2022 г.**

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. е с отрицателна стойност в размер на 2 740 хил. лв., а така също, че краткосрочните и дългосрочни задължения нарастват с 2,86% спрямо предходния период. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура, показват влошаване на общата ликвидност и на финансовата задлъжнялост на дружеството спрямо предходната година.

#### **12. „Юлико - Евротрейд” ЕООД**

„Юлико - Евротрейд” ЕООД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2023 г., отчита *печалба* в размер на 85 хил. лв., увеличена спрямо 2022 г. когато е в размер на 31 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 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 21,62%.**

- **Разходите от оперативна дейност намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 22,34%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 7% спрямо предходната година, поради отчетена текуща печалба. От друга страна, задълженията намаляват през отчетната година с 14%, като дружеството отчита подобряване на показателите за финансова автономност и ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.

### **13. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД**

Съгласно представения годишен финансов отчет за 2023 г. дружеството отчита нетна **печалба** в размер на 537 052 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е била 729 463 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 2023 г. намаляват спрямо предходната година с 58,09%;**

- **Разходите от оперативната дейност бележат спад през 2023 г. с 63,01%, спрямо 2022 г.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2023 г., може да бъде направен извод, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД поддържа висока ликвидност и ниска обща задлъжнялост, както и притежава собствени капиталови източници за финансиране в нови дълготрайни активи.

**II. Финансови резултати и изводи от дейността на дружествата с топлинен товар за небитови нужди през 2023 г.**

### **1. „Когрийн“ ООД**

Съгласно представения от „Когрийн“ ООД одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. е видно, че дружеството отчита **загуба** в размер на 726 хил. лв., която намалява спрямо 2022 г., когато е отчетена загуба в размер на 3 612 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба бележат ръст през 2023 г. с 51,79% спрямо 2022 г.;**

- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2023 г. спрямо 2022 г. със 7,86%, като с най-голям дял са разходите за материали (86%).**

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. е отрицателна величина, в размер на 2 618 хил. лв., като краткосрочните и дългосрочните задължения на дружеството надвишават активите с 30%. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура показват, че дружеството не е в състояние да обезпечи задълженията си със собствен финансов ресурс, както и да придобива нови нетекущи активи.

### **2. „Алт Ко“ ЕООД**

Финансовият резултат на „Алт Ко“ ЕООД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., е **печалба** в размер на 188 хил. лв., която намалява спрямо 2022 г., когато е в размер на 1 556 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба на електрическа енергия намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 15,32%;**

- **Оперативните разходи се увеличават незначително през 2023 г., спрямо 2022 г. с 1,69%.**



От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството намалява с 20% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията нарастват през отчетната година със 126,56%, при намаляване на краткотрайните активи с 6,77%, което води до влошаването на показателите за финансова автономност и ликвидност на дружеството спрямо предходната година.

### **3. „Солвей Соди“ АД**

„Солвей Соди“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., отчита *печалба* в размер на 230 392 хил. лв., при отчетена *печалба* за 2022 г. в размер на 49 720 хил. лв.

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

- **Приходите от продажби се увеличават през 2023 г., спрямо 2022 г. с 29,74%;**
- **Себестойността на продажбите също намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 2,53%.**

От направения анализ на финансовото състояние на „Солвей Соди“ АД е видно, че собственият капитал на дружеството бележи ръст с 40,60% спрямо предходната година. Увеличение се отчита при активите с 3,36%, докато текущите и нетекущи задължения намаляват с 55,72%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват подобряване на общата ликвидност, подобряване на финансовата автономност на дружеството, както и на рентабилността на приходите от продажби.

### **4. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2023 г. реализира *печалба* в размер на 860 хил. лв. при отчетена загуба за предходната година в размер на 877 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 23,56%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност (без стойността на продадените активи) намаляват през 2023 г. с 27,59% спрямо 2022 г.**

От направения анализ на финансовото състояние, е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 14,80% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват през отчетната година с 80,24%, при намаляване на краткотрайните активи с 68,72%, което води до подобряване на показателите за финансова задлъжнялост и за обща ликвидност на дружеството спрямо предходната година.

### **5. „Декотекс“ АД**

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., „Декотекс“ АД реализира *печалба* в размер на 888 хил. лв., увеличена спрямо 2022 г., когато е 649 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. намаляват незначително спрямо 2022 г. с 0,04%.**
- **Общите разходи от оперативната дейност през 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 4,64%.**

След направен анализ на финансовото състояние се установява, че собственият капитал на дружеството нараства с 2,26% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват с 31,71%, при незначително намаление на активите с 2,26%. Това от своя страна води до подобряване на показателите за финансова автономност и за ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.

#### **6. ЧЗП „Румяна Величкова”**

От представения одитиран годишен финансов отчет за 2023 г. е видно, че ЧЗП „Румяна Величкова” реализира положителен финансов резултат за годината (*печалба*) в размер на 496 хил. лв., при *печалба* от 550 хил. лв. за 2022 г.

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

- **Нетните приходи от продажба на продукцията намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 22,60%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 30,30 %.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството нараства незначително с 4,19% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват с 17,55%, като намаление се отчита и при активите - с 4,67%, което води до подобряване на показателите за финансова автономност и за ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.

#### **7. „Енергиен център Зебра“ ЕООД**

„Енергиен център Зебра“ ЕООД, съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2023 г. отчита *загуба* в размер на 73 хил. лв., спрямо отчетена *загуба* за 2022 г. в размер на 35 хил. лв.

Общите приходи през 2023 г. от регулирана дейност са в размер на 43 хил. лв., като общите разходи от оперативната дейност възлизат на 116 хил. лв. Собственият капитал е с положителна стойност в размер на 1 176 хил. лв. От друга страна, задълженията нарастват през отчетната година, при незначително намаление на активите с 3,06%. Наблюдава се влошаване на показателите за финансова автономност и за ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.

#### **8. „Инертстрой - Калето“ АД**

„Инертстрой - Калето“ АД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2023 г., отчита нетна *печалба* в размер на 1 097 хил. лв. при печалба от 2 933 хил. лв. за 2022 г.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 32,35 %;**

- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 26,45 %.**

След направения анализ на финансовото състояние се установява, че собственият капитал на дружеството нараства незначително спрямо предходната година. От друга страна, задълженията нарастват през отчетната година с 244,05%, поради увеличение на задълженията към финансови предприятия. Наблюдава се увеличение в стойността на активите с 52,36%, поради извършени инвестиции. Финансовите изчисления, на база обща балансова структура, показват подобряване на общата ликвидност на дружеството и наличие на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

#### **9. „Оранжерии - Петров дол“ ООД**

„Оранжерии - Петров дол“ ООД, съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2023 г., отчита *загуба* в размер на 987 хил. лв. През предходната 2022 г. дружеството е реализирало *печалба* в размер на 1 394 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2023 г. намаляват спрямо 2022 г. с 37,21%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2023 г., спрямо 2022 г. с 10,85%.**

След извършен анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. е отрицателна величина, в размер на 752 хил. лв. От друга страна, задълженията намаляват незначително през отчетната година, но се наблюдава намаление и на стойността на активите с 21,60%, главно поради намаление на вземанията от клиенти. В тази връзка, финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват влошаване на общата ликвидност, както и на финансовата автономност на дружеството.

#### **10. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД**

Съгласно представения одитиран годишен индивидуален финансов отчет за 2023 г., дружеството отчита нетна **печалба** в размер на 12 148 хил. лв., която е намалена спрямо предходната година, когато е 14 596 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 2023 г. спрямо 2022 г. с 67,73%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2023 г. спрямо 2022 г. със 73,44%.**

От направения анализ на финансовото състояние е видно, че собственият капитал на дружеството нараства с 4,53% спрямо предходната година. От друга страна, задълженията намаляват, като дружеството отчита подобряване на показателите за финансова автономност и ликвидност, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г.

#### **11. „Оранжерии - Гимел II“ ЕООД**

„Оранжерии - Гимел II“ ЕООД, съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2023 г., отчита нетна **печалба** в размер на 123 хил. лв., намалена спрямо 2022 г., когато дружеството реализира **печалба** от 1 742 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 2023 г. спрямо 2022 г. с 32,64%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2023 г. спрямо 2022 г. с 20,87%.**

След направен анализ на финансовото състояние се установява, че размерът на собствения капитал на дружеството бележи ръст с 1,0% през 2023 г. спрямо предходната година, докато текущите и нетекущи задължения намаляват с 15,11%. Наблюдава се подобряване на финансовата автономност на дружеството и поддържане на добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрива текущите си задължения.

#### **12. „Оранжерии Гимел“ АД**

„Оранжерии Гимел“ АД, съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2023 г., отчита нетна **печалба** в размер на 81 хил. лв. при отчетена **печалба** за предходната година от 629 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 2023 г. спрямо 2022 г. с 29,73%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност също намаляват през 2023 г. спрямо 2022 г. с 28,33%.**

От направения анализ на финансовото състояние на дружеството се установява нарастване на собствения капитал, намаляване на задълженията с 31,61%, но и намаляване на стойността на активите. Изчислените финансови показатели въз основа на обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват подобряване на финансовата автономност на дружеството, както и по-добра обща ликвидност спрямо предходна година.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2023 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, както следва:

### **12.1. ТЕЦ Оранжевия 200 дка**

Приходите на „ТЕЦ Оранжевия 200 дка“ през 2023 г. са в размер на 7 972 хил. лв. при отчетени 12 174 хил. лв. за предходната година или това е намаление с 34,52%. Намаление се отчита и при общите разходи с 4%. Финансовият резултат от регулираната дейност за 2023 г. е **печалба** в размер на 939 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е 4 790 хил. лв.

### **12.2. ТЕЦ Оранжевия 500 дка**

Приходите на „ТЕЦ Оранжевия 500 дка“ през 2023 г. намаляват на 5 999 хил. лв., спрямо 9 005 хил. лв. за 2022 г. или с 33,38%. Увеличение се отчита при общите разходи с 1%. Финансовият резултат от регулираната дейност за 2023 г. е **печалба** в размер на 497 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е 3 540 хил. лв.

### **13. „Овердрайв“ АД**

Съгласно представения одитиран годишен индивидуален финансов отчет за 2023 г., дружеството отчита **загуба** в размер на 213 хил. лв., която е намалена спрямо предходната година с 20,82%.

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

- **Нетните приходи от продажба бележат ръст през 2023 г. спрямо 2022 г. с 38,10%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2023 г. спрямо 2022 г. с 34,53%.**

След направен анализ на финансовото състояние се установява, че собственият капитал на дружеството намалява незначително с 2,68% спрямо предходната година. От друга страна, стойността на активите нараства през отчетната година, както и задълженията на дружеството. В тази връзка, изчислените финансови показатели на база обща балансова, показват, че дружеството поддържа добра обща ликвидност и финансова автономност.

### **14. „Брикел“ ЕАД**

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2023 г., дружеството отчита **загуба** в размер на 19 419 хил. лв., в т. ч. загуба от оперативна дейност – 12 829 хил. лв. За предходната година дружеството е отчетило загуба в размер на 6 045 хил. лв., в т. ч. загуба от оперативна дейност – 1 237 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 2023 г. спрямо 2022 г. с 26,14%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност нарастват през 2023 г. спрямо 2022 г. с 4,73%.**

След анализ на финансовото състояние на дружеството се установява, че собственият капитал към 31.12.2023 г. е отрицателна величина, в размер на 106 599 хил. лв. От друга страна, общите задължения нарастват незначително през отчетната година, като намаление се отчита и при стойността на активите – с 4,31%. Финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2023 г., показват увеличаване на финансовата задлъжнялост, но поддържане на добра обща ликвидност на дружеството.

Поради непредставяне на годишни финансови отчети за 2023 г., не е извършен анализ на финансовото състояние на следните дружества: „Нова Пауър“ ЕООД и „Димитър Маджаров-2“ ЕООД.

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 01.07.2024 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 са приети на база предоставените от дружествата стойности на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти;

**1.2. Относно разходите за ремонти** е извършен анализ на планираните и реално извършените ремонтни дейности през 2023 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 товарите 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 2023 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 2023 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. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса** са на база отчетен период, коригирани съобразно производствената, ремонтна и инвестиционна програма, както и развитието на топлопреносните мрежи и реалните стойности на загубите в съответствие с разпоредбите на Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 година относно енергийната ефективност и присъединяването на нови потребители на топлинна енергия. Технологичните разходи по преноса са в съответствие с утвърдената методика от КЕВР, съгласно изискванията на чл. 21, ал. 1, т. 19 от ЗЕ. Корекцията на технологичните разходи по преноса се налага с оглед изпълнението на посочената по-горе директива, увеличаването броя на клиентите, присъединени към топлофикационните мрежи и защита на интересите на производителите и потребителите на топлинна енергия. Теплопреносните предприятия не следва да получават икономически изгоди в резултат от неизпълнение на своите задължения за поддръжка на топлопреносните мрежи и намаляване на технологичните разходи по преноса 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 2023 г., периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., включени в цените за изминалия ценови период. За целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи се включват разходи за основно гориво, получени като произведение от цената на въглищата, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за ценовия период;

**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./GJ за природен газ и 0,60 лв./GJ за въглища, съгласно 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 2024 и Q4 2024, Q1 2025 и Q2 2025), която е в пряка зависимост от следните фактори:

11.1. Цената на природния газ на европейските борси.

Европейските цени на природния газ отбелязват значителна нестабилност през последните три месеца. Осреднените TTF търгувани фючърси<sup>1</sup> за периода от 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период) варират от 27,97 €/MWh до 36,43 €/MWh.

<sup>1</sup> Изчислени като средна стойност на сетълмент цените на TTF фючърси за Q3 2024, Q4 2024, Q1 2025, Q2 2025.

Осреднени TTF фючърси за периода от 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г.



Причините за тази динамика са различни, като част от тях са свързани с намалени доставки на норвежки газ към Европа и късно застудяване в големи части от континента, водещи до повишено търсене на природен газ за отопление през втората половина на април. В края на месец април хранилищата в ЕС са запълнени на 62%. Това е над средната за последните 5 години запълняемост от 47% и е подобна на наблюдаваната за същия период на миналата година. Динамиката на запълняемост на газохранилищата на европейския пазар се промени значително след войната в Украйна, но дори ако се приеме, че нагнетяването на природен газ следва темп, подобен на този през 2020 г., европейските хранилища ще достигнат над 95% запълняемост до 01.11.2024 г., което е над целта на Европейската комисия от 90%.

Влияние върху цената оказва и възстановяването на европейската икономика през следващите месеци, съответно индустриалното търсене на природен газ, което към настоящия момент е по-слабо от планираното, търсенето от енергийния сектор, което също се очаква да е по-слабо предвид повишаване на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници. Като цяло доставките на природен газ в Европа се очаква до голяма степен да останат непроменени или леко променени в сравнение с началото на годината, като намалените доставки на втечен природен газ (LNG), както и тези по тръбопроводи с произход Норвегия, Азербайджан и Руската федерация се компенсират с увеличени доставки от Обединеното кралство и държавите от Северна Африка. По-ниските обеми на LNG не трябва да са изненада, предвид обстоятелството, че Азия е по-привлекателен пазар за спот товари, тъй като азиатските цени през по-голямата част от годината се формират като премия плюс цените на европейския пазар.

Предвид горното, очакванията са за стабилизиране на цените на природния газ на нива около средните от горната графика или средна цена около 32,50 евро/MWh за периода от 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 енергиен пазар. Руските доставки през Украйна и Турски поток са увеличени значително през отоплителния сезон 2023/2024. Общите доставки между октомври 2023 г. и март 2024 г. достигат 14,5 млрд. куб. м, спрямо 10 млрд. куб. м, за същия период през предходната зима. Съществува обаче риск за част от руските



тръбопроводни потоци към Европа. Договорът за транзит между Газпром и Украйна изтича в края на тази година, а Украйна няма намерение за удължаването му. Това излага на риск приблизително 5% от общия внос в Европа, въпреки потенциала Русия да увеличи потоците през Турски поток, съответно Балкански поток. Като се има предвид нарастването на LNG доставките през втората половина на тази година и през 2025 г., се очаква европейският пазар да се справи с този риск. Пазарът обаче ще бъде все по-предпазлив относно потенциала за попадане на руските LNG доставки под европейски санкции.

Прогнозните цени за природен газ за предстоящия ценови период са въз основа на данни за фючърсите на природния газ по тримесечия, снети от следния официален сайт на Intercontinental Exchange, Inc.: <https://www.ice.com> за новия регулаторен период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г.

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

	Q3/ Трето тримесечие 2024 г.	Q4/ Четвърто тримесечие 2024 г.	Q1/ Първо тримесечие 2025 г.	Q2/ Второ тримесечие 2025 г.	Регулаторен период 01.07.2024 г.- 30.06.2025 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, лв./MWh	<b>58,67</b>	<b>66,50</b>	<b>70,41</b>	<b>58,67</b>	<b>63,56</b>

**12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП)** е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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<sub>2</sub>),** 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 приспадат безплатните квоти за битови клиенти, предвидени във връзка с 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>. При отчитане на драстични разлики в структурата на микса от горива за отчетения период в сравнение с прогнозния такъв, за регулаторни цели се запазва отчетеният микс през базисната година, коригиран пропорционално на прогнозните количества енергия. Въз основа на календар за търговете на Европейската енергийна борса (European Energy Exchange) за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. е направена симулация на търговете за CO<sub>2</sub> квоти, по месеци, при която е постигната средна цена на CO<sub>2</sub> квоти за целия прогнозен период в размер на **70,00 евро/t CO<sub>2</sub>**.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени при средна цена на CO<sub>2</sub> квоти за периода от 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на **70,95 евро/t**.

Въз основа на верифицирания доклад на съответното дружество за 2023 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 22.05.2020 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:

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

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 ал. 8, т. 2, от НРЦТЕ, лв./MWh;

Ц<sup>I</sup> – 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<sup>II</sup> – 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 общественият 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<sup>1</sup>), изчислена по формулата:

$$\text{Цп}^1 = 0,5 * (\text{Цбг} + \text{Цп}).$$

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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 вида 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 – 0,2760;
2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – 0,3787;
3. „Топлофикация – Плевен“ АД – 0,4180;
4. „Топлофикация – Бургас“ АД – 0,3000;
5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – 0,4150;
6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД – 0,2999;
7. „Топлофикация Разград“ АД – 0,3300;
8. „Юлико Евотрейд“ ЕООД – 0,4000;
9. „Топлофикация-ВТ“ АД – 0,2400;
10. „Топлофикация Русе“ АД – 0,3570;
11. „Топлофикация – Перник“ АД – 0,3000;
12. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД – 0,2800;
13. „Когрийн“ ООД – 0,4900;
14. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 500 дка“ – 0,4200;
15. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 200 дка“ – 0,4310;
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. „Алт Ко“ ЕООД – 0,6636;
21. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД – 0,3490;
22. „Брикел“ ЕАД – 0,3060;
23. „Солвей Соди“ АД – 0,1386;
24. „Декотекс“ АД – 0,4952;
25. „Енергиен център Зебра“ ЕООД – 0,5200;
26. „Овердрайв“ АД – 0,6143;
27. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД – 0,6500;
28. „Нова Пауър“ ЕООД – 0,4900;
29. „Топлофикация Петрич“ ЕАД – 0,5963.

#### **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.

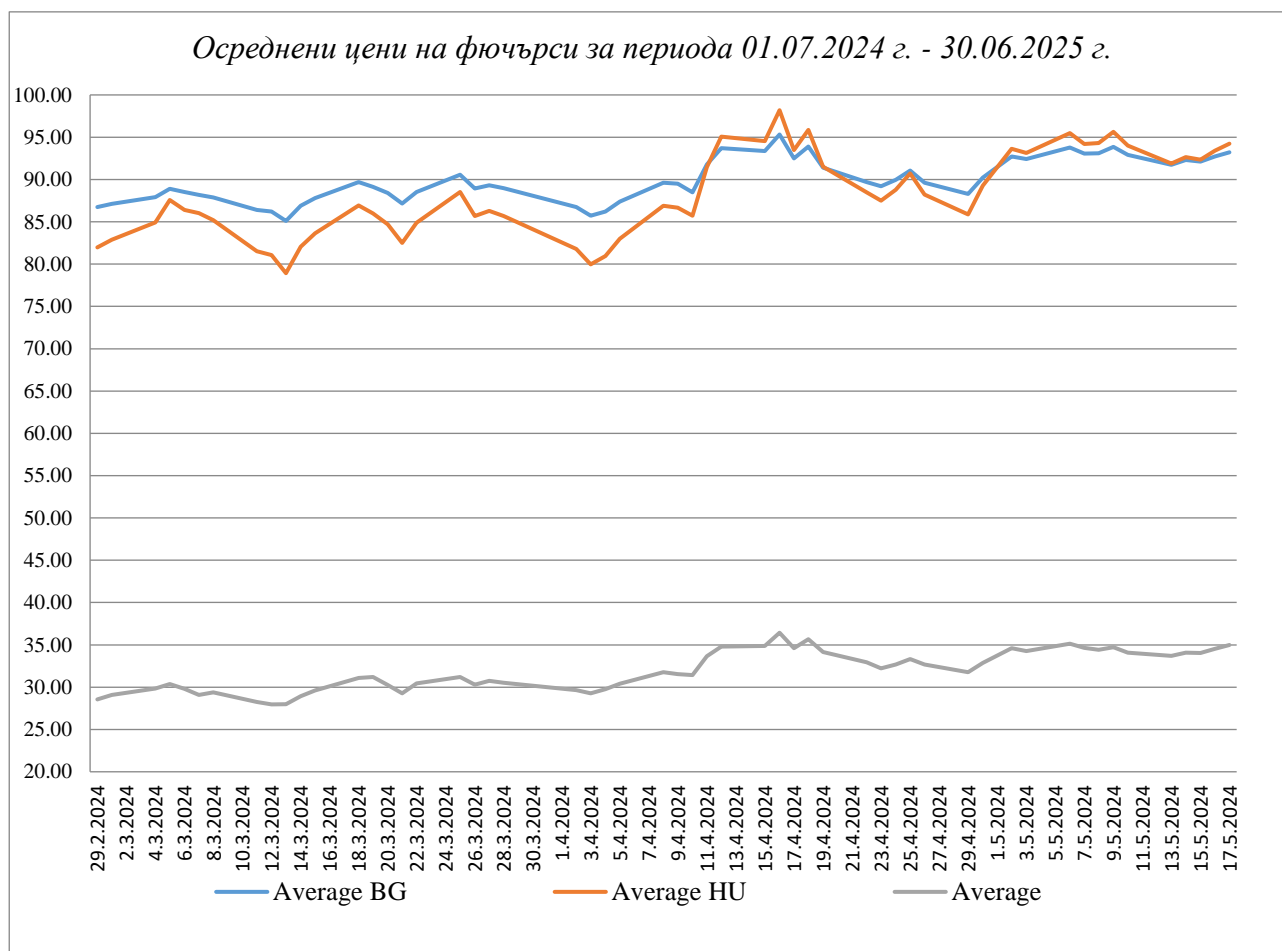
Към настоящия момент не са налице данни от платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани 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“.

Основните движещи фактори за динамиката на цените на електрическата енергия на европейските, съответно регионалните борси са:

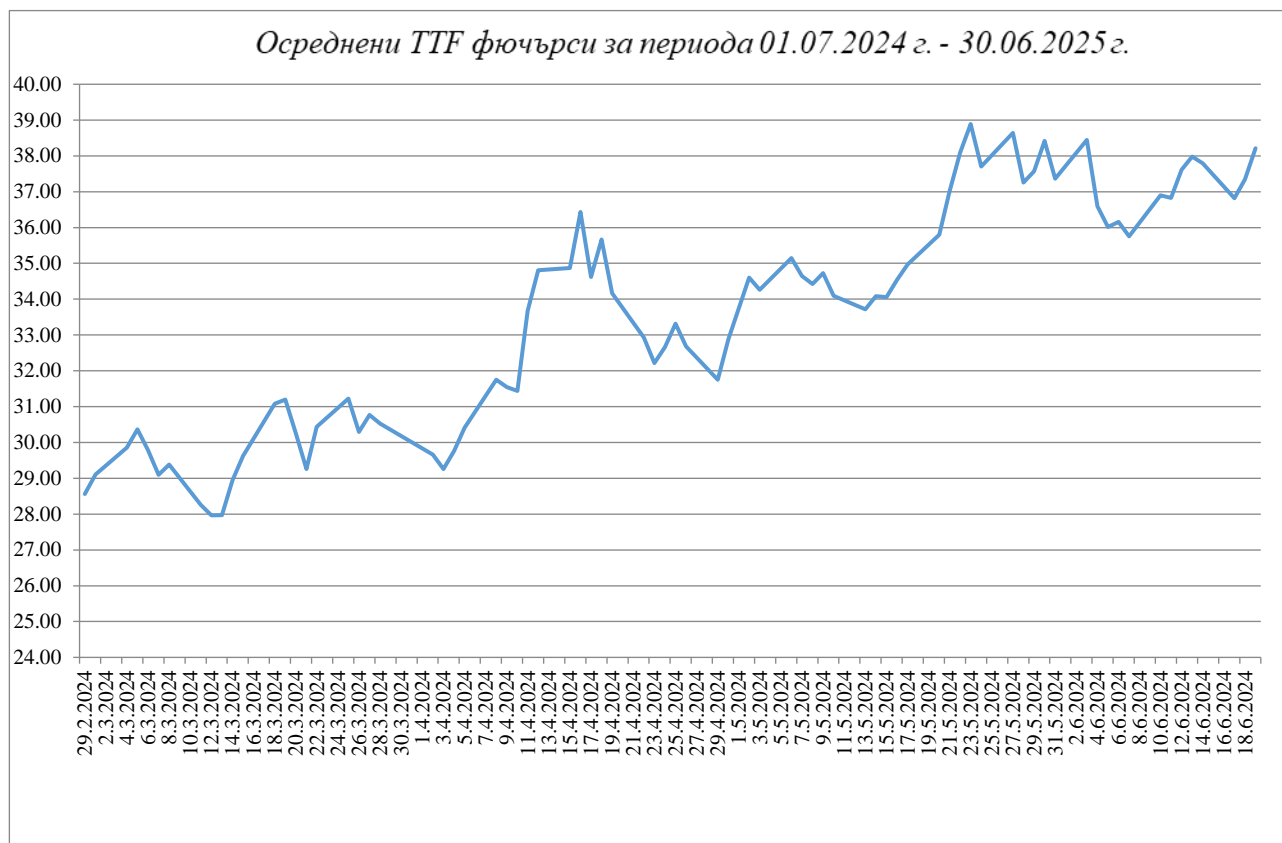
#### 1. Цената на природния газ на европейските борси.

Пряката корелация между цената на електрическата енергия и цената на природния газ на европейските борси 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, което е видно от следващата графика.



Европейските цени на природния газ отбелязаха значителна нестабилност през последните три месеца. Осреднените TTF търгувани фючърси<sup>2</sup> за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период) варираха от 27,97 евро/MWh до 38,89 евро/MWh.

<sup>2</sup> Изчислени като средна стойност на сетълмент цените на TTF фючърси за Q3 2024, Q4 2024, Q1 2025, Q2 2025.



Причините за тази динамика са различни, като част от тях са свързани с намалени доставки на норвежки газ към Европа и късно застудяване в големи части от континента, водещи до повишено търсене на природен газ за отопление през втората половина на месец април 2024 г. В края на месец април 2024 г. хранилищата в държавите – членки на Европейския съюз са запълнени на 62%. Това е над средната за последните 5 години запълняемост от 47% и е подобна на наблюдаваната за същия период на миналата година. Динамиката на запълняемост на газохранилищата на европейския пазар се промени значително след войната в Р Украйна, но дори да се приеме, че нагнетяването на природен газ следва темп, подобен на този през 2020 г., европейските хранилища ще достигнат над 95% запълняемост до 01.11.2024 г., което е над целта на Европейската комисия от 90%.

Влияние върху цената оказва и възстановяването на европейската икономика през следващите месеци, съответно индустриалното търсене на природен газ, което към настоящия момент е по-слабо от планираното, търсенето от енергийния сектор, което също се очаква да е по-слабо предвид повишаване на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници. Като цяло доставките на природен газ в Европа се очаква до голяма степен да останат непроменени или леко променени в сравнение с началото на годината, като намалените доставки на втечен природен газ (LNG), както и тези по тръбопроводи с произход Норвегия, Азербайджан и Руската федерация, се компенсират с увеличени доставки от Обединеното кралство и държавите от Северна Африка. По-ниските обеми на LNG не трябва да са изненада, предвид обстоятелството, че Азия е по-привлекателен пазар за спот товари, тъй като азиатските цени през по-голямата част от годината се формират като премия плюс цените на европейския пазар.

Предвид горното, очакванията са за стабилизиране на цените на природния газ на нива около средните от горната графика или средна цена около 32,50 евро/MWh за периода от 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. (съвпадащ с регулаторния период).

## 2. Геополитически фактори.

Независимо от икономическите фактори, все още остава трудно да бъдат определени тенденциите, които ще движат европейския енергиен пазар. Доставките на природен газ от

Руската федерация през газопреносната мрежа на Р Украйна и през Турски поток се увеличила значително през отоплителния сезон 2023/2024. Общите доставки между месец октомври 2023 г. и месец март 2024 г. достигнаха 14,5 млрд. куб. м., спрямо 10 млрд. куб. м. за същия период през предходната зима. Съществува, обаче, риск за част от руските тръбопроводни потоци към Европа. Договорът за транзитен пренос на руски газ през газопреносната мрежа на Р Украйна изтича в края на 2024 г. и към момента не са налице индикации за евентуално негово продължаване. Това излага на риск приблизително 5% от общия внос в Европа, въпреки потенциала Руската федерация да увеличи газовите доставки през Турски поток. Очаква се, обаче, европейският пазар да се справи с този риск, предвид нарастването на доставките на LNG през втората половина на 2024 г. и през 2025 г. Въпреки това, пазарът на природен газ ще бъде все по-предпазлив относно потенциала за попадане на руските LNG доставки под европейски санкции.

### 3. Развитие на възобновяемите енергийни източници.

Независимо от намаляването на наблюдавания през изминалите три години инвестиционен интерес към изграждането на обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВЕИ), реализирането на нови инвестиции в соларни проекти е значително. През анализирания период се очаква да се въведат в експлоатация голям обем от нови ВЕИ мощности, чиято реализация е започнала през предходни години. Това обстоятелство намалява влиянието на горните два фактора и изкривява пряката корелация между цените на природния газ и на електрическата енергия. При слънчеви и ветровити дни, огромното предлагане в часове с относително ниско търсене на електрическа енергия създава предпоставки за отрицателни цени, особено на пазарите, при които доминират дългосрочните договори. Предвид обстоятелството, че на българския пазар основно се търгува „Ден напред“, това явление не е толкова ясно изразено (тъй като производителите могат да спрат работа при отрицателни цени), като много често разликата между най-ниската и най-високата цена е огромна. Тази динамика, диктувана от метеорологичните условия, се преодолява трудно от пазарите, особено от тези, които са заложили изключително на възобновяеми източници. Фактът, че в моментите на липса на слънце и вятър цените стигат до стойности над 300 лв./MWh е показателен, че все още не са научени уроците от енергийната криза през 2022 г. В тази връзка следва да се има предвид, че за преодоляване на посочените дисбаланси е необходимо да се стимулира мигриращото търсене, което ще промени пазарите. Вероятно улавянето на скоростта на търсенето е следващото предизвикателство, като съвременният дизайн на пазара на електрическа енергия ще трябва да бъде адаптиран към изключително голяма гъвкавост, което няма да се постигне през следващата година, а увеличеното производство от възобновяеми източници ще оказва натиск на средните цени на електрическата енергия в посока надолу.

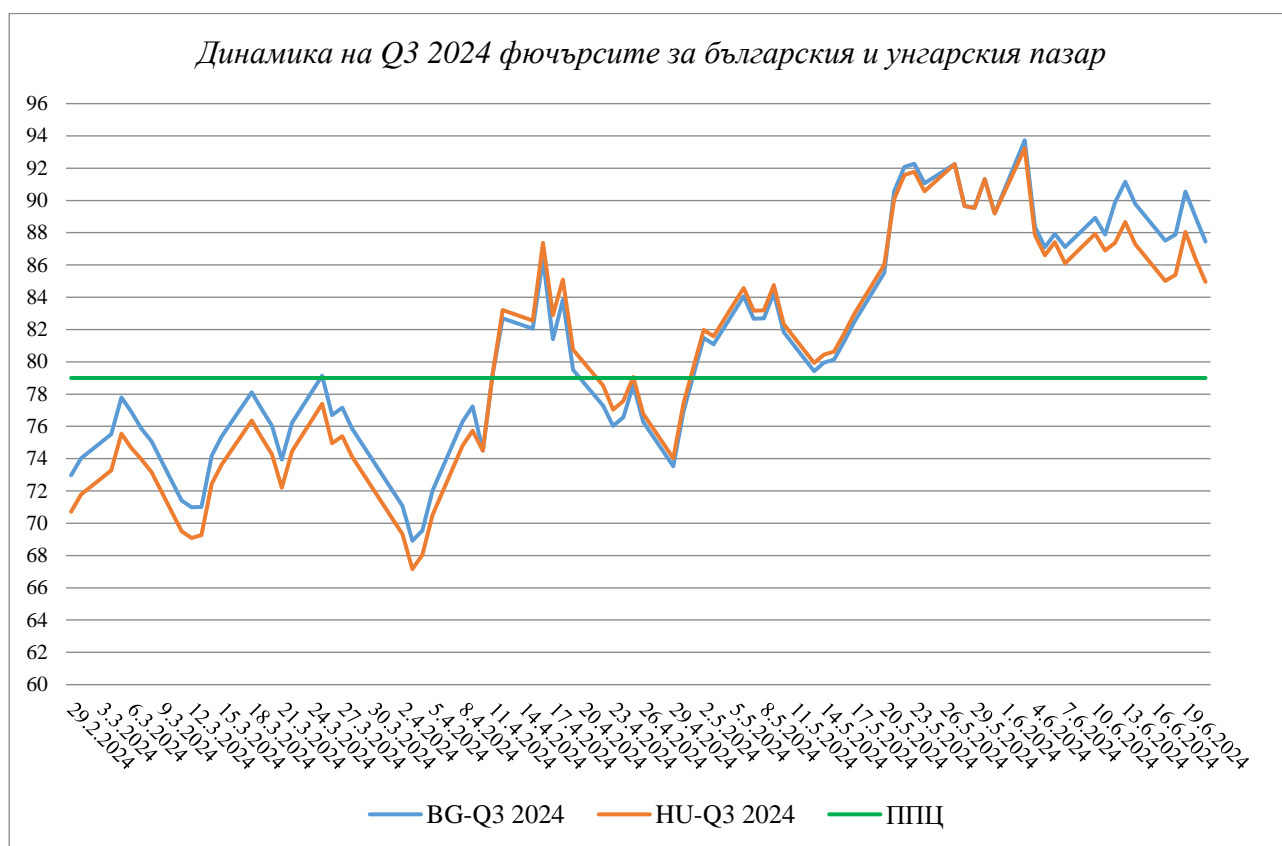
Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона, като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс (отразяващ най-ликвидния пазар в региона) варира между 1,75 евро/MWh и -1,25 евро/MWh, в зависимост от периода на доставка, съответно товарите и производството на електрическа енергия от възобновяеми източници. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърските сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX<sup>3</sup> (European Energy Exchange).

Цените на фючърсите за българския и унгарския пазар отбелязаха значителна нестабилност през последните три месеца.

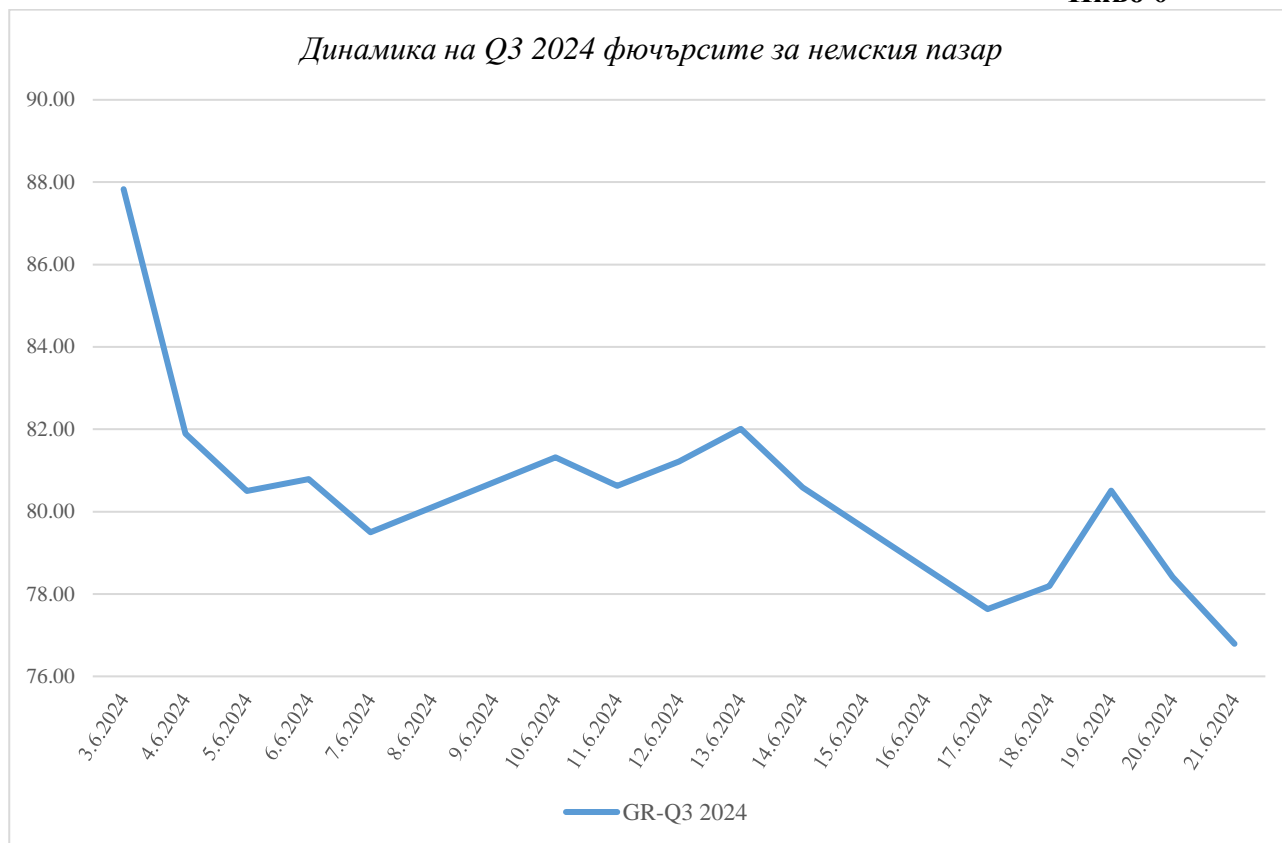
Стойностите за Q3 2024 за българския пазар варират от 68,91 евро/MWh до 93,73 евро/MWh, а за унгарския – от 67,16 евро/MWh до 93,23 евро/MWh, като са представени в следващата графика.

<sup>3</sup> <http://www.eex.com>



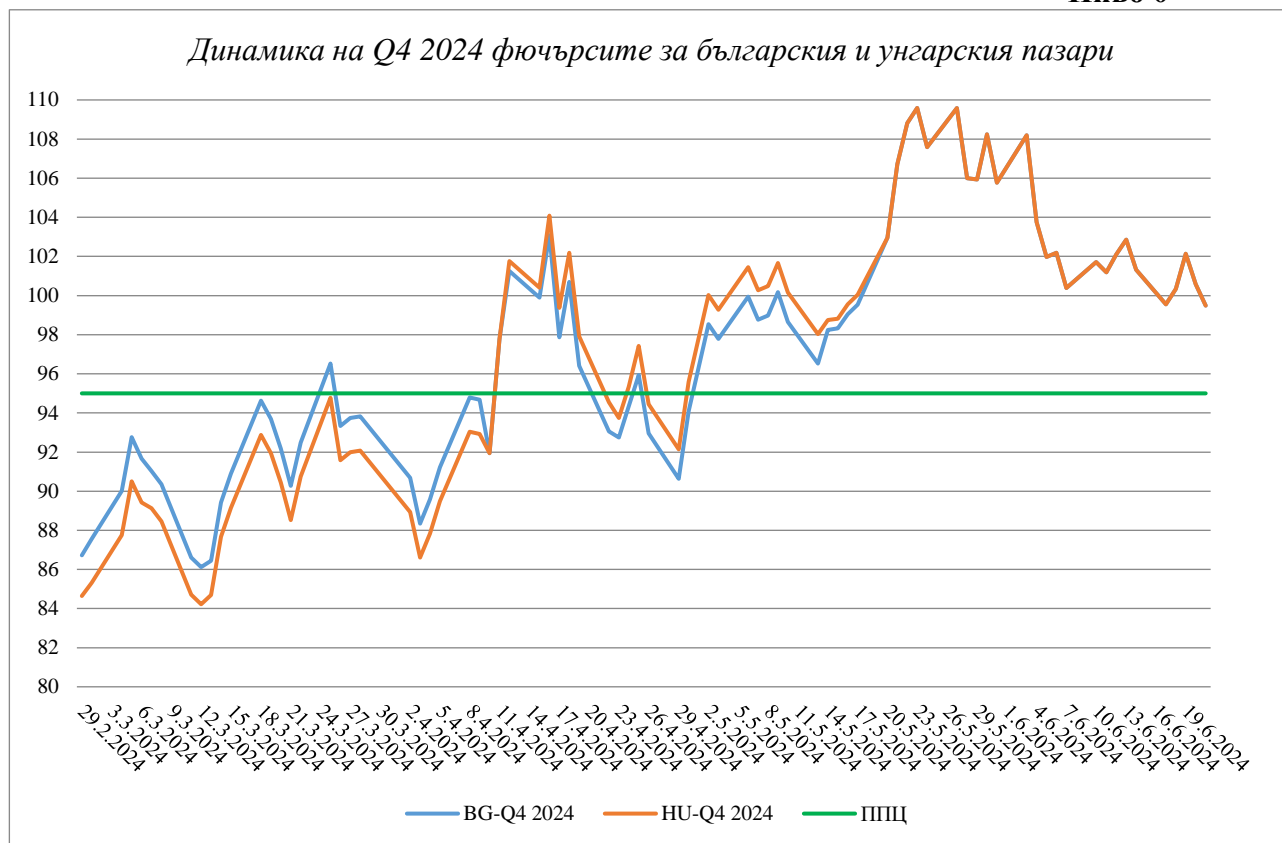
Видно от графиката, през месец март 2024 г. върхът на кривата е на нива от около 79 евро/MWh, като след пробив през април достига почти 87 евро/MWh, след което се редуват спадове и пикове. След като достигна върховата си стойност на 03.06.2024 г. от 93,73 евро/MWh цената устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадите на европейските борси е видно, че фючърсите за българския пазар за периода 03.06.2024 г. – 24.06.2024 г. намаляват с едва 6,69%, докато за европейските пазари намалението е в диапазона между 13% и 17%. За сравнение по-долу е представено изменението на стойността на Q3 2024 фючърсите за немския пазар. Причините за по-бавното движение на цените надолу са от регионален характер и се очаква скоро да бъдат преодоляни, а именно неплановото спиране на един блок на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, което лиши региона от 1000 MW.





Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март 2024 г. и първите 10 дни на месец април 2024 г. и значително понижение спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 2024 г. В тази връзка, прилагайки консервативен подход, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 79 евро/MWh за Q3 2024, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхове нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

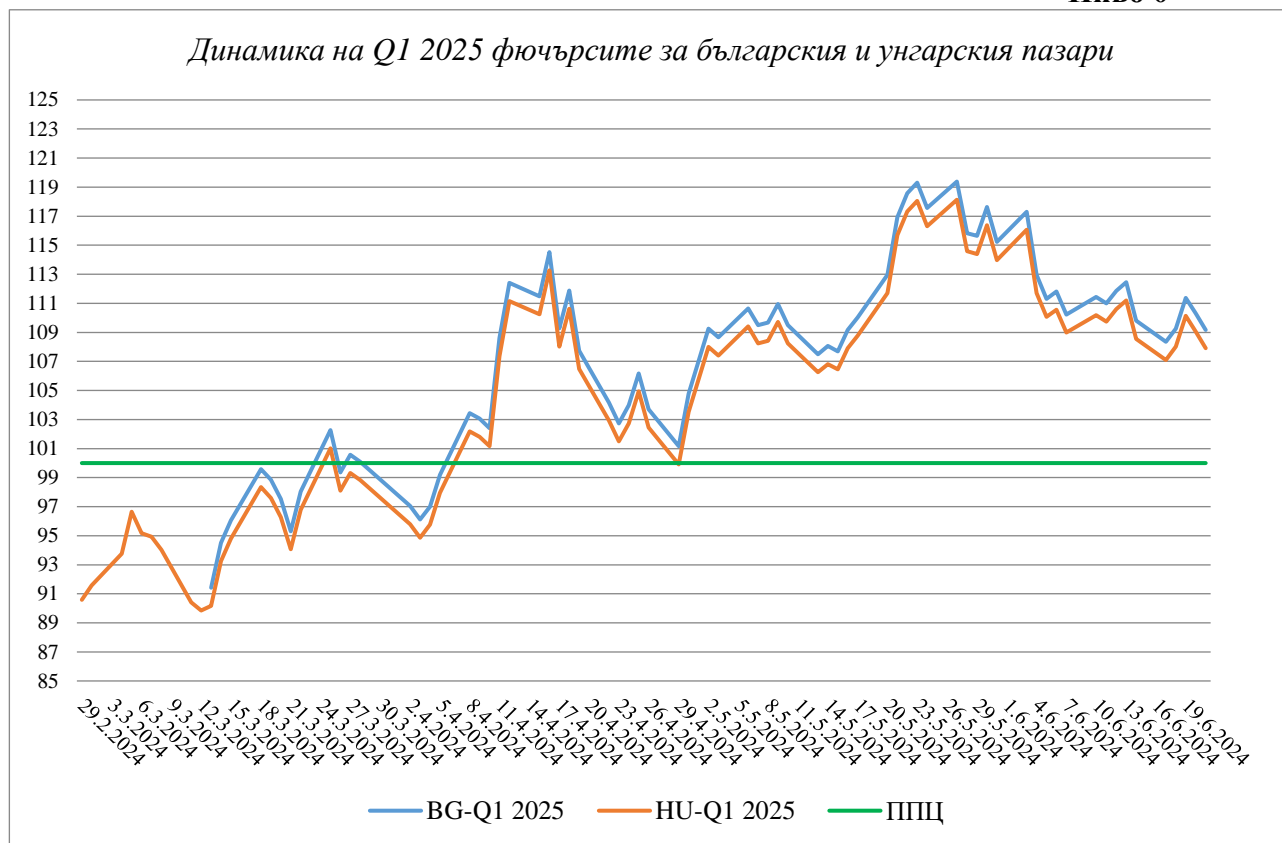
Стойностите за Q4 2024 за българския пазар варират от 86,12 евро/MWh до 109,59 евро/MWh, а за унгарския от 84,22 евро/MWh до 109,59 евро/MWh, като са представени в следващата графика.



Видно от графиката, през месец март 2024 г. върхът на кривата е на нива от около 94 евро/MWh (с едно изключение на 25.03.2024 г., когато за ден достига до 96,53 евро/MWh), като след пробив през април 2024 г. преминава границата от 103 евро/MWh, след което се редуват спадове и пикове. След като достигна върховата си стойност през месец май от 109,59 евро/MWh цената през месец юни устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадовете на европейските борси е видно, че движението надолу на фючърсите за българския пазар е по-бавно спрямо тези на европейските борси, причините за които са коментирани по-горе.

Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март 2024 г. и първите 10 дни на месец април 2024 г. и значително понижение спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 2024 г. В тази връзка, прилагайки консервативен подход, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 95 евро/MWh за Q4 2024, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхови нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

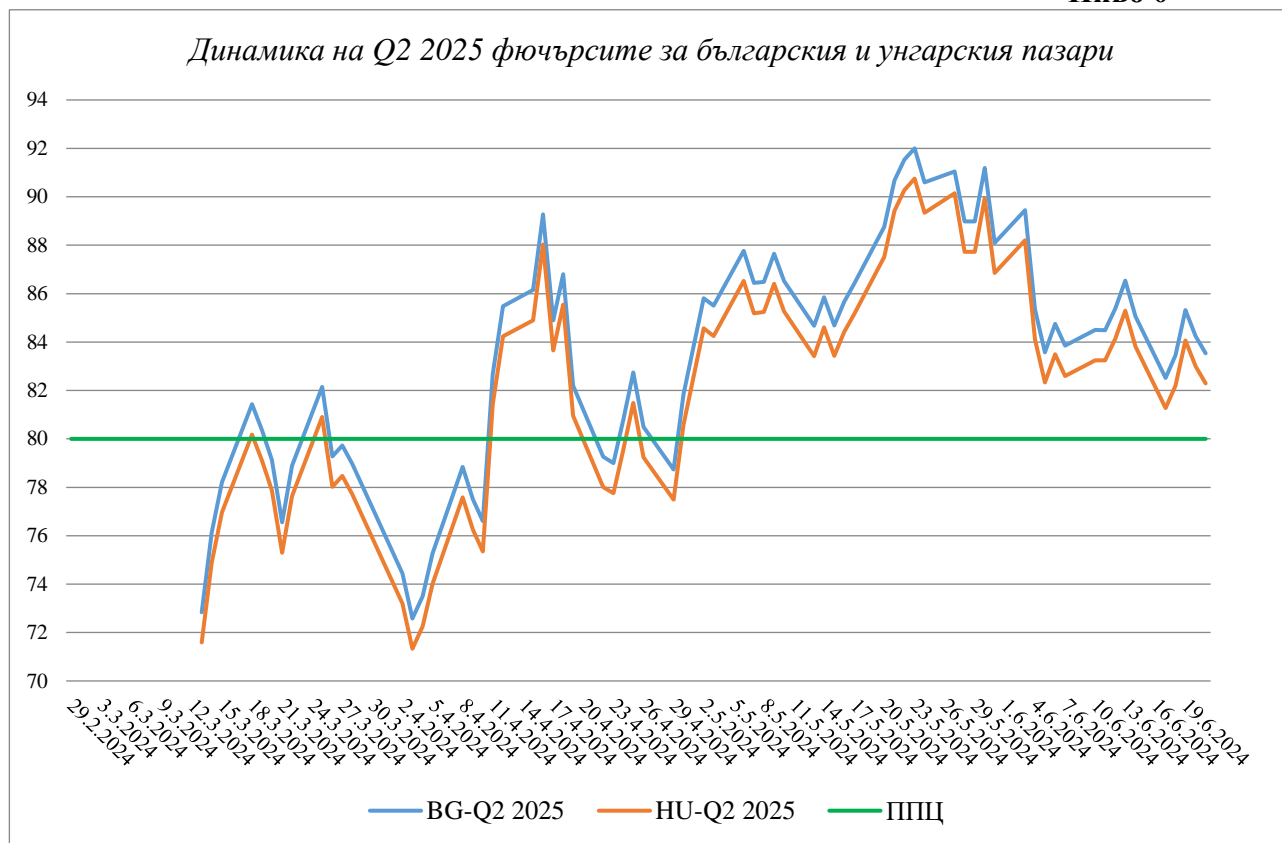
Стойностите за Q1 2025 за българския пазар варират от 91,42 евро/MWh до 119,38 евро/MWh, а за унгарския от 89,85 евро/MWh до 118,13 евро/MWh, като са представени в следващата графика.



Видно от графиката, през месец март 2024 г. върхът на кривата е на нива от около 100 евро/MWh (с едно изключение на 25.03.2024 г., когато за ден достига до 102,26 евро/MWh), като след пробив през април 2024 г. преминава границата от 114 евро/MWh, след което се редуват спадове и пикове. След като достигна върховата си стойност през месец май от 119,38 евро/MWh цената през месец юни устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадите на европейските борси е видно, че движението надолу на фючърсите за българския пазар е по-бавно спрямо тези на европейските борси, причините за които са коментирани по-горе.

Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март 2024 г. и първите 10 дни на месец април 2024 г. и значително понижение спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 2024 г. Следва да се има предвид, че първото тримесечие на 2025 г. е много отдалечено от момента на анализа и е изключително трудно да се направи прогноза на база на наличните данни. Цените през Q1 2025 са силно зависими от климатичните условия, в т.ч. среднодневна температура, брой слънчеви дни, наличие на вятър, както в Северна Европа, така и на Балканския полуостров, които към настоящия момент е невъзможно да бъдат прогнозирани. В тази връзка, прилагайки консервативен подход и допускане, че климатичните условия ще са близки до тези през Q1 2024, е обосновано да се прогнозира стойности от около 100 евро/MWh за Q1 2025, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхове нива преди рязкото покачване от средата на месец април 2024 г. и последвалата волатилност.

Стойностите за Q2 2025 за българския пазар варират от 72,58 евро/MWh до 92,00 евро/MWh, а за унгарския от 71,33 евро/MWh до 90,75 евро/MWh, като са представени в следващата графика.



Видно от графиката, през месец март 2024 г. върхът на кривата е на нива от около 81-82 евро/MWh, като след пробив през април 2024 г. преминава границата от 89 евро/MWh, след което се редуват спадове и пикове. След като достигна върховата си стойност през месец май от 98,17 евро/MWh цената през месец юни устойчиво намалява. Сравнено обаче със спадите на европейските борси е видно, че движението надолу на фючърсите за българския пазар е по-бавно спрямо тези на европейските борси, причините за които са коментирани по-горе. Не е възможно да се определи категоричен тренд за периода, но е видно, че тенденцията е за повишение спрямо стойностите, постигнати през месец март 2024 г. и първите 10 дни на месец април 2024 г. и значително понижение спрямо тези от месец май 2024 г. и началото на месец юни 2024 г. Следва да се има предвид, че второто тримесечие на 2025 г. е значително отдалечено от момента на анализа и е изключително трудно да се направи прогноза на база на наличните данни. Цените през Q2 2025 са силно зависими от климатичните условия, като късно застудяване и/или наличието на големи по обем запаси от вода вследствие на снеготопене, които към настоящия момент е невъзможно да бъдат прогнозирани. Със сигурност обаче следва да се отчете, че през този период соларните централи произвеждат значителни количества електрическа енергия и предвид обстоятелството, че към Q2 2025 ще влязат в експлоатация допълнителни соларни мощности както в България, така и в региона, това неминуемо ще доведе до много ниски, включително и отрицателни цени през слънчевите часове, които ще окажат натиск в посока надолу на средните цени за периода. В тази връзка, прилагайки консервативен подход и допускане, че климатичните условия ще са близки до тези през Q2 2024, е целесъобразно да се прогнозира стойности от около 80 евро/MWh за Q2 2025, отразяващи успокоение на пазарите около постигнатите върхови нива преди рязкото покачване от средата на месец април и последвалата волатилност.

**Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. следва да се определи в размер на 88,50 евро/MWh или 173,09 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 управление на пазара (MMS), оперирана от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), за периода 01.01.2023 г. – 31.12.2023 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 2023 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 2023 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД за 2023 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 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.

1	Средна цена за базов товар на пазарен сегмент „Ден напред“ на БНЕБ ЕАД	203,10 лв./MWh
2	Постигнатата среднопретеглена цена	208,52 лв./MWh
3	Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	1,02665
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.	173,09 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	177,70 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 33а от ЗЕ, прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е 177,70 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 11.06.2024 г. Комисията е провела открито заседание за разглеждане на Доклада и на 13.06.2024 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 01.07.2024 г. Съгласно решение на КЕВР по Протокол № 160 от 04.06.2024 г., т. 2, е осигурена и възможност за дистанционно участие чрез програмата за комуникация Skype.

Предвид горното, с писмо с изх. № Е-14-01-06 от 04.06.2024 г. КЕВР е поканила лицата, представляващи дружествата в сектор „Топлоенергетика“, за присъствено или виртуално участие в откритото заседание чрез програмата за комуникация Skype.

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 съобщения, публикувани на интернет страницата на Комисията, съгласно решение на КЕВР по Протокол № 170 от 11.06.2024 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 чрез програмата за комуникация Skype в общественото обсъждане.

С писмо с изх. № Е-03-17-28 от 11.06.2024 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“, Комисия за защита на потребителите.

На общественото обсъждане присъствено участие е взел г-н Ясен Цветанов – гражданин и дистанционно участие, чрез програмата за комуникация Skype, е взел г-н Михаил Ковачев – изпълнителен директор на „Топлофикация-Разград“ АД.

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 – Бургас“ АД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация-Враца“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ АД, „Топлофикация-ВТ“ АД, „Топлофикация-Перник“ АД, „Топлофикация-Разград“ АД, „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „ТЕЦ – Бобов Дол“ АД, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, „Инертстрой-Калето“ АД, ЧЗП „Румяна Величкова“, „Топлофикация Петрич“ ЕАД и от г-н Ясен Цветанов.

## **ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ НА ТОПЛИННА И ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ПО КОМБИНИРАН НАЧИН И ПРЕМИИ ЗА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“**

### **1. „ТОПЛОФИКАЦИЯ СОФИЯ“ ЕАД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-01-4 от 01.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

• **Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 97,78 лв./MWh без ДДС, в т. ч:**

- 125,08 лв./MWh – цена получена съгласно ценовия модел;
- - 27,30 лв./MWh - корекция на необходимите приходи по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ;

• **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 – 89,24 лв./MWh без ДДС, в т. ч.:**

- 116,55 лв./MWh – цена получена съгласно ценовия модел;
- - 27,30 лв./MWh - корекция на необходимите приходи по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ;

• **Преференциална цена на електрическата енергия – 426,46 лв./MWh без ДДС, в т.ч.:**

- 555,48 лв./MWh - преференциална цена на електрическа енергия получена съгласно ценовия модел;
- 129,02 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	955,92	703,57	555,48	21,04
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	137,93	137,93	125,08	9,316
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	133,79	133,79	116,55	12,9

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

- цена на природен газ – 674,93 лв./kNm<sup>3</sup>;
- цена на мазут – 466,00 лв./t;
- цена на газьол – 2689,39 лв./t.

„Топлофикация София“ ЕАД е приложило документи, съгласно подробен опис, в т.ч. неаудитиран финансов отчет за 2023 г., като не са приложени справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2023 г.

С писмо с изх. № Е-14-01-4 от 04.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация за получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения 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. С писмо с вх. № Е-14-01-4 от 15.04.2024 г. „Топлофикация София“ ЕАД е представило в КЕВР изискваната информация.

**„Топлофикация София“ ЕАД е представило следната обосновка:**

**Производствена програма за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 4 647 717 MWh, което е с 6,4% повече 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 19,76%. Относителният дял през базовата година е съответно 20,51%. 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 0,90% 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: 228 329 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа; 631 705 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях; 41 185 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 87 700 MWh, което представлява около 1,89% от brutната 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 934 100 MWh, количество с 4,6% повече спрямо произведеното за изтичащия регулаторен период. Планираната за реализация енергия е 774 247 MWh, което представлява увеличение с 5% спрямо прогнозираната за изтичащия период. Това е направено на база очаквания топлинен товар, обезпечаваш 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 18 088 MWh или 2,34% 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 2024/2025 г. възлиза на 670 305 km<sup>3</sup> 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 82,01%, която ще е с 0,11% по-ниска



спрямо постигнатата през отчетната 2023 година.

**Признати годишни разходи за дейността за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.** – 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 2023 г. или прогнозираните в бизнес плана на дружеството за 2024 г.

#### **Условно постоянни разходи**

**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 43 669 хил. лв., планирани при симулирана амортизация за едногодишен период на база предварителния отчет за 2023 г. В стойността им не е включен ефектът на нарасналата справедлива стойност на нетекущите активи в резултат на извършената пазарна оценка към 31.12.2023 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“ 68,2% за топлинна енергия и 31,8% за електрическа, а за ТЕЦ „София Изток“ – 61,8% за топлинна енергия и 38,2% 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 13 133 хил. лв. и формират 1,5% от предложените годишни разходи за дейността по лицензията за периода 2024 г. – 2025 г. Включени са предвидените ремонтни дейности на машини и съоръжения в топлоизточниците, топлопреносната мрежа, сгради и други съоръжения, обслужващи лицензионните дейности. В разходите за ремонт не са включени разходи с инвестиционен характер, както и разходи за ремонт на активи, които са извън лицензионната дейност на дружеството. Разпределението на разходите за ремонт в справка № 1 „Разходи“ е следното:

Разходите за ремонт в производството са в общ размер на 6 246 хил. лв. и са разпределени както следва: 885 хил. лв. са за ремонтни дейности отнесени към топлинната енергия, като те включват предвидените ремонти в централите на дружеството,

произвеждащи само топлинна енергия; 1 960 хил. лв. са разходите за ремонт отнесени към електрическата енергия, определени на база предвидените разходи за ремонт в електро цеховете на двете централи с комбинирано производство; разходите за ремонт отнесени към двата продукта са на стойност 3 401 хил. лв. и включват всички останали ремонтни разходи в двете централи с комбинирано производство;

Планираните разходи за ремонт в преноса на топлинна енергия са на стойност 6 887 хил. лв. Средствата са предвидени за ремонти на главни стебла, отклонения, мрежи, камери, помпени и абонатни станции в четирите топлорайона, както и дейности като обследване на главни паропроводи, ремонт на мрежови помпи и други.

**Разходи за заплати, възнаграждения и осигуровки** – общият размер на планираните разходи е 118 433 хил. лв., от които 91 828 хил. лв. за заплати и възнаграждения и 26 606 хил. лв. за осигурителни вноски и социални разходи. Размерът им е планиран в съответствие с прогнозната средна брутна работна заплата за дружеството след увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2024 г., като за регулаторния период не е заложено допълнително увеличение на възнагражденията.

Посочва се, че дружеството е предприело мерки за оптимизация на персонала през последните три години, като има устойчива тенденция за намаляване на общия му брой. В сравнение с края на 2019 г. заетите в дружеството към 31.12.2023 г. са намалели със 168 души основно за сметка на заетите в администрацията. Повече от половината новопостъпващи служители се назначават за осигуряване на основната дейност в топлофикационните райони. Дружеството търси възможности за редуциране на персонала чрез модернизация и оптимизация на бизнес процесите, като се осъществява плавно нарастване на възнагражденията, с цел поддържане на необходимия критичен брой от персонал за осъществяването на лицензионната дейност, както и привлекателно работно място за работа на квалифицирани млади специалисти.

Посочва се, че през 2023 г. средната брутна работна заплата в дружеството остава с 13% по-ниска спрямо средната заплата в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“.

**Разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – прогнозният размер на тези разходи е 33 946 хил. лв., което е увеличение с 6% спрямо отчетените през 2023 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. В общия случай предвиденото увеличение е в размер на 4,8% съгласно прогнозната инфлация за 2024 г. публикувана в есенната макроикономическа прогноза на Министерство на финансите.

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), квалификация и опазване на околната среда. Предвиденото увеличение на разходите за охрана е свързано с увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2024 г., а на останалите разходни позиции с действащи договорни отношения и други обективни фактори.

**Променливи разходи** – планирани са в съответствие с производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и прогнозните цени на горивата за производство, CO<sub>2</sub> емисиите и останалите суровини, като общият им размер е 642 853 хил. лв. Разходите за природен газ са на стойност 452 410 хил. лв. и формират 53% 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 2024 г. За целите на ценообразуването дружеството е използвало наличните към 24.03.2024 г. тримесечни фючънси на холандския газов хъб ТTF.

При тези цени на база прогнозната консумация е получена среднопредетеглена цена за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. в размер на 60,17 лв./MWh. Към нея са прибавени съответно: 1,02 лв./MWh – средна цена за пренос през газопреносната мрежа собственост на

„Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2023 г. – 30.09.2024 г. и 2,24 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 63,43 лв./MWh.

**Разходите за закупуване на квоти за въглеродни емисии** – прогнозираните са в размер на 157 766 хил. лв., като същите са изчислени с прогнозна цена от 75,00 евро/t CO<sub>2</sub> съгласно формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации на ИАОС, при емисионен фактор и долна топлина на изгаряне на горивото за 2023 г. Общото прогнозно количество генерирани емисии от инсталациите на дружеството е в размер на 1 269 746 t, като за ценовия период са приспаднати по ½ от полагащите се безплатни емисии за 2024 г. и 2025 г. по Европейската схема за търговия с емисии в общ размер на 194 222 t. Общо предвидените за закупуване квоти за новия ценови период възлизат на 1 075 525 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 425 026 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 2023 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 съгласно Международните счетоводни стандарти, почивните станции и имотите, отдадени под наем, както и е приспадната стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин в размер на 51 851 хил. лв.

**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 100 979 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 възвръщаемост** – общата норма на възвръщаемост на капитала за ценови период 2024 г. – 2025 г. е изчислена съгласно Указания-НВ в размер на 8,52%, преди данъци като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2023 г.

Капиталовата структура към 31.12.2023 г. се състои от 100% собствен капитал, като съгласно предварителния, неаудитиран финансов отчет към 31.12.2023 г. собственият капитал е в размер на 567 605 хил. лв. Съгласно разпоредбите на т. 38 от Указания НВ към стойността на собствения капитал не е отчетен текущия финансов резултат за 2023 г. в резултат на което размерът му посочен в ценовия модел е 654 895 хил. лв.

За определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал дружеството е използвало прилагания от Комисията Модел за оценка на финансовите активи (Capital Assets Pricing Model – CAPM). Съгласно Модела CAPM формулата за определяне на цената на собствения капитал е следната: НВСК = Безрискова премия +  $\beta_e$  \* Пазарна рискова премия.

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 4,0299%. По данни, публикувани на сайта на Aswath Damodaran – betaEurope.xls (live.com), безлостовият  $\beta$  коефициент за сектор „Енергетика“ в Европа е 0,524, като при капиталова структура на дружеството към 31.12.2023 г. със 100% дял на собствения капитал,

лостовият  $\beta$  коефициент остава без промяна в размер на: 0,524.

Относно пазарната рискова премия съгласно публикациите на сайта на Aswath Damodaran пазарната рискова премия за България е в размер на 6,94%, която включва в себе си системен риск за развити пазари от 4,60% и 2,34% - специфичен странови риск за България.

На база на описаните изходни данни и прилагане на формулата за определяне на цената на собствения капитал по модела CAPM, нормата на възвръщаемост на собствения капитал е в размер на 7,66%. При залагане в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ на ценовия модел актуалната норма на възвръщаемост на собствения капитал, **среднопотеглената норма на възвръщаемост за дружеството преди данъчно облагане съгласно ценовия модел е в размер на 8,52%.**

**Корекция по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ** – по актуалните разчети на дружеството до края на регулаторния период надвзетият приход от природен газ ще достигне прогнозно 160 389 хил. лв., а този от въглеродни емисии 39 398 хил. лв. или общ размер на корекцията по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ в прогнозен размер от – 199 787 хил. лв. За целите на ценовото заявление 50% от прогнозния размер на корекцията на необходимите приходи е отразена при изчисленията на преференциалните цени на електрическата енергия и 50% при изчисленията на цената на топлинната енергия, както следва:

- 99 893 хил. лв. / 3 658 797 MWh топлинна енергия за реализация = -27,30 лв./MWh, намаление на цената на топлинната енергия;

- 99 893 хил. лв. / 774 247 MWh продадена електрическа енергия = -129,02 лв./MWh, намаление на преференциалната цена на електроенергията (премията по чл. 33а от ЗЕ).

**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 емисии CO<sub>2</sub> е коригирана от 146,68 лв./t на 136,91 лв./t (70,00 евро/t), в съответствие с т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 1 075 525 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t x 1 075 525 t = 147 250 хил. лв.

1.2. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 396, 491 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи, в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

2. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 901 220 MWh (19,76%) на 706 803 MWh (15,5%) или със 194 417 MWh, в съответствие с т. 6 от общия подход.

3. 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 среднопотеглена 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:

3.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

3.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,15 лв./MWh;

3.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,03 + 2,46 = 3,49 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

## Крайна цена на природен газ – 69,64 лв./MWh.

### 4. Норма на възвръщаемост на капитала:

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопотеглена цена на капитала. Среднопотеглената 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.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$NB = (ДСК * NB_{СК} + ДПК * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$ , където:

$NB$  е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$ДСК$  – дялът на собствения капитал в общия капитал, %;

$NB_{СК}$  – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

$ДС$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$ДПК$  – дялът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$NB_{ПК}$  – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета ( $\beta$ ) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$NB_{СК} = NB_{Б} + \beta L * (NB_{П} - NB_{Б})$ , където:

$NB_{Б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{П}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопотегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на

дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>4</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Във връзка с гореизложеното и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	0%
3	Дял на собствения капитал	100%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11=(p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>6,13%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,13%.

<sup>4</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

[TLP-WHITE]

Ниво 0

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

2023/2024															
Отчетни данни															
месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:		
Количество, Qg	MWh	234 779	239 845	265 562	293 759	734 353	1 002 157	1 132 579	804 960	891 122	561 021	279 466	247 413	6 687 016	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	94,22	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	70,34	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	7 897,95	8 286,65	8 197,91	9 932,00	8 885,67	6 734,49	18 823,47	18 626,77	32 641,81	19 848,92	10 376,57	9 456,12	159 708	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	70,34	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	70,34	
<b>2. Корекция по въглеродни емисии</b>															
Количество, Qe	тона	984 495													
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00						разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.					
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95						-190 606,44	-187 212,40	3 394,04					
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	32 829,86													
													$H_t = Q_g * (C_{pr} - C_{pl}) + Q_e * (C_{pe} - C_{pl}) - Pt - 1$	=	195 932,23

**„Топлофикация София“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-01-7 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

1. По отношение на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия**, дружеството възразява срещу извършеното намаление на тези разходи от 19,76% до 15,5%. В тази връзка, посочва, че „Топлофикация София“ ЕАД има най-нисък процент на загуби по преноса в сравнение с всички топлофикационни дружества в страната, като през последните 10 години размерът им варира между 18% и 20%. Счита, че намалението на технологичните разходи по преноса е технически необосновано, а така също и увеличаването на реализираната топлинна енергия. Отбелязва, че разполага с топлопреносна мрежа (ТПМ) с дължина 1 033 км, от които 60,7% са положени в канали и тунели, 36,8% са предварително изолирани тръби и 2,5% - надземно положени. Посочва, че съобразно чл. 638 от Наредба № 9 за техническа експлоатация на електрически централи и мрежи, дефиниращ допустимото количество добавъчна вода, „Топлофикация София“ ЕАД по отчетни данни не надвишава нормите. След направени изчисления от експерти на дружеството, при напълно новоизградена ТПМ, изцяло от безканално положени, предварително изолирани тръби, загубите от излъчване на топлинна енергия в околната среда на годишна база се оценяват на 8,6%, а загубите от собствено потребление (деаерация и подгриване на добавъчна вода) на годишна база се оценяват на 3,9% или общо 12,5%, без да са добавени загубите от пропуски на топлоносител по преноса. Вземайки предвид спецификата на инфраструктурата на столицата и необходимостта от предимно канално и тунелно полагане на топлопроводите, признатите от КЕВР загуби от 15,5% са физически и технологично достижими единствено при напълно рехабилитирана топлопреносна мрежа, което е процес, изискващ значителен времеви и финансов ресурс. Дружеството посочва, че са предприети конкретни мерки и през 2024 г. реализацията на цялостна стратегия за модернизация и дигитализация на топлопреносната мрежа на столицата е стартирана.

Дружеството заявява, че корекцията на технологичните разходи и съответното завишение на количеството на топлинната енергия в размер на 194 417 MWh, което няма да е в състояние да реализира, ще доведе до директна финансова загуба, възлизаща на близо 25 млн. лв. Настоява Комисията да приеме реалистичен подход за определяне на технологичните разходи по преноса, като намалява размера им постепенно, с между 1 – 1,5% годишно, считано от новия ценови период, до достигане на определената за реалистична целева стойност от 15%.

2. Дружеството възразява относно изчисления размер на **надвзет приход от природен газ, съгласно чл. 24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл.8, ал.10 от НРЦТЕ**, като отбелязва, че изчисленията на надвзет/недовзет приход от природен газ в Доклада са извършени с прогнозни данни за периода от м. март 2024 г. до м. юни 2024 г. Дружеството прилага таблица с данни за реално консумирано количество природен газ за месеците март 2024 г., април 2024 г. и май 2024 г., като посочва, че от същата е видно, че надвзетият приход е с 14 531 хил. лв. по-малко спрямо изчисления в Доклада. В тази връзка е направено искане същият да бъде актуализиран на база реално консумиран природен газ.

3. Дружеството възразява относно **липсата на механизъм за компенсиране на приходите** между действително реализираната борсова цена на електрическата енергия и определената от Комисията прогнозна пазарна цена. В тази връзка, дружеството отбелязва, че за последните два регулаторни периоди са отчетени с близо 93,9 млн. лв. по-малко приходи в резултат на разликата между реализираните борсови цени и определената прогнозна пазарна цена. „Топлофикация София“ ЕАД счита, че аналогично на прилагания механизъм при природния газ, е необходимо да бъде разработен и прилаган механизъм, който да компенсира топлофикационните дружества, съответно потребителите, при наличие на значителни отклонения от реалните борсови цени спрямо прогнозните пазарни цени.



**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението на дружеството относно направените корекции на количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса не се приема.**

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 през изминали години, гранични стойности на разхода, 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. Комисията счита, че 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. Корекцията на разхода се налага и поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. 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 топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. 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. 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. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. 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 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 реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 19,76%;
- отчетени за 2023 г. – 20,51 %;
- признати за новия ценови период – 15,5%.

## **2. Възражението по отношение на корекциите на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл.8, ал.10 от НРЦТЕ не се приема.**

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:

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

$Nt$  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 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  $Nt-1$ , лв.;

$t$  – ценовият период.

Отчетните данни за периода от 01.03.2024 г. до 30.06.2024 г., следва бъдат съобразени при корекцията за предходен ценови период чрез показателя  $Pt-1$  в следващия ценови период, съгласно чл. 24а от НРЦЕЕ.

**3. Възражението по отношение липсата на механизъм за компенсиране на приходите между действително реализирана борсова цена и определената прогнозна пазарна цена на електроенергията не се приема.**

За целите на чл. 33а от ЗЕ комисията извършва анализи и определя прогнозна пазарна цена за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за съответния ценови период.

Производители на електрическа енергия с обекти с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, както производител е „Топлофикация София“ ЕАД, следва да продават произведената електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия (чл. 100, ал. 4 и 6 от ЗЕ), като при наличие на законовите изисквания на тези производители се изплаща и премия. ЗЕ не предвижда механизъм за компенсиране на приходите между действително реализирана борсова цена и определената прогнозна, като дружествата следва да са активни участници на пазара на електрическа енергия.

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

<b>„Топлофикация София“ ЕАД</b>			
	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>			
1. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия	302 665	335 708	+10,9
2. Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> )	157 766	147 250	-6,6
<b>Справка № 5 – „ТИП в преноса“</b>			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	19,76	15,5	-4,26
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	3 658 797	3 853 214	+5,31

**След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Топлофикация София“ ЕАД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	278,69
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	100,99
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	128,25
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	124,40

**Ценообразуващи елементи на изчислените цени:**

- Необходими годишни приходи – 915 418 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 889 066 хил. лв., от които условно-постоянни – 207 256 хил. лв. и променливи – 681 810 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 429 721 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,13%;
- Количество електрическа енергия – 774 247 MWh, в т.ч.:

- количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 738 247 MWh;
- комбинирана електрическа енергия – 36 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 853 214 MWh.

## 2. „ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПЛОФИКАЦИЯ“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-49-4 от 29.03.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 156,94 лв./MWh без ДДС;
2. 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 – 155,94 лв./MWh без ДДС;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 230,09 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	506,12	408,39	230,09	-43,66
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	137,96	137,96	156,94	+13,76
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	136,96	136,89	155,94	+13,91

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природен газ – 669,07 лв./knm<sup>3</sup>.

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 м. юли 2024 г. – м. юни 2025 г., които са изчислени от дружеството в размер на 5 868 лв. без ДДС. Дружеството също посочва, 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. За изпълнение на това свое задължение, е сключен договор с „ТЮФ Рейнланд България“ ЕООД на стойност 31 800 лв. без ДДС, стойност, която се иска да бъде компенсирана.

С писмо с изх. № Е-14-49-5 от 05.04.2024 г. от дружеството е изисквана следната допълнителна информация: обяснение, със съответните мотиви, по отношение на установено разминаване между посочената в заявлението преференциална цена на електрическата енергия в размер на 230,09 лв./MWh и получената в ценовия модел в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ (приложение № 4) в размер на 296,54 лв./MWh; отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; на хартиен носител попълнена и подписана справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2023 г. (приложение № 6); подробна обосновка на дружеството 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; обяснение на дружеството по отношение на установено разминаване в периодите, попълнени във формулярите за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации за прогнозния ценови период 2024 г. – 2025 г., тъй като във всички формуляри е посочена 2023 г.; представяне на коректно попълнени формуляри (в excel и на хартиен носител) за новия ценови период относно ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub> за последния ценови период; годишен финансов отчет за 2023 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; 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).

С писмо с вх. № Е-14-49-5 от 16.04.2024 г. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило в КЕВР изискваната информация.

**„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило следната обосновка:**

**Очаквано количество топлинна енергия, отпускана към топлопреносната мрежа за ценовия период** – прогнозните количества отпусната топлинна енергия към топлопреносната мрежа са в размер на 323 224 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 отчита топлинна енергия за собствени нужди през 2023 г. в размер на 10 143 MWh и за новия ценови период прогнозира топлинната енергия за собствени нужди в размер на 10 085 MWh, като посочва, че планираното намаление с 58 MWh се дължи на очаквания по-малък период на използване на инсталация Когенерация, предвид предвидените ремонтни дейности.

**Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи** – са в размер на 8 950 MWh и дружеството посочва, че съответстват на достигнатите нива през последните шест години. През разглежданите ценови години „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД продължава да полага всички необходими и възможни усилия да поддържа топлопреносната мрежа в състояние да пренася топлоносител като ограничава

загубите му. Посочва се, че за тази цел непрекъснато и своевременно се отстраняват констатираните аварийни пробиви по топлопроводите. Успоредно с тези мерки, дружеството и през тази година продължава да подменя остарели салникови компенсатори с линзови. Дружеството посочва, че 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 2023 г., рехабилитираните и новопостроените топлопреносни трасета са с обща дължина от 18,4 km, което представлява едва 9,8% от общата дължина на мрежата към края на 2023 г. – 187,3 km.

Въпреки запазването на темпа на отстраняване на нови пробиви през 2023 г. не отчитат тенденция за намаление на загубите на топлинна енергия от подпитка, в следствие на което за ценовия период е прието, че загубите на топлинна енергия от подпитка ще са занижени с 5% спрямо отчетените през 2023 г. и очакваният им размер е 16 300 MWh.

В резултат на анализ, извършен от дружеството за новия ценови период, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД приема, че загубите на топлинна енергия от излъчване ще са в размер на 87 878 MWh. Това количество представлява намаление с 23 302 MWh спрямо най-добрия постигнат резултат от дружеството през ценовата 2019 г. – 2020 г. Дружеството е прогнозирано, че размерът на технологичните разходи по преноса следва да възлиза на 35,0% от прогнозното производство на топлинна енергия.

**Прогнозното количество електрическа енергия за собствени нужди и трансформация** – Дружеството посочва, че потреблението на електрическа енергия за собствени нужди на Когенерацията за новия ценови период е прогнозирано в размер на 9 130 MWh, което е със 121 MWh повече от отчетеното през 2023 г. Завишението е за сметка на електропроизводството, тъй като се предвижда в някои от зимните месеци по-високо електропроизводство. Прогнозата на електрическа енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия е незначително намалена, със 67 MWh, дължащо се на по-различното натоварване на Когенерацията спрямо 2023 г.

**Регулаторна база на активите** – 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 електричество, 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 периода януари-декември 2023 г. съотношението на отработените часове за дейности свързани с производство са 91 885 ч., а тези свързани с пренос 92 357 ч. На тази база 50% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределя за производство на енергия, а 50% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

**Необходим оборотен капитал (НОК)** – той е изчислен 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 10 688 хил. лв. Получената сума за НОК се разпределя между производството и преноса на топлинна енергия чрез „Коефициент за разпределение на горивото при комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия“. В калкулацията са включени финансираните на обща стойност 324 хил. лв. След направените изчисления за РБА дружеството е получило 161 502 хил. лв.

**Нормата на възвръщаемост на капитала** преди данъчно облагане е изчислена по формулата, съгласно чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ. За изчисляване на цената на собствения

капитал за новия ценови период „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД предлага използването на „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital Pricing Model - CAPM), а за източници на информация за определяне на стойностите: БНБ и Aswath Damodaran. Дружеството е получило Безрискова премия – 4,03%. Въз основа на използваните източници, дружеството посочва, че безлостовият  $\beta$  коефициент за дружествата в енергийния сектор в Европа е 0,52, а този коефициент, при капиталова структура (26,9/73,1) и размер на данъчната ставка 10%, се преобразува в лостов  $\beta$  коефициент със стойност – 0,697. Дружеството предлага Пазарна рискова премия в размер на 6,94%, която е получена като сбор от стойностите на системния риск (4,60%) и специфичния държавен риск за България (2,34%). След извършените изчисления, дружеството е получило Норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 8,86%, а нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 6,37%, която посочва, че 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. В резултат на извършените от дружеството изчисления, е получена Норма на възвръщаемост на капитала – 8,91%.

#### **Условно-постоянни разходи**

**Разходи за амортизации** – планирани са в размер на 13 527 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 площадките на ТЕЦ „Пловдив Север“ – 3 броя и 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.

**Разходи за ремонт** – планирани са по обекти в ремонтна програма в общ размер на 1265 хил. лв., за поддържане в изправно и безопасно състояние на съоръженията за производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия.

**Разходи, свързани с персонала** – планирано е увеличение на тези разходи, като се предлага да бъдат в размер на 5 953 хил. лв., която сума е формирана от разходи за заплати и възнаграждения в размер на 4 862 хил. лв. и начисления, свързани с действащото законодателство в размер на 1 092 хил. лв. Посочено е единствено, че увеличението се дължи на нарастване на разходите за заплати и възнаграждения в дружеството. Дружеството посочва, че в тези 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** – планирано е увеличение с 9,27% до 8903 хил. лв., като тези разходи са планирани на база на отчетните разходи през 2023 г., индексирани с обявената от Националния статистически институт (НСИ) средногодишна инфлация от 9,5% за периода януари 2023 г. – декември 2023 г.

спрямо периода януари 2022 г. – декември 2022 г.

**Вътрешно-групови разходи, свързани с дейността** – планирани са в размер на 3 832 хил. лв. 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.

**Приходи от присъединяване и услуги** – планирани са в размер на 206 хил. лв., като са получени на база отчетни данни за приходите от услуги, индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 9,5% за периода януари 2023 г. – декември 2023 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 29 443 хил. лв.

**Променливи разходи** – планирани са в размер на 69 587 хил. лв., което е намаление с 34,4%.

**Разходи за материали** – дружеството посочва, че се наблюдава намаление на разходите за материали спрямо базисната 2023 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 15.03.2024 г., предвид Методиката за ценообразуване на „Булгаргаз“ ЕАД.

**Разходи за закупена електрическа енергия** – планирани са по месеци и по видове напрежение (високо, средно и ниско), като общият размер на разходите е 1 071 хил. лв. Те са планирани спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с планираните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период.

**Разходите за вода** са с прогнозна стойност от 173 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.

**Разходите за консумативи** са с прогнозна стойност от 140 хил. лв. и също са планирани спрямо производствените нужди на дружеството, в съответствие с прогнозните количества топлинна и електрическа енергия за ценовия период.

**Разходът за акциз на природния газ** възлиза на 1 135 хил. лв.

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

**Разходи за въглеродни емисии** 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 15.03.2023 г. (Futures Market на EEX). Дружеството посочва, че съгласно разпоредбите на Делегиран Регламент 2019/331 за определяне на валидни за целия Съюз преходни правила за хармонизирано безплатно разпределение на квоти за емисии в съответствие с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕС, за периода 2021 г. – 2025 г. на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД предварително са разпределени общо 78 973 t CO<sub>2</sub> безплатни квоти, като за 2023 г. са 16 929 t CO<sub>2</sub>, а за 2024 г. са 15 403 t CO<sub>2</sub>. За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. дружеството прогнозира за закупуване общо за двете централи (ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“) 131 217 t CO<sub>2</sub> квоти, при цена 116,75 лв./t или прогнозните разходи възлизат в размер на 15 319 хил. лв.

**Разходи за балансиране** по Правилата за търговия с електрическа енергия – прогнозирани са в размер на 107 хил. лв. на база сумарен небаланс в размер на 2,5% от планираните продажби на електрическа енергия, остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2023 г.



В обосновката дружеството е представило извършени изчисления относно корекциите на разходите за природен газ и за CO<sub>2</sub> квоти.

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

**Образуване на цените:**

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<sub>2</sub> е коригирана от 137 лв./t на 136,91 лв./t (70,00 евро/t), в съответствие с т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 131 216,95 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 131 216,95 t = 17 965 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 77 149,00 km<sup>3</sup>, съгласно заявеното от дружеството.

1.4. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 41,141 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи, в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

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 25,1%, 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. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

4.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,34 лв./MWh;

4.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,97 + 2,98 = 3,95 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 69,29 лв./MWh.**

**5. Норма на възвръщаемост на капитала:**

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ 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.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$ , където:

$NB$  е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$D_{СК}$  – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$NB_{СК}$  – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

$ДС$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$D_{ПК}$  – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$NB_{ПК}$  – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета ( $\beta$ ) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$NB_{СК} = NB_{б} + \beta L * (NB_{п} - NB_{б})$ ,

където:

$NB_{б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{п}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern

School of Business<sup>5</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	26,86%
3	Дял на собствения капитал	73,14%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,6919
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България (р.7=р.5+р.6)	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,99%
9	Премия на СК (р.9=р.8+р.4*(р.7-р.8))	6,03%
10	Цена за заеман капитал преди данъци (р.10=р.6+р.8)	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (р.11= (р.3*р.9+р.2*р.10*(1-10%))/(1-10%))</b>	<b>6,60%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,60%.

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

[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

		2023/2024												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	42 059	41 515	43 580	40 380	82 506	105 733	111 630	84 393	88 898	71 050	52 838	46 731	811 312
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92	91,92
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,84
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	1 318,13	1 338,85	1 245,09	1 272,38	808,56	467,34	1 598,53	1 758,75	3 051,86	2 350,32	1 840,36	1 678,57	18 729
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	68,84
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,84

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	126 720
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	88,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпe	евро/тон	70,95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	4 225,71

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-26 048,41	-24 833,97	1 214,44

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{пl})_t + Q_e * (C_{пe} - C_{пl})_t \pm P_{t-1}$$

=

24 168,89

**„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-49-7 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

1. По отношение на **разходите за балансиране** на електрическа енергия и природен газ дружеството е посочило, че непризнаването на присъщо-необходими разходи и не включването им в цените, във всеки случай се отразява в непълно възстановяване на икономически обосноващите разходи за дейността и намаление на утвърдената възвръщаемост. Дружеството счита, че тези разходи са „присъщо-необходими“ и следва да бъдат включени в цените на основание чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ. В тази връзка се позовава и на Решение № 9285 от 18.06.2019 г. по адм. дело № 7903/2018 на Върховния административен съд (ВАС) и Решение № 430 от 11.01.2019 г. по адм. дело № 4876/2018 на ВАС.

#### **2. По отношение на технологичните разходи на топлинна енергия по преноса**

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е посочило, 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 и обичайните дейности и маршрути за движение на гражданите, т.е. въпреки усилията, които полага и дори да разполага с необходимите ресурси за целта, на практика е невъзможно технологичните загуби по мрежата да се намалят до посочената от Комисията стойност и не приема аргумента, че неправомерно би получило икономическа изгода, в случай че се признаят реалните нива на технологични разходи.

Според дружеството този подход на подценяване на реалния размер на технологичните разходи води до безкрайна спирала, в резултат на което реалните нива на тези разходи никога не намират място при утвърждаване на цените, което пък от своя страна води до невъзможност за извършване на адекватни инвестиции, насочени към обновяване на топлопреносната мрежа и реалното намаляване на загубите по нея. Дружеството е посочило, че ако се запази тази тенденция, няма да може да намали размера на технологичния разход до общоприетите на европейско ниво стойности, поради хроничната липса на средства, които да инвестира в тази дейност.

#### **3. 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 заявлението, във основа на задълбочен анализ и изчисления, основани на реално постигнатите цени на природния газ за периода от 01.7.2022 г. до 30.6.2023 г., дружеството е обосновоало допълнителни разходи за природен газ в размер от 35 хил. лв. Дружеството предлага разходите за въглеродни емисии да се коригират с -41 хил. лв., което е резултат на разликата между прогнозните и реалните разходи. Според дружеството общият резултат при определяне на Pt-1 е 5,5 хил. лв.

Дружеството е посочило, че видно от таблицата на стр. 48 от Доклада, Pt-1 е изчислено в размер от 3 394,04 хил. лв., а посочените в таблицата стойности по никакъв начин не кореспондират с тези от заявлението, поради допусната техническа грешка, като са копирани данните от таблицата, находяща се на стр. 38 от Доклада, която се отнася до „Топлофикация София“ ЕАД.

#### **4. По отношение на нормата на възвръщаемост.**

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е посочило, че според Доклада (стр. 47), нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена на 6,60 %. Според изчисленията на дружеството, съдържащи се в заявлението за утвърждаване на цени, стойността би трябвало да е 8,91 % и то при прилагане на същите принципи на изчисление.

След анализ на двата документа, дружеството поддържа становището си, че нормата на възвръщаемост трябва да бъде 8,91 %, а не 6,60 %, като основните разлики в

методологиите за изчисляване на WACC и нейните компоненти ясно обосновават това заключение.

Дружеството счита че:

- безрисковата премия в заявлението е 4,03 %, докато в Доклада е 3,99 %, като използваната от него стойност отразява по-реалистични пазарни условия, които са особено важни в контекста на нестабилната глобална икономическа среда и дава на инвеститорите по-добра основа за оценка на риска.

- лостовият  $\beta$  коефициент, използван от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е 0,697, докато в Доклада е цитирана стойност от 0,52 - с оглед на резултата от последвалата калкулация и смята, че цитираната стойност е плод на техническа грешка.

Дружеството е посочило, че значително по-високата цена на собствения капитал в заявлението (8,86%) спрямо тази в Доклада (5,52%) отразява повишената възвръщаемост, която инвеститорите очакват за поемане на специфичния и систематичен риск в енергийния сектор. Според дружеството това е ключов фактор за осигуряване на достатъчно финансиране за устойчиво развитие и модернизация на производствената и топлопреносна инфраструктура.

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД счита, че всички тези фактори подкрепят необходимостта от норма на възвръщаемост от 8,91%, което е по-справедливо и реалистично спрямо настоящите и бъдещи предизвикателства в енергийния сектор, а изчислената от него норма на възвръщаемост осигурява стабилност на инвестициите и сигурност на снабдяването с топлинна енергия.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението по отношение на разходите за балансиране не се приема.**

Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия, както и на разходи за покупка на природен газ извън график, не са включени в цените, след направен анализ на реалните възможности за тяхното минимизиране и компенсиране чрез съответните количества. В допълнение следва да се отбележи, че със Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ДВ, бр. 38 от 2018 г.) е отменена разпоредбата на чл. 31, т. 2, б. „ж“ от ЗЕ.

Всички дружествата на пазара на електрическа енергия са в равнопоставено положение и следва да оптимизират товарите графици с цел минимален дисбаланс или компенсиране чрез съответните количества енергия, както и да минимизират разходите за покупка на природен газ извън график. Корекциите са направени в съответствие с т.1.4. от общия подход.

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

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 през изминали години, гранични стойности на разхода, 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. Комисията счита, че 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. Корекцията на разхода се налага и поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното

дружество. 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 топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. 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. 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. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. 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 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 реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 35%;
- отчетени за 2023 г. – 44,3%;
- признати за новия ценови период – 25,1%.

### **3. Възражението по отношение на корекцията Pt-1 за предходния ценови период се приема частично.**

След отстраняване на техническата грешка, посочена от дружеството, стойността на Pt-1 е изчислена по следния начин:

- разходи по прогноза за природен газ и квоти въглеродни емисии CO<sub>2</sub> - 26 048,41 хил. лв.

- разходи по отчет за природен газ и квоти въглеродни емисии CO<sub>2</sub> – 24 833,97 хил. лв.  
- надвзет приход (Pt-1) – 1 214,44 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 ежесечно 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.

След премахване на техническата грешка, корекцията е отразена в таблицата по-горе.

#### 4. Възражението по отношение на нормата на възвръщаемост не се приема.

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.

Възражението по отношение на безрисковата премия не се приема. Същата представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Във връзка с възражението за допусната техническа грешка в стойността на лостовия  $\beta$  коефициент в Доклада, техническата грешка е отстранена, като коректните стойности са отразени в таблицата по-горе.

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

<b>„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД</b>			
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>Променливи разходи, хил. лв., в т.ч.:</b>			
1. Балансираща енергия, хил. лв.	106,546	0	-100
2. Корекция газ, хил. лв.	22,851	0	-100
3. Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> )	17 411	17 965	+3,1
<b>Справка № 2 – „РБА“</b>			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените ГОДИШНИ парични разходи, хил. лв.	161 502	162 586	+0,67
<b>Справка № 5 – „ТИП в преноса“</b>			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	35,00	25,10	-9,9
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	210 095	221 803	+5,57

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

<b>„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	241,35



2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	63,65
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	127,19
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	126,19

### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 118 251 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 107 528 хил. лв., от които условно-постоянни – 29 401 хил. лв. и променливи – 78 127 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 162 564 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,60%;
- Количество електрическа енергия – 277 700 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 264 108 MWh;
  - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 13 592 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 221 803 MWh.

### 3. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - ПЛЕВЕН“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-04-2 от 29.03.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 47,21 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 56,10 лв./MWh без ДДС;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 338,67 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	560,24	449,02	338,67	-24,57
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	96,94	96,94	56,10	-42,13
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	117,89	117,89	47,21	-59,95

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природния газ – 704,01 лв./knm<sup>3</sup> без ДДС.

С писмо с изх. № Е-14-04-2 от 04.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация относно: подробна обосновка за получените 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; данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика 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-14-04-2 от 17.04.2024 г. „Топлофикация - Плевен“ АД е представило изисканата допълнителна информация, като е посочило, че получените приходи от юрисконсултски възнаграждения са в размер на 104 хил. лв. за отчетния период и същите не са включени в разходите за заплащане на съдебни разноски. Посочило е също така, че размерът на технологичните разходи по преноса за следващия регулаторен период е намален с 2,14% спрямо отчетените за 2023 г.

**„Топлофикация - Плевен“ АД е представило следната обосновка:**

1. За изпълнение на производствената си програма през новия регулаторен период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., дружеството ще експлоатира две инсталации за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Към съществуващата инсталация – КППЦ през месец декември 2023 г. е добавена и нова инсталация – ДВГ, състояща се от 3 броя газови бутални двигатели с котел-утилизатори за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Дружеството има утвърден от Министъра на енергетиката Алгоритъм за пресмятане на режимните фактори и на количеството комбинирана електрическа енергия, произведена от инсталации за комбинирано производство на „Топлофикация - Плевен“ АД през 2024 г. Като част от общо произведената електрическа и топлинна енергия дружеството предвижда новата инсталация за комбинирано производство с ДВГ да произведе следното количество енергия: Електроенергия  $E_{\text{двг}} = 93\,800 \text{ MWh}$ ; Топлоенергия с гореща вода  $Q_{\text{двг г. вода}} = 29\,391 \text{ MWh}$ ; Топлоенергия с пара  $Q_{\text{двг пара}} = 33\,143 \text{ MWh}$ . За да покрие критериите на Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г., общата енергийна ефективност на инсталацията с ДВГ трябва да е 75%. Съгласно утвърдения Алгоритъм за пресмятане, необходимото количество природен газ за регулаторния период за инсталацията с ДВГ е 208 445 MWh или  $21\,729 \text{ km}^3$ . За достигане на постигнатата обща, средна за последните три години ефективност от 80,72% на инсталация с КППЦ е необходимо на дружеството 840 159 MWh природен газ или  $87\,508 \text{ km}^3$ . Общото количество природен газ за регулаторния период за цялата централа е сума от количеството природен газ за инсталацията с ДВГ и количеството природен газ за инсталацията с КППЦ или  $109\,309 \text{ km}^3$ . Технико-икономическите показатели, използвани за пресмятане на цените за следващия регулаторен период, са на база оптимално натоварване на производствените мощности. За електрическата енергия разчетът за разходната норма за производство е 120,87 гр.у.г./кWh, а за топлинната енергия разходната норма е 168,07 кг.у.г./MWh при постигнати през 2023 г. съответно 135,48 гр.у.г./кWh и 149,43 кг.у.г./MWh.

2. Според дружеството при гарантирано постигане на критериите за ефективност на двата цикъла за производство, поради спецификата на ценовия модел и залагането в него на общо произведената за централата топлинна и електрическа енергия, ефективността за новия регулаторен период общо за централата е 79,58%. Като основа на разчета е повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия. Предвижда се произведената електроенергия да бъде 402 350 MWh, а собствените нужди да бъдат 32 350 MWh, или 8,04% от произведената електрическа енергия, при отчетени за 2023 година 8,59%. Увеличението на произведената електрическа енергия спрямо отчетната година е с 93 289 MWh.

3. Дружеството предвижда увеличение на количествата топлинна енергия за реализация с топлоносител гореща вода спрямо нивото на отчетеното през 2023 г. с около

24 700 MWh, като причина за това са значително по-високите от нормалното температури на околната среда през изминалите зимни месеци. Предвижда се и запазване на нивото на количеството топлинна енергия с топлоносител пара.

4. Дружеството посочва, че при тези допускания, разходът на природен газ за разчетния период е 109 309 kNm<sup>3</sup> или увеличение с 20,5%, 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 април 2024 г. цена от 58,85 лв./MWh, актуалната цена за пренос – 1,0194 лв./MWh и постигнатата от дружеството индивидуална цена на капацитетни продукти средно за периода в размер на 4,39 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 207 482 t CO<sub>2</sub>. Те са остойностени на база средна цена на емисиите CO<sub>2</sub> за м. февруари 2023 г. в размер на 70 евро/t.

6. При определяне на стойността на недовзет приход за отчетния период съгласно чл. 24, ал 5, т. 2 от НРЦЕЕ - Приложение 5, са взети предвид последните достигнати нива на цените на природния газ и на емисиите, съответно за м. април и за м. февруари 2024 г., като общият размер на недовзет приход е 33 740 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), приети с решение по т. 2 от протокол № 30 от 24.02.2014 г. на КЕВР.

9. Изчисленията на разходите по прогнозата са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2023 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2023 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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 2023 г.

11. В променливите разходи за отчетния период, разходите за закупена енергия са 1 164 хил. лв., като са приспаднати компенсациите по РМС в размер на 80 хил. лв. Стойността им без тях е 1 244 хил. лв.

12. Разходите за ремонт за 2023 г. са 7 916 хил. лв., през отчетния ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са 6 187 хил. лв. и прогнозните разходи за новия регулаторен период са в размер на 8 715 хил. лв. Увеличението е главно поради предстоящите частични ремонти на газовата турбина, ремонта на регулацията на ТГ № 1 и ремонта на ЕК № 4. 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. Дружеството планира да извърши рехабилитация на топлофикационни

отклонения и да изгради нови такива за включване на нови абонати.

13. Нормата на възвръщаемост на капитала е 6,84%. Дружеството отбелязва, че ставката за възвръщаемост на собствения капитал е силно занижена и затруднява не само понататъшното 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 6 944 хил. лв. Месечната средна работна заплата в отрасъл „Енергетика“ за 2023 г., съгласно данни на НСИ е 3 060 лв., а за „Топлофикация - Плевен“ АД е 2 476 лв. Въпреки направените увеличения на заплатите през изминалата година, дружеството продължава да изостава с около 23%. С въвеждането на двигателите в експлоатация работата е увеличена, затова е предвидено индексирание на заплатите на служителите, поради тези причини и трудното задържане на квалифицирани кадри е предвиден разходът да достигне 6 944 хил. лв. за следващия ценови период.

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

#### **Образуване на цените:**

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

1.1. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 207 482 t, заявени от дружеството – 18 113 t безплатни квоти = 189 369,15 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t x 189 369,15 t = 25 927 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 109 309,00 km<sup>3</sup>.

1.2. Приходите от юрисконсултски вознаграждения в размер на 104 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи, в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

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. 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 газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

3.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

3.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 64,99 лв./MWh;

3.3. Цени за пренос и достъп през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,10 + 5,01 = 6,11 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 71,09 лв./MWh.**

4. Норма на възвръщаемост на капитала:

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ 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.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - DC)) / (1 - DC), \text{ където:}$$

$NB$  е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$D_{СК}$  – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$NB_{СК}$  – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

$DC$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$D_{ПК}$  – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$NB_{ПК}$  – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета ( $\beta$ ) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$NB_{СК} = NB_{Б} + \beta L * (NB_{П} - NB_{Б}),$$

където:

$NB_{Б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{П}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of

Business <sup>6</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	22%
3	Дял на собствения капитал	78%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>6,50%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,50%.

<sup>6</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

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

## 1. Корекция по природен газ

2023/2024														
Отчетни данни														
месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	62 100	61 560	62 640	63 180	101 520	131 760	142 020	124 200	110 700	76 140	63 720	62 640	1 062 180
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29	91,29
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,67
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	1 907,09	1 946,53	1 750,16	1 951,00	930,94	499,37	1 944,25	2 510,08	3 730,59	2 470,74	2 179,22	2 210,57	24 031
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	68,67
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,67

## 2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	169 481			
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00			
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95			
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	5 651,67			

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-35 612,25	-34 569,61	1 042,64

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{пl}) + Q_e * (C_{пе} - C_{пl}) \pm P_t - 1 = 30\,724,85$$

**Топлофикация-Плевен“ АД е представило становище с вх. № Е-14-04-6 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

„Топлофикация-Плевен“ АД е посочило, че приема в цялост Доклада, като извършените промени на ценообразуващите елементи за новия ценови период са коректни и са свързани с точното определяне на разходите за емисии парникови газове, от което следва и преизчисление на регулаторната база на активите.

Дружеството заявява, че са отчетени факторите влияещи върху цената на природния газ, поради което приема изчисленията крайната цена на природния газ да е в размер на 71,09 лв./MWh, в съответствие с режима на потребление.

**По отношение на корекцията на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ в размер на 30 724,85 хил. лв.** дружеството е посочило, че отразява разликата в предвижданията за цените на природния газ и на квотите за емисии и реално достигнатите нива на цените през регулаторния период 2023 г./2024 г.

„Топлофикация-Плевен“ АД настоява Комисията да разработи механизъм, с който корекцията на необходимите приходи да бъде съобразена и с разликата между прогнозната пазарна цена на електрическата енергия и средната цена на базовия товар на „Българската Независима Енергийна Борса“ ЕАД.

Дружеството заявява, че според Доклада постигнатата средна цена за базовия товар на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД е 203,10 лв./MWh. Дружеството е обърнало внимание, че прогнозната борсова цена за регулаторния период 2023 г./2024 г., съгласно Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. е 240,98 лв./MWh. Дружеството посочва, че поради спада на борсовите стойности, цената по която „Топлофикация-Плевен“ АД продава електрическата си енергия от м. март 2024 г. е 120 лв./MWh, като средната постигната от „Топлофикация-Плевен“ АД за регулаторния период 2023/2024 цена е 204,87 лв./MWh, а недовзетия приход от продажбата на електрическа енергия на борсова цена за дружеството е в размер на 11 457 хил. лв. В тази връзка е представена информация в табличен вид, както следва:

	Март	Април	Май	Юни
Цена по Решение № Ц-12, лв./MWh	240,98	240,98	240,98	240,98
Продажна цена по Договор за продажба, лв./MWh	120,00	120,00	120,00	120,00
Разлика, лв./ MWh	120,98	120,98	120,98	120,98
Количество електроенергия за месеца, MWh	27 500	22 500	22 700	22 000
Недовзет приход, лв.	3 326 950	2 722 050	2 746 246	2 661 560
Общо недовзет приход за периода, лв.	<b>11 456 806</b>			

Дружеството посочва, че неотчитането на недовзетия приход от продажбата на електрическа енергия при определянето на корекцията на необходимите приходи, не кореспондира с метода на ценовото регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ и води до дисбаланс между необходимите годишни приходи и признатите годишни разходи за дейността по лицензията.

Дружеството обръща внимание, че в чл. 8, ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а, ал. 3 от НРЦЕЕ е предвидена възможност, корекциите за надвзет или недовзет приход да бъдат разсрочвани изцяло или частично при спазването на принципите по ЗЕ. В тази връзка дружеството е предложило, предвид несигурността на пазарите и неточността при определяне на прогнозните борсови цени на електрическата енергия и прогнозните цени на природния газ, Комисията да обсъди възможността за разсрочване на надвзетите приходи на дружествата.



„Топлофикация-Плевен“ АД отбелязва, че не разбира как въпреки коректното отчитане на всички ценообразуващи елементи и при направените от дружеството инвестиции, увеличеният ръст на произведената електрическа енергия и положителното влияние на намалената цена на природния газ има **увеличение на цената на топлинната енергия**. В допълнение дружеството е обърнало внимание, че определената с Решение № Ц-13 от 31.05.2024 г. на КЕВР цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода е в размер на 82,22 лв./MWh, а предложената в доклада цена за новия регулаторен период е в размер на 90,12 лв./MWh.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението по отношение на корекциите на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ не се приема.** Същите са в съответствие с т. 14 от общия подход, в която е описана възможността 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, но нормативната уредба в ЗЕ и наредбите по приложението му не включва възможност за компенсиране на разлики от продажба на електрическа енергия.

Производители на електрическа енергия с обекти с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, какъвто производител е „Топлофикация-Плевен“ АД, следва да продават произведената електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия (чл. 100, ал. 4 и 6 от ЗЕ), като при наличие на законовите изисквания на тези производители се изплаща и премия. ЗЕ не предвижда механизъм за компенсиране на приходите между действително реализирана борсова цена и определената прогнозна, като дружествата следва да са активни участници на пазара на електрическа енергия.

Искането за разсрочване на надвзетия приход не се приема. В предходните два регулаторни периода са установявани недозвети приходи, които са компенсирани в полза на дружеството, без да бъдат разсрочвани. В тази връзка е обосновано и за настоящия регулаторен период да бъде приложен същият подход.

**2. Възражението по отношение на увеличението на цената на топлинната енергия не се приема.** Утвърдената с Решение № Ц-13 от 31.05.2024 г. на КЕВР цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода в размер на 82,22 лв./MWh е определена на базата на ценообразуващите елементи, които са били относими за ценови период 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. Предложената в Доклада цена за новия регулаторен период е в размер на 90,02 лв./MWh, а не 90,12 лв./MWh, както посочва дружеството и е в съответствие с ценообразуващите елементи, които са относими за новия ценови период 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г.

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

<b>„Топлофикация – Плевен“ АД</b>			
	<u>Предложение</u>	След корекция	Изменение, %
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>			
Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> ), хил. лв.	27 156	25 927	-4,5
<b>Справка № 2 – „РБА“</b>			
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	55 288	53 852	-2,6

След извършените по-горе корекции 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	248,78
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	71,08
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	90,02
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	84,77

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 143 167 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 139 664 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 849 хил. лв. и променливи – 115 815 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 53 852 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,50%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 370 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 195 100 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 33 400 MWh.

#### 4. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-13-3 от 01.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 118,52 лв./MWh без ДДС;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 472,86 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	605,38	490,42	472,86	-3,58
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	95,20	95,20	118,52	+24,49

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

- природен газ – 908,26 лв./knm<sup>3</sup>;
- друг вид гориво (биомаса) – 432,60 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-14-13-3 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ. Изисканата информация е представена от дружеството с писмо с вх. № Е-14-13-3 от 15.04.2024 г.

### **„Топлофикация - Бургас“ АД е представило следната обосновка:**

#### **Условно-постоянни разходи**

**1. Прогнозни разходи** – определени са след анализиране на заявените променливи разходи за ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. и отчетните за 2023 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 2023 г. От общия размер на прогнозните разходи **1 162 хил. лв.**, 654 хил. лв. са за електрическа енергия, а за топлинна енергия са разпределени на териториален принцип по направления „Производство“ – 363 хил. лв. и „Пренос“ – 57 хил. лв. Разходите за амортизации, начислявани върху ДА, общо за двата продукта, са в размер на 88 хил. лв.

**3. Разходите за ремонт**, включени в УПР, са в размер на **2 906 хил. лв.**, в т. ч. 2 586 хил. лв. в направление „Производство“ и 320 хил. лв. в направление „Пренос“. От начислените към направление „Производство“ разходи за ремонт – 2 491 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 в дружеството, която е оптимизирана до 164 работници и служители, както и въз основа размера на възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Те обслужват дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинната енергия“. Годишните разходи за работни заплати в направление

„Производство“ са в размер на 4 128 хил. лв. и 1 356 хил. лв. за дейността „Пренос на топлинна енергия“ или общо планираните средства за заплати и възнаграждения на дружеството възлизат на **5 484 хил. лв.**

Дружеството посочва, че разходите за заплати и възнаграждения и на начисленията, свързани с тях, през новия ценови период са увеличени спрямо 2023 г., което се дължи на увеличените през м. ноември 2023 г. работни заплати от една страна и на отчетения по-малък размер на разходите за заплати през 2023 г. поради неотработени дни, вследствие на обезщетения по болест и майчинство, движение на персонала (назначени и напуснали работници и служители) и неплатен отпуск. Прогнозните средства за работна заплата и осигурителни вноски на персонала са посочени без да се предвиждат неотработени дни и неплатени отпуски.

Дружеството отбелязва, 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 2023 г. са в размер от 3,75% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2024 – 30.06.2025 г. са предвидени 4,20%.

**5. Общият прогнозен размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е 1 752 хил. лв.** при 1 553 хил. лв. по отчет за 2023 г. или увеличение с 199 хил. лв. Дружеството посочва, че всички позиции на разходите са определени на база достигнатия им размер през отчетната 2023 г., като увеличение се наблюдава при следните позиции:

5.1. Горива за автотранспорт – поради придобиване на нов автомобил.

5.2. Разходи за проверка на уреди – дружеството предвижда увеличение на разходите поради предстоящата последваща метрологична проверка на част от уредите за търговско измерване, намиращи се при топлоизточника и в абонатните станции. Проверката на уредите е предвидено да се извърши преди началото на отоплителния сезон 2024/2025 г.;

5.3. Разходи за съдебни дела – очакванията на дружеството са за по-голям размер на съдебните разходи през 2024 г. поради големия материален интерес по заведените дела.

5.4. Разходи за безплатна предпазна храна – дружеството предвижда увеличение на средствата за безплатна предпазна храна на работниците и служителите.

5.5. Разходи за такса „събрано инкасо“ – прогнозираните са в размер на 120 хил. лв., като размерът им се формира от възнагражденията на изпълнителите по сключените договори за събиране на вземания, както и комисионните, събирани от банките върху постъпленията от клиенти по микро-сметката и чрез ПОС-терминалните устройства. Предвиденото увеличение през новия ценови период е свързано с очакванията за увеличаване на събираемостта.

**6. Не се планират приходи от присъединяване и от топлоносител**, тъй като няма заявени желаниа за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител. През 2023 г. също няма реализирани приходи от тези дейности, както и такива от промяна на партии, 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 908,26 лв./kNm<sup>3</sup> и в съответствие с показателите в ценовите модели.

Посочва се, че през 2020 г. дружеството е стартирало нов проект за газобутален двигател на природен газ с номинална електрическа мощност 8,73 MW, който предстои да се реализира през новия регулаторен период 2024/2025 г. Процесът ще е съпроводен с провеждането на редица пробни изпитания на всички възли и енергийните потоци, проверки и други мероприятия за постигане на оптималните показатели на новото високоефективно комбинирано енергийно производство. С това дружеството аргументира отклоненията в планираните производствени показатели в инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ) през новия регулаторен период спрямо отчетната 2023 г.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., е разчетен в размер на 74,26 g/kWh при отчетна стойност на показателя 71,79 g/kWh за 2023 г., т. е. с 3,4 % е по-висок спрямо отчетния показател за предходната година.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство за регулаторния период 01.07.2024 г.– 30.06.2025 г. е разчетен в размер на 228,69 kg/MWh при отчетна стойност на показателя 230,09 kg/MWh за 2023 г., т. е. с 0,6% е по-нисък спрямо отчетния показател.

Дружеството подчертава, че тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано с обща ефективност 79,21% и икономия на гориво в размер на 19,8%, определени на база планираните количества произведена топлинна и електрическа енергия. Съответните отчетни показатели за 2023 г. са: обща ефективност на комбинирано производство - 79,01% при икономия на гориво в размер на 19,3%.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от отделно производство за регулаторния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. е разчетен в размер на 169,25 kg/MWh с обща ефективност 72,6% при отчетните стойности на показателите за 2023 г., съответно 169,14 kg/MWh и 72,6%.

**8. Разходите за вода** за подпитка в натурално изражение са приети в размер на 10,27 m<sup>3</sup>/h или **60 хил. лв.** за новия ценови период. Разходите за вода за технологични нужди са изчислени при стойност 0,195 m<sup>3</sup>/MWh или **135 хил. лв.** За битови нужди се използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация“ ЕАД, гр. Бургас при цена 4,17 лв./m<sup>3</sup> или прогнозен разход в размер на **12 хил. лв.** при разходна норма на водата за битови нужди на ден – 8,10 m<sup>3</sup>/ден, която е средна стойност за последните 5 години. Дружеството е прогнозирано **общ прогнозен разход на вода** за новия ценови период в размер на **201 хил. лв.**, в т. ч. и 6 хил. лв. за правото на водоползване на сондажната вода.

**9. Разходите за закупена електроенергия** са в размер на **628 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 8,75 kWh/MWh.

**10. Разходите за консумативи** са планирани в общ размер на **731 хил. лв.**, при отчетени за 2023 г. в размер на 557 хил. лв. Те включват разходи за: солен разтвор – 93 хил. лв., 20% натриева основа – 87 хил. лв., разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна) – 511 хил. лв., разходи за запалителни свещи – 40 хил. лв.

**11. Разходите за външни услуги** са планирани в общ размер на **3 835 хил. лв.** при отчетени за 2023 г. 4 119 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 632 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 – 205,58 лв./MWh, изчислена като средна претеглена от издадените фактури за небаланс за периода от 01.07.2023 г. до 31.12.2023 г.

Разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ са прогнозирани в размер на 3 032 хил. лв. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия от 472,86 лв./MWh.

Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са на обща стойност 245 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 249 хил. лв., определени на база нетна продадена електрическа енергия за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. и цена в размер на 2,43 лв./MWh.

Разходите за компенсиране на сезонна неравномерност на доставките на природен газ са определени по 23,8 хил. лв. на месец за целия регулаторен период.

**12. Разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>)** – дружеството посочва, че на „Топлофикация – Бургас“ АД, след одобряването, се очаква да бъдат разпределени 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<sub>2</sub> за топлинна и 0 t CO<sub>2</sub> за електрическа енергия;

- 2025 г. – 7 443 t CO<sub>2</sub> за топлинна и 0 t CO<sub>2</sub> 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 емисиите на парниковите газове не се отделят (емисионният фактор на биомасата е нула). Другите горива в топлоизточника не се използват (мазут и промишлен газьол са резервни горива).

Верифицираното количество емисии парникови газове за 2023 г. е в размер **52 398 t CO<sub>2</sub>** и е изчислено с формуляра за Докладване на годишни емисии на ИАОС.

Дружеството посочва, че за 2023 г. е получило **7 869 безплатни квоти** за топлоенергия по чл. 10а от Директивата, докато определените за 2024 г. в размер на 7 656 t CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> квоти (52 398 – (7 869+0)), което е в размер на **44 529 t CO<sub>2</sub>**, и представлява недостиг, който трябва да бъде закупен.

За **новия ценови период 01.07.2024 г.–30.06.2025 г.** са направени изчисления с прогнозно количество на генерираните емисии – **60 304 t CO<sub>2</sub>**, и безплатно количество за 2023 г. в размер на **7 869 t CO<sub>2</sub>**, при което дружеството е изчислило, че **52 435 t CO<sub>2</sub>** е недостигът на CO<sub>2</sub> квоти, които ще трябва да закупи. Използвана е прогнозна цена на CO<sub>2</sub> квоти в размер на 70 евро/t CO<sub>2</sub> или прогнозният разход възлиза на **7 179 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 31.12.2023 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 270 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия“ в размер на 7 166 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 31.12.2023 г., като не включва текущия финансов резултат. **Нормата на възвръщаемост** на собствения капитал е в размер на **7%**, утвърдена от КЕВР за

предходния ценови период. **Привлеченият капитал** и среднопотеглената му норма на възвръщаемост са определени в съответствие с условията по договорите за кредити и техните лихвени ставки. Дружеството посочва, че има задължения в размер на 10 566 хил. лв. и средно-пореглена лихва 5,07%. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО – 10%.

**16. Прогнозни количества топлинна и електрическа енергия** – общото количество топлинна енергия за производство е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на **176 911 MWh** и топлинната енергия за собствени нужди в размер на **3 250 MWh**. Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2019 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 +14,54% до -8,80%. Общото количество произведена топлинна енергия в размер на **180 161 MWh** е сбор от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на **176 911 MWh** и количеството топлинна енергия за собствени нужди в размер **3 250 MWh**.

Дружеството прогнозира произведената топлинна енергия от ИКПТЕЕ да е в размер на **114 766 MWh**, при средна топлинна мощност в размер на **2,308 MW** на мото-час и **49 716 мото-часа** на цялата инсталация за новия регулаторен период.

Планираното количество топлинна енергия, произведена от водогрейната част, е в размер на **65 702 MWh** и е разлика между общото количество произведена топлинна енергия в размер на 180 161 MWh и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 114 766 MWh.

Количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на **121 773 MWh**, които включват топлоенергия за отопление – **52 990 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 2023/2024 г. Количеството на топлинната енергия за отопление се планира в размер **52 990 MWh**, при средна външна температура за отоплителните месеци 8,40°C и обща сума на ден-градусите за годината 1 679. Това количество е получено по изчислителен път с прилагане на формулата за определяне на количеството топлинна енергия за отопление. Дружеството посочва 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 -3,53%.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях** е определено на база статистическите данни от 2019 г. с отчитане на текущото състояние на топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия и е в размер на **55 100 MWh**, което е с 6,32% по-високо от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2020 г. – 2023 г.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции** е в размер на **4 777 MWh** и е със 7,15% по-ниско от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2020 – 2023 г., като същото е определено на база статистическите данни по години от 2019 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 **5 389 MWh** и е със 7,15% по-ниско от стойността на показателя за изминалия период. Определено е при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 9,10 m<sup>3</sup>/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 71 и 48°C. Дружеството счита, че е приемливо да се приеме това количество за

новия ценови период, предвид състоянието на топлопреносната мрежа.

За новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. дружеството посочва, че **общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи** ще възлиза на **60 489 MWh**. Отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средно аритметичната стойност на същия показател за всички периоди е +5,74%.

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 **176 911 MWh**.

Дружеството прогнозира да произведе електрическа енергия в размер на **110 415 MWh**, при средна електрическа мощност в размер на **2,221 MW** на мото-час и **49 716 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 **102 482 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 посочва, 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 +12,62%. В топлоизточника на дружеството е извършената 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 ТЕ, освен от изгаряне на природен газ и чрез оползотворяване на биомаса.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 17,823 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 52 435,00 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

**Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t x 52 435,00 t = 7 179 хил. лв.**

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са **31 719 knm<sup>3</sup>** и **14 321 t** биомаса.

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

2.1. Не се признават като неприсъщи за лицензионната дейност разходи за външни услуги, в размер на 3 835 хил. лв., включващи:

- разходите за небаланс от участие в специална балансираща група, съгласно т. 1.4. от общия подход;

- разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“, съгласно чл. 36е от ЗЕ;

- разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъци, като неприсъщ разход;

- разходи за достъп до електропреносната мрежа, съгласно чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ;

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **31 719 knm<sup>3</sup>** и **14 321 t** биомаса.

2.2. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 2,333 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи, в съответствие с т. 1.6. от общия подход.



3. 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.

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. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

4.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 63,94 лв./MWh;

4.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $1,02+5,32 = 6,34$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

### **Крайна цена на природен газ – 70,28 лв./MWh.**

5. Норма на възвръщаемост на капитала:

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ 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.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$NB = (ДСК * NB_{СК} + ДПК * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$ , където:

$NB$  е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$ДСК$  – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$NB_{СК}$  – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

$ДС$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$ДПК$  – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$NB_{ПК}$  – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета ( $\beta$ ) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$НВск = НВб + \beta L * (НВп - НВб),$$

където:

НВб е безрискова норма на възвръщаемост;

НВп – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>7</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	23%
3	Дял на собствения капитал	77%

<sup>7</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за обмен капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>6,53%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,53%.

[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**

		2023/2024												
		Отчетни данни												
месец		07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	24 237	22 616	22 410	25 347	27 083	30 607	32 497	28 350	35 575	26 906	26 078	22 912	324 618
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52	90,52
Цена на пр. газ, Цтърговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	66,58
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	725,65	697,70	608,89	763,19	227,50	92,43	419,86	551,12	1 171,50	852,39	871,79	790,93	7 773
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	66,58
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	66,58

**2. Корекция по въглеродни емисии**

Количество, Qe	тона	49 126
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	88,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпг	евро/тон	70,95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	1 638,20

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-11 980,01	-11 433,51	546,50

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{пг})_t + Q_e * (C_{пе} - C_{пг})_t \pm P_{t-1} = 9\,957,65$$

**„Топлофикация - Бургас“ АД е представило становище с вх. № Е-14-13-4 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

Дружеството заявява, че КЕВР редуцира определени разходи, пряко свързани с дейността по лицензията за новия ценови период, като дружеството посочва намалените разходи по позиции, както и аргументи в полза на заявените от него размери:

***По отношение на т. 2.1, не се признават разходите за външни услуги в размер на 3 835 хил. лв., част от които са и разходите за такси за транспортиране и депониране на отпадъци, като неприсъщ разход.***

Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса са на обща стойност 245 хил. лв. Същите са определените в размер на 5,5 % от 14 321 т., които са прогнозните количества биомаса и таксата за депониране на отпадъци (184 лв./т.), отчисления по чл. 60 и чл. 64 от Закона за управление на отпадъците (общо 111 лв./т.), плюс таксата за превоз на отпадъците - 79 курса на разстояние общо 38,5 км. в двете посоки по 4,00 лв./км.

Дружеството настоява този разход в размер на 245 хил. лв. да бъде признат като присъщ производствен разход, тъй като тези отпадъци са получени в резултат от изгарянето на биомасата при производството на топлинна енергия. В тази връзка посочва, че през отчетната 2023 г. този разход е в размер на 251 хил. лв. В допълнение дружеството посочва, че за депониране на специфичните производствени отпадъци, е подписало договор с Общинско предприятие „Чистота Еко“ и се грижи за тяхното извозване.

***По отношение на корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ.***

Дружеството посочва, че в таблицата за „Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ“ на стр. 67 от Доклада са нанесени планираните количества природен газ за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., вместо тези за периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. В тази връзка, дружеството прилага коригирана таблица с количества природен газ за периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., съгласно Приложение № 2, като за периода от 01.03.2024 г. до 31.05.2024 г. данните са вече по отчет, тъй като при подаване на заявлението за новия регулаторен период през м. март данните за тези месеци са били прогнозни. В тази връзка „Топлофикация - Бургас“ АД настоява да бъдат преизчислени корекциите на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението по отношение на т. 2.1 не се приема. Не се признават разходите за външни услуги в размер на 3 835 хил. лв.,** тъй като в посочената стойност дружеството включва и разходите към ФСЕС и ежемесечните такси за достъп до електропреносната мрежа, които не се включват в състава на признатите от комисията разходи, съгласно чл. 30, ал. 6, чл. 33, ал. 6 и чл. 36е от ЗЕ, разходи за такси за компенсиране на сезонна неравномерност на доставките на природен газ, които не следва да се признават като разход в цените, доколкото произтичат от смяна на доставчика на природен газ, която не е икономически обоснована от дружеството, а по отношение на разходите за транспортиране и депониране на отпадъци, дружеството не е представило доказателства.

**2. Възражението по отношение на корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ се приема частично.** След корекция с данните за периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. от Приложение № 2 от заявлението, надвзетият приход се променя от 10 136,86 хил. лв. на 9 957,65 хил. лв.

Отчетните данни за периода от 01.03.2024 г. до 30.06.2024 г., следва бъдат съобразени при корекцията за предходен ценови период чрез показателя Pt-1 в следващия ценови период, съгласно чл. 24а от НРЦЕЕ.

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

„Топлофикация – Бургас“ АД			
Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение %
1. Разходи за външни услуги, хил. лв.	3 835	0	-100
2. Разходи за гориво за комбинирано производство на енергия, хил. лв.	26 653	22 316	-16,2

След извършените по-горе корекции 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	329,99
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	152,29
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	81,77

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 53 295 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 51 902 хил. лв., от които условно-постоянни – 12 555 хил. лв. и променливи – 39 347 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 21 344 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,53%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 102 482 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 116 422 MWh.

#### 5. „ВЕОЛИЯ ЕНЕРДЖИ ВАРНА“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-53-2 от 01.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 125,23 лв./MWh без ДДС;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 347,12 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-

				к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	519,20	427,72	347,12	-18,84
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	136,99	136,99	125,23	-8,58

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 682,15 лв./кнм<sup>3</sup>, без ДДС.

**„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило следната обосновка:**

Дружеството е представило подробна информация за „Исходна ситуация и нормативни основания за подаване на заявление за определяне на цените за регулаторен период от 01.07.2024 г.“, в която се коментират: нормата на възвръщаемост 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 възвръщаемост на капитала, дружеството е използвало концепцията за среднопотеглената цена на капитала. Стандартната методология за изчисляване на среднопотеглената цена на капитала отчита цената на собствения капитал и цената на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура на дружеството. Дружеството посочва, 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 възвръщаемост е определена по следната формула:  $НВСК = \text{Безрискова премия} + \beta \epsilon * \text{Пазарна рискова премия}$ .

Безрисковата премия е в размер на 4,0299%. За нейното определяне е приет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, среднопотеглен за последния 12-месечен период от март 2023 г. – февруари 2024 г. по данни на БНБ.

Дружеството е използвало информация, публикувана в сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business, актуална към 05.01.2024 г., от където е получило, че безлостовият отраслов  $\beta$  коефициент за 2023 г. по отношение на дружествата в електроенергийния сектор е в размер на 0,38. При капиталова структура от 123,13% и размер на данъчната ставка 10%. безлостовият отраслов  $\beta$  коефициент е преобразуван в лостов  $\beta$  коефициент, със стойност 0,808.

По отношение на пазарната рискова премия, дружеството посочва, че съгласно публикациите на Aswath Damodaran, актуализирани към 01.01.2024 г., същият препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари и странови риск за България 2,34%. Сборът от стойностите на системния риск и специфичния странови риск за България представлява пазарната рискова премия от 6,94%.

При направените допускания, дружеството е изчислило **норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 9,6377%**.

Дружеството е изчислило **норма на възвръщаемост 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 среднопотеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал.

**Нормата на възвръщаемост на капитала** е изчислена от дружеството в размер на **8,31%**, като за пресмятанята са използвани определени параметри: дял на собствения

капитал – 45%; дял на привлечения капитал – 55% и корпоративен данък по ЗКПО – 10%, както и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 9,6377%.

За новия регулаторен период условно-постоянните разходи са увеличени с 8,00% (или с 553 хил. лв. спрямо отчетната 2023 г.).

**Разходи за амортизация** – те са определени на база амортизационната политика на дружеството при спазване указанията на КЕВР, като отчитат движенията на активите през базовата година, включително и капитализираните към 31.12.2023 г. За новия ценови период се планират в размер на 2 373 хил. лв., което е с 30 хил. лв. повече спрямо отчета за 2023 г.

**Разходи за ремонт** – планирани са в размер на 1 412 хил. лв. или са със 128 хил. лв. повече спрямо отчета за 2023 г., което е увеличение с 10%. Дружеството посочва, че увеличението се дължи основно на ръста на цените на резервните части за ко-генераторните инсталации и предвиденото извършване на ремонтни дейности на електрически уредби 20kV, 6kV, 0,4kV, прекъсвачи, релейни защиты и кабелни трасета.

**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. В необходимите разходи за възнаграждения на служителите и социално осигуряване са включени индексирания трудови възнаграждения с 3% от 01.01.2024 г. и със 7,5%, считано от 01.03.2024 г., което компенсира регистрираната инфлация за 2023 г. в размер на 9,6%. Към тях са добавени 1% за прослужено време, според действащия КТД в дружеството. За първото шестмесечие на 2025 г. е заложено увеличение на работните заплати и осигуровки в размер на 2% и включен 1% клас за прослужено време, според действащия КТД в дружеството.

Планираните разходи за заплати и възнаграждения възлизат общо на 2 772 хил. лв., в т. ч. 2 167 хил. лв. – разходи за работни заплати и възнаграждения и 605 хил. лв. – за осигурителни вноски и социални разходи. Това е увеличение с 303 хил. лв. общо спрямо базисната 2023 г.

**Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**, са планирани на база отчетените през 2023 г. разходи, индексирани с прогнозна средно годишна инфлация от 9,6%, съобразена с пазарната. За целта е използвана информацията от официалния сайт на НСИ, актуална към 22.03.2024 г. Посочва се, че средногодишната инфлация за 2023 г. е 9,6% и в тази връзка, дружеството предвижда увеличение на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в размер на 11,2% (92 хил. лв.), от 824 хил. лв. до 916 хил. лв.

Дружеството е представило справка за разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ и заявява, че при някои от тях се наблюдава по-съществено изменение, както следва: експертни и одиторски услуги в размер на 247 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2023 г. с 23 хил. лв.; застраховки в размер на 107 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2023 г. с 10 хил. лв.

**Променливи разходи** – планирани са в размер на 20 052 хил. лв. или дружеството предвижда намаление със 7 274 хил. лв. спрямо отчета за базовата 2023 г. (27 326 хил. лв.)

**Разходи за основно гориво** – планираният разход на природен газ е в размер на 13 955 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 01.10.2023 г. – 30.09.2024 г.

**Разходи за вода** – прогнозните разходи за вода са 277 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. В разходите за вода са включени, както тези за закупуване на питейна вода, така и за канал, отвеждане и пречистване. Размерът им в бъдещия ценови период е завишен с 27 хил. лв., което посочват, че се дължи на увеличение на цените на водоснабдителните услуги на „Водоснабдяване и канализация-Варна“ ООД – съответно от



01.01.2024 г. с 10% и очаквано от 01.01.2025 г. с допълнителни 10%.

**Разходи за закупена енергия** – разходите за закупена електроенергия са в размер на 369 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. Увеличението им в бъдещия период спрямо отчетната 2023 г. е с 33 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 ЕЕХ за Унгария Futures (eex.com).

**Разходи за консумативи, химикали и реагенти** – са планирани в размер на 39 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 др. химикали и консумативи. Планирани са спрямо нуждите в производството и преноса, кореспондиращи с прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия.

**Разходи за външни услуги** – са планирани в размер на 200 хил. лв. или това е увеличение с 19 хил. лв. спрямо базисната 2023 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 293 хил. лв. и са определени на база изчисленото количество с помощта на ценовите приложения.

**Разходи за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>)** – разходът за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) възлиза на 4 920 хил. лв. и е получен като произведение на общото количество на дефицита 35 504 t CO<sub>2</sub>, след приспадане на количеството на безплатните квоти, и прогнозна цена 70,85 евро/t CO<sub>2</sub>. Посочва се, че разходът е по-малък спрямо 2023 г., поради намалението на пазарната цена, въпреки увеличението на количеството емитирани въглеродни емисии.

**Необходими годишни приходи** са изчислени от дружеството по формулата на чл. 7 от НРЦТЕ и са в размер на **30 419 хил. лв.** или с 6 262 хил. лв. по-малко спрямо базисната 2023 г. (36 681 хил. лв.).

Към обосновката, дружеството е изложило допълнителни аргументи и пояснения относно технико-икономическите и финансовите параметри за прогнозния период по отношение на:

- Признатата стойност на Дълготрайните активи към 31.12.2023 г.;
- Разходи за заплати и начисления;
- Разходи за ремонт през прогнозния период;
- Разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub> квоти);
- Разпределението на разходите за амортизации при производството между електрическа, топлинна енергия и общо за двата продукта за прогнозния период;
- 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 2024/2025 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 водната топлопреносна мрежа);
- Топло и електро-производството, собствени нужди и основни технико-икономически показатели (произведеното количество топлинна и електрическа енергия, собствени нужди на топлинна и електрическа енергия);
- Прогнозните количества горива през новия ценови период 01.07.2024-30.06.2025 г.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 11,18 MW.**

**Образуване на цените:**

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

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 35 504 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 35 504 t = 4 861 хил. лв.

Прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 20 457 kNm<sup>3</sup>, 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. 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“ 2024 г. - 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,63 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,03 + 2,69 = 3,72 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 69,35 лв./MWh.**

4. Норма на възвръщаемост на капитала:

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ 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.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$$NB = (ДСК * NB_{СК} + ДПК * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС),$$
 където:

*NB* е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

*ДСК* – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>СК</sub>* – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

*ДС* – корпоративният данък по ЗКПО, %;

*ДПК* – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>ПК</sub>* – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета ( $\beta$ ) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$НВ_{ск} = НВб + \beta L * (НВп - НВб),$$

където:

НВб е безрискова норма на възвръщаемост;

НВп – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>8</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като

<sup>8</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното прилагайки формулите регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕчл. 15, ал. 2 и ал. 3.

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	55%
3	Дял на собствения капитал	45%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за обмен капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11=(p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%)/(1-10%))</math>)</b>	<b>7,09%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 7,09%.

[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															
2023/2024															
Отчетни данни															
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	10 114	10 154	10 162	10 707	18 682	27 042	28 333	24 171	26 980	22 316	12 227	11 124	212 011	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	92,96	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,46	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	327,48	338,01	300,89	348,52	202,51	147,65	435,19	528,87	954,28	761,41	438,59	411,16	5 195	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	68,46	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	68,46	
2. Корекция по въглеродни емисии															
Количество, Qe	тона	33 782													
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00							разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.				
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95							-6 359,97	-6 076,59	283,38				
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	1 126,52													
													$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_l)_t + Q_e * (C_{пе} - C_{пl})_t \pm P_{t-1}$	=	6 604,47

**„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-53-3 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

Дружеството посочва, че определената от регулатора за целите на чл. 33а от ЗЕ прогнозна пазарна цена на електроенергията за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 240,98 лв./MWh е въз основа на извършени анализи и симулации на база търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност се съпоставят с тези на румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърсните сделки на HUDEX.

Към 31.05.2024 г. отчетената средномесечна цена на електроенергията на БНЕБ е 169,70 лв./MWh или разликата с прогнозната такава за периода 2023 г. - 2024 г. е близо 70 лв./MWh, като Дружеството посочва, че това води до нереализиран приход в размер на 4,5 млн. лв. и в тази връзка предлага да се вземе предвид при калкулацията на корекциите на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал.10 от НРЦТЕ.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението по отношение на прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за регулаторния/ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. не се приема.**

За целите на чл. 33а от ЗЕ комисията е извършила анализи и е определила прогнозна пазарна цена за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в съответствие с т. 16 от общия подход. Производители на електрическа енергия с обекти с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, какъвто производител е „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, следва да продават произведената електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия (чл. 100, ал. 4 и 6 от ЗЕ), като при наличие на законовите изисквания на тези производители се изплаща и премия. ЗЕ не предвижда механизъм за компенсиране на приходите между действително реализирана борсова цена и определената прогнозна, като дружествата следва да са активни участници на пазара на електрическа енергия. Разпоредбите на чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал.10 от НРЦТЕ не предвиждат възможност за компенсиране на разлики от продажба на електрическа енергия.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД</b>			
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение</b>
Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> )	4 920	4 861	-1,1
<b>Справка № 2 – „РБА“</b>			
Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	34 820	34 986	+0,48

**След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	254,29
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	76,59
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	131,86

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 31 332 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 28 853 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 473 хил. лв. и променливи – 21 380 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 34 986 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 7,09%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 658 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 60 912 MWh.

## **6. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-ВРАЦА“ ЕАД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-06-2 от 01.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 146,90 лв./MWh без ДДС;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 452,79 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:

<b>Показатели</b>	<b>Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС</b>	<b>Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС</b>	<b>Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>к. 1</b>	<b>к. 2</b>	<b>к. 3</b>	<b>к. 4</b>	<b>к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100</b>
Преференциална цена на електрическата енергия	<b>662,18</b>	<b>513,50</b>	<b>452,79</b>	<b>-11,82</b>
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	<b>113,08</b>	<b>113,08</b>	<b>146,90</b>	<b>+29,91</b>

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

- цена на природен газ – 798,78 лв./kNm<sup>3</sup>;
- 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 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация относно: отчетна информация за ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; отчет и анализ на дружеството за изпълнение на ремонтна и инвестиционна програми за 2023 г. и за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г.; прогнозна инвестиционна програма за ценови период 01.07.2024 г.-30.06.2025 г.; попълнен формуляр за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на Изпълнителна агенция по околна среда) с прогнозно количество емисии парникови газове (СО<sub>2</sub>) за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. и справка за количеството безплатни емисии СО<sub>2</sub> (чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО) за същия

период; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub> за последния ценовия период; данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика 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-14-06-2 от 16.04.2024 г. „Топлофикация-Враца“ ЕАД е представило в КЕВР изискваната информация, като е посочило че:

- през 2023 г. и първото полугодие на 2024 г. изпълнението на ремонтната програма е в обем, гарантиращ нормалната работа на дружеството, като са разходвани 977,848 хил. лв. (изпълнението за ремонтната програма по обособени позиции за разглеждания период е даден в Приложение № 1 на анализа);

- през 2023 г. и първото полугодие на 2024 г. изпълнението на инвестиционната програма е в обем, съобразен с финансовите възможности на дружеството, като са разходвани 3 113,742 хил. лв. (изпълнението за инвестиционната програма по обособени позиции за разглеждания период е даден в Приложение № 2 на анализа);

- технологични разходи - за новия ценови период планираните технологични разходи при преноса на топлинна енергия са 44 901,54 MWh или 39,25% от общата отпусната топлинна енергия. Топлоотдаване от топлопроводите и прилежащите им компоненти, които съставляват топлопреносната мрежа на дружеството, е планирано в размер на 33 267,54 MWh или 29,08% от общата отпусната топлинна енергия. Загубите от изтичане на топлоносител с гореща вода за новия ценови период остават в рамките на постигнатото до момента – 9,6% от общата отпусната топлинна енергия или 10 986 MWh. Топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции се запазва за новия ценови период в рамките на 0,57% от общата отпусната топлинна енергия или 648 MWh. Отчетените за 2023 г. технологични разходи при преноса на топлинна енергия са 45 834.15 MWh или 40,66% от общата отпусната топлинна енергия. За същата 2023 г. топлоотдаване от топлопроводите и прилежащите им компоненти, които съставляват топлопреносната мрежа, е в размер на 34 233.53 MWh или 30,36% от общата отпусната топлинна енергия. Загубите от изтичане на топлоносител с гореща вода за 2023 г. са 9,72% или 10 962,015 MWh, а топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции е 0,58% или 648,603 MWh. За ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия са 45 334 или 40,33% от общата отпусната топлинна енергия.

### **„Топлофикация-Враца“ ЕАД е представило следната обосновка:**

#### **I. Условно постоянните разходи**

Прогнозата на условно постоянните разходи за новия регулаторен период е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2023 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, заложен планови и текущи ремонти по ремонтната програма.

1. **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 2023 г.

2. **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. 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 са сключени договори по реда на Закона за обществените поръчки (ЗОП) за доставка на резервни части и тежат срокове за представяне на ценовите предложения; 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; 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 2023 г. отчетените технологични разходи по преноса са 40,66% и с изпълнение на предвидените дейности в ремонтната програма дружеството предвижда достигане на 39,25%.

**3. Разходите за персонал и съответните плащания за осигуровки** са прогнозирани на база достигнати разходи през 2023 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.

4. Увеличението на разходите за осигурителни вноски е във връзка с увеличените разходи за заплати и възнаграждения.

Увеличението на социалните разходи, заложено в прогнозата за 2024 г., е на база отчета за 2023 г. Минималното увеличение заложено за 2024 г. е във връзка с увеличението на персонала.

**5. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности** за новия ценови период са прогнозирани на база достигнатите разходи по отчет за 2023 г. и съответните корекции във връзка с увеличените цени на горивата, енергията, материалите, резервните части и услугите. Най-голямо увеличение има в три позиции на разходите – абонаментно поддържане, безплатна храна съгласно нормативен акт и проверка на уреди, в това число:

- Разходи за абонаментно поддържане – увеличение на прогнозните разходи спрямо отчета за 2023 г. с 28 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 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 2023 г., във връзка с увеличение на персонала, въвеждането в експлоатация на новата генерираща мощност, работеща с биомаса в ОЦ „Младост“.

- Разходи за проверка на уреди – увеличението спрямо предходната година е в размер на 22 хил. лв., като основната причина е предстоящата задължителна проверка на уредите за търговско измерване, газ разходомери и монтирането на нови такива.

Другите разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, бележат минимални увеличения спрямо отчета за 2023 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 89 хил. лв. и спрямо

предходната година имат увеличение с 20 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 2023 г. е увеличение с 3 хил. лв., поради по-висока застрахователна стойност на имуществото в следствие на новопридобитите и въведени в експлоатация през 2023 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 83 хил. лв. Основната причина са увеличените цени на доставчиците на услуги спрямо предходната година.

- Разходите за наеми през 2024 г. бележат увеличение спрямо 2023 г. с 11 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 2023 г. и са в размер на 60 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 абонатите и ползва услугите на други фирми. Във връзка със сключените договори за инкасиране през 2024 г. е увеличена сумата за услугата спрямо предходната година с 10 хил. лв.

## **II. Променливите разходи**

**1. Разходите за гориво** за прогнозния период 2024 г. – 2025 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 73,96 лв./MWh, при коефициент на преобразуване 10,80 kWh/m<sup>3</sup> или – 798,178 лв./1000 nm<sup>3</sup> без ДДС.

**2. 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, аварияте 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 71 хил. лв. Основната причина са увеличените цени, както и увеличени експлоатационни разходи, свързани с обслужването и поддръжката на въведения от началото на 2024 г. водогреен котел работещ на биомаса в ОЦ „Младост“.

**3. В разходи за външни услуги** са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2023 г. е заложено увеличение в размер на 88 хил. лв.

**III. Регулаторна база на активите** – стойността на дълготрайните активи и размерът на амортизациите са съгласно данните по счетоводния баланс на „Топлофикация-Враца“ ЕАД към 31.12.2023 г. Размерът на финансиранята за дълготрайни активи са съгласно изготвения баланс към 31.12.2023 г.

Размерът на оборотния капитал е определен в съответствие с Раздел II –Регулаторна база на активите на Указания-НВ и данните от баланса на дружеството за 2023 г. Поради отрицателната му стойност в ценовия модел, размерът на оборотния капитал е определен като 1/8 от признатите годишни разходи за дейността.

**IV. 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 01.07.2024 г., са формирани следните цени:

Цена топлинната енергия – 146,90 лв./MWh без ДДС

Цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 452,79 лв./MWh без ДДС.

Дружеството посочва, че niskият относителен дял на реализираната топлинна енергия е една от причините да се формира висока цена на топлинната енергия. Вземайки предвид действащата цена на топлинната енергия към настоящия момент и предвид финансово икономическите условия в гр. Враца, равнището на заетост и размера на безработицата, се предлага да бъде запазено равнището на действащата цена на топлинната енергия и през новия ценови период.

Дружеството отчита приходи от възстановени съдебни разходи в размер на 59 564,46 лв., в това число от битови абонати – 58 877,46 лв. и 687,00 лв. от стопански абонати. 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 7 757,12 лв., в това число от битови абонати – 7 654,07 лв.

**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. Не се признават като неприсъщи за лицензионната дейност разходите за външни услуги, в размер на 675.05 хил. лв., включващи:

- разходите за небаланс от участие в специална балансираща група, съгласно т. 1.4. от общия подход;

- разходи за достъп до електропреносната мрежа, съгласно чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ.

1.2. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 31 641,22 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 31 641,22 t = 4 332 хил. лв.

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 19 232,25 km<sup>3</sup> и 8 832,00 t биомаса, съгласно заявените от дружеството.

1.3. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 67,321 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

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 39,25% на 25%, в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,80 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $1,04 + 5,35 = 6,39$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 72,19 лв./MWh.**

5. Норма на възвръщаемост на капитала:

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопотеглена цена на капитала. Среднопотеглената 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.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$NB = (ДСК * NB_{СК} + ДПК * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$ , където:

$NB$  е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$ДСК$  – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$NB_{СК}$  – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

$ДС$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$ДПК$  – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$NB_{ПК}$  – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета ( $\beta$ ) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$NB_{СК} = NB_{Б} + \beta L * (NB_{П} - NB_{Б})$ ,

където:

$NB_{Б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{П}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка

степената на конвергенция. Премиата е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отражава колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>9</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	29%
3	Дял на собствения капитал	71%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
11	НВ ( $p.11=(p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%)/(1-10%))$ )	6,64%

<sup>9</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,64%.



**„Топлофикация - Враца“ ЕАД е представило възражение с вх. № Е-14-06-3 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции, както следва:**

1. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекции на **количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса**, като посочва, че същите от 44 902 MWh (39,25%) са намалени на 27 908 MWh (24,40%) или с 16 994 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 гореща вода с 16 994 MWh до стойност 86 485 MWh за ценовия период, предвид тенденцията към намалено потребление за отопление и поради по-високите средни температури през последните отоплителни сезони.

2. Изразява несъгласие по отношение на **корекциите на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ**, както следва:

2.1. Според дружеството в таблицата за **корекция по природен газ**, изчисленият надвзет/недовзет приход от природен газ е неточен и води до определяне на по-ниска преференциална цена на електрическата енергия, поради използването на прогнозни данни за периода от м. март 2024 г. до м. юни 2024 г. Дружеството прилага таблица с отчетни данни за периода от 01.07.2023 г. до 31.05.2024 г. и прогнозни данни за м. юни 2024 г., от която е видно, че общата цена на природен газ по отчетни данни за периода 2023/2024 г. е 67,84 лв./MWh.

2.2. Дружеството изразява несъгласие с изчисления надвзет/недовзет приход от **въглеродни емисии**, посочен в таблицата за корекции по въглеродни емисии във връзка с общото количество въглеродни емисии. Дружеството прилага таблица с отчетни данни за периода от 01.07.2023 г. до 31.05.2024 г. и прогнозни данни за м. юни 2024 г., от която е видно, че общото количество въглеродни емисии за закупуване са 29 363,79 тона, вместо посочените в Доклада 30 216 тона. Дружеството е изчислило надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии в размер на 979,19 хил. лв.

2.3. Дружеството посочва, че по отношение на **корекцията на Pt-1**, калкулацията на разликата между прогнозните и отчетните разходи, формиращи разходите за природен газ и за квоти за въглеродни емисии за предходния ценови период, следва да бъде преизчислена, като се вземат предвид действителните отчетни данни за периода от м. юли 2022 г. до м. юни 2023г. и съответно показателят Pt-1 да е в размер на минус 16,97 хил. лв.

Според представеното възражение, общата сума на корекцията на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, следва да бъде намалена с 648,84 хил. лв. Дружеството подчертава, че предвид коректното изчисление на корекциите на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, с цел недопускане ощетяване на дружеството при определяне на преференциалната цена на електрическата енергия за новия ценови период, е необходимо използването на действителни данни по отчет.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението на дружеството относно направените корекции на количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса не се приема.**

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 през изминали години, гранични стойности на разхода, 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. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради необходимостта от



запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. 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 топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. 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. 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. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. 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 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 реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 39,25 %;
- отчетени за 2023 г. – 40,66 %;
- признати за новия ценови период – 25 %.

**2. Възражението по отношение на корекциите на необходимите приходи, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ не се приема.**

С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 22.05.2020 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:

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C^I)_t + Q_e * (C_{пе} - C^{II})_t \pm P_{t-1}, \text{ където:}$$

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

$Q_g$  – отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

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

$C^I$  – 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;

$Q_e$  – отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

$C_{пе}$  - прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

$C^{II}$  – 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  $H_{t-1}$ , лв.;

$t$  – ценовият период.

**2.1. Възражението за корекция по природен газ не се приема.** Изчисленията в Доклада са направени с предоставени от дружеството данни със заявление с вх. № Е-14-06-2 от 01.04.2024 г. Отчетните данни за периода от 01.03.2024 г. до 30.06.2024 г., следва бъдат съобразени при корекцията за предходен ценови период чрез показателя  $P_{t-1}$  в следващия ценови период, съгласно чл. 24а от НРЦЕЕ.

**2.2. Възражението относно изчисления надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии не се приема.** Изчисленията в Доклада са направени с предоставени от дружеството данни със заявление с вх. № Е-14-06-2 от 01.04.2024 г. Отчетните данни за периода от 01.03.2024 г. до 30.06.2024 г., следва бъдат съобразени при корекцията за предходен ценови период чрез показателя  $P_{t-1}$  в следващия ценови период, съгласно чл. 24а от НРЦЕЕ.

**2.3. Възражението относно изчислената стойност на корекцията по показателя  $P_{t-1}$  не се приема.** Изчисленията в Доклада са направени с предоставени от дружеството данни със заявление с вх. № Е-14-06-2 от 01.04.2024 г.

**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

Разходи за външни услуги, хил. лв.	675.05	0	-100
Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> ), хил. лв.	5 284	4 332	-18
<b>Справка № 2 – „РБА“</b>			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	12 267	12 422	1,26
<b>3. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:</b>			
3.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	39,25	25	-14,25
3.2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	69 491	86 485	+24,45

След извършените по-горе корекции 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	<b>322,94</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>145,24</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	<b>100,25</b>

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 33 112 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 32 294 хил. лв., от които условно-постоянни – 9 071 хил. лв. и променливи – 23 222 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 12 330 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,64%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 335 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 86 485 MWh.

#### 7. „ТОПЛОФИКАЦИЯ - ВТ“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-05-3 от 29.03.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 331,83 лв./MWh без ДДС;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 551,90 лв./MWh без ДДС.

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	672,72	619,90	551,90	-10,97
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с	131,82	131,82	331,83	+151,73

топлоносител	гореща			
вода				

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

- цена на природен газ – 781,58 лв./ $\text{knm}^3$ ;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 330,00 лв./t.

С писмо с изх. № Е-14-05-3 от 03.04.2024 г. от дружеството е изискано да представи разходо-оправдателни документи за закупените количества квоти за емисии  $\text{CO}_2$  за последния ценовия период. С писмо с вх. № Е-14-05-3 от 22.04.2024 г. дружеството е представило в КЕВР изисканата допълнителна информация.

#### **„Топлофикация - ВТ“ АД е представило следната обосновка:**

**Разходи за амортизации** – отчетените разходи за амортизации на ДА за 2023 г. са 141 хил. лв., в т.ч. 89 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 52 хил. лв. за пренос на топлинна енергия. Прогнозните разходи за амортизации за ценовия период са 168 хил. лв., завишени с 27 хил. лв. Дружеството посочва, 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., съгласно т. 31.1., б. „б“ от Указания-НВ.

**Разходи за ремонт** – планирани са **1 125 хил. лв.**, в т. ч. за ремонт в производството на електрическа енергия 750 хил. лв., за ремонт в производството на топлинна енергия 280 хил. лв. и за ремонт в преноса на топлинна енергия са 95 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. Техническото обслужване за периода предвижда задължително техническо обслужване на ИКПТЕЕ модул Wartsila 16V25SG, като извършването на съответните технически мероприятия съгласно инструкцията на производителя е задължително, чрез което се гарантира безаварийна работа на инсталацията за високо ефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. За изпълнението на техническо 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 АВВ 6/20 kV, техническо обслужване на турбокомпресори АВВ VTR-254-11 и др. включително и разходи за обслужване на спомагателно оборудване. Предвидените разходи по тази точка възлизат на **1 030 хил. лв.** Към 28.03.2024 г. в изпълнение на подготовката за извършване на ремонтната програма, дружеството вече е извършило плащания по предоставени фактури, към извършени дейности по дефектовка и закупуване на резервни части от Wartsila A.B. в размер на **144 641 лв.**, за което са приложени съответните платежни документи.

**Разходи, отнесени към топлинната енергия от ВК 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 2024/2025 г. Общо предвидените разходи са в размер на **160 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

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 почистване на димните газове. Ревизия и ремонт на димен вентилатор. Планираните разходи по тази точка са **50 хил. лв.** Техническо обслужване на водогреен котел ВК Bertsch. Съгласно ремонтната програма се предвижда основен ремонт и подмяна на димогарните тръби на котела, техническо обслужване на системата за автоматично управление и защита на котела. Предвижда се също така и техническо обслужване на два броя въздушни вентилатори, диагностика на горивната уредба, съгласно техническата инструкция на производителя RAY Öl- & Gasbrenner GmbH. Планираните разходи по тази точка са **110 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. При разпределянето на топлинната енергия са предвидени ремонти в абонатни станции. Планираните разходи по тази точка са **95 хил. лв.** Дружеството счита, че следва да се вземе под внимание фактът, че вече е извършено плащане по доставката на резервни части в размер на **144 641 лв.**, съответно на 06.02.2024 г., 29.02.2024 г. и 20.03.2024 г. Приложени са разходно-оправдателни документи от производител Wartsila Hungary Kft. 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 силни 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 на гр. Велико Търново.

**Разходите за заплати и възнаграждения** за новия ценови период са прогнозирани в размер на **1 704 хил. лв.**, с 249 хил. лв. повече спрямо отчетените за 2023 г. в размер на 1 455 хил. лв. Дружеството посочва, че завишаването се дължи на новоназначения и попълване на липсващи щатни позиции, към 01.03.2024 г. Към 31.12.2023 г. работещите по трудово правоотношение в дружеството са 46 човека, към 01.03.2024 г. са 58 човека. Планирано е разкриване на допълнителни нови щатни работни места за обезпечаване на производствената дейност за осигуряване на непрекъснатият производствен процес. Във връзка с инвестиционните намерения за въвеждане в експлоатация на нова ИКПТЕЕ, дружеството предвижда откриване на нови работни места за 6 /шест/ висококвалифицирани работници – електроинженери, топлоинженери и механици. От 01.01.2024 г. с промените в размера на минималната работна заплата за страна са увеличени работните заплати на всички заети. По рекапитулация начислените работни заплати за месец декември 2023 г. са на стойност 105 хил. лв., в т.ч. постоянни начисления: щатна заплата 94 хил. лв., доплащане за прослужени години 5 хил. лв., ползван платен годишен отпуск 6 хил. лв. Останалите доплащания в размер на 61 хил. лв. са: доплащания за работа в празнични и почивни дни, за извънреден и нощен труд, болнични за сметка на работодателя общо 41 хил. лв. и обезщетение при пенсиониране и неизползван отпуск общо 19 хил. лв. (Приложение №1 – платежна ведомост месец 12.2023 г.). Считано от 01.01.2024 г. минималната работна заплата за страната е увеличена на 933 лв. с Постановление на Министерския съвет № 193 от 12.10.2023 г., обн. в ДВ, бр. 87 от 2023 г., увеличението е в размер на 153 лв. спрямо предходната година, което прави увеличение с 19,62%. Съобразено с гореописаната промяна и обвързано с обявената от НСИ инфлация за страната е извършено актуализиране на заплатите в „Топлофикация - ВТ“ АД от месец януари 2024 г. По рекапитулация начислените работни заплати за месец януари 2024 г. са на стойност 111 хил. лв., в т.ч. постоянни начисления: щатна заплата 101 хил. лв., доплащане за прослужени години 6 хил. лв., ползван платен годишен отпуск 4 хил. лв. Останалите доплащания в размер на 34 хил. лв. са: доплащания за работа в празнични и

почивни дни, за извънреден и нощен труд, болнични за сметка на работодателя общо 24 хил. лв. и обезщетение при пенсиониране и неизползван отпуск общо 10 хил. лв. (Приложение № 2 – платежна ведомост месец 01.2024 г.).

Анализът на разходите за работна заплата показват увеличение на щатната заплата и доплащането за прослужено време в размер на 6 хил. лв., от 105 хил. лв. за м. декември 2023 г. на 111 хил. лв. за м. януари 2024 г. Увеличението е базирано на съвкупност от фактори – ръст на минималната работна заплата; значителна разлика на средната работна заплата в сектора по данни на НСИ за 2023 г.; инфлационните промени в държавата и не на последно място трудния подбор на висококвалифицирани кадри в бранша, което изключително затруднява експлоатацията и работата на дружеството.

По данни от НСИ средната работна заплата в отрасъла расте динамично, като осреднено на база годишни данни за 2023 г. е 3 060 лв. В „Топлофикация - ВТ“ АД средната месечна работна заплата, осреднена на годишна база за 2023 г., е 2 143 лв. Това показва, че има чувствително изоставане на работните заплати в дружеството спрямо реалните данни за средната работна заплата за 2023 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 31.12.2023 г. е 54 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. 2024 г. до 30.06.2025 г.

**Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**, са прогнозирани в размер на **1 112 хил. лв.** и включват:

**Горива за транспорт** – планирани са в размер на **34 хил. лв.**, което е завишение с 8 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2023 г. 26 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 **130 хил. лв.**, които включват подмяна на резервни части на производственото оборудване и консумативи за ИКПТЕЕ и др. В дейността „Пренос на ТЕ“ разходите за материали за текущо поддържане са свързани с аварии по преносната мрежа.

**Разходите за въоръжена и противопожарна охрана** са прогнозирани в размер на **71 хил. лв.**, като те са увеличени в сравнение с 2023 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 в Котел ПТ-10 и като вътрешнозаводски транспорт.

**Други разходи**, в т. ч. се предвиждат разходи за 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 **46 хил. лв.**

**Безплатна храна съгласно нормативен акт** – безплатна храна за работниците по Наредба № 11. Предоставят се ваучери за храна на база отработени дни за месеца.

**Разходи за екология** са планирани в размер на 32 хил. лв. и включват верификация на годишни доклади 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. Таксите за депониране на отпадъци са завишени, съгласно действащата нормативна уредба.

**Разходи за вода** – отчетените разходи общо за техническа вода за 2023 г. са 621 хил.

лв. За новия ценови период са завишени на 730 хил. лв., във връзка с новите утвърдени цени за доставка на вода и за технологични нужди – почистване на димни газове от прах чрез воден скруббер за котел ПТ-10. 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 01.01.2024 г. е 2,502 лв./m<sup>3</sup> за вода и 3,92 лв./m<sup>3</sup> с канал и пречистване.

**Разходите за акциз** – планирани са в размер на **179 хил. лв.** при отчетени за 2023 г. в размер на 158 хил. лв. Дружеството отбелязва, че не притежава лицензия за производство на електрическа енергия, съгласно ЗЕ, поради инсталирана електрическа мощност 2,8 MW.

Представена е справка за среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал с описани наименование на заемодателя и вида на кредита, остатък към 31.12.2023 г. и годишния лихвен процент. Дружеството е изчислило **средна норма на възвръщаемост на привлечения капитал** в размер на **7,03%**.

**Регулаторна база на активите на дружеството** – признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2023 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. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 14 682 t (заявени от дружеството) – 767 t (безплатни емисии) = 13 915 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

1.2. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 3,188 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

**Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>:** 136,91 лв./t x 13 915 t = 1 905 хил. лв. (по заявление от дружеството 2 010 хил. лв).

Прогнозните количества природен газ за новия ценови период са 7 735 km<sup>3</sup> и 4 080 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 14 191 MWh (43,22%) на 4 698 MWh (11,51%) или с 9 493 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“ 2024 г. - 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,20 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $1,01 + 4,12 = 5,13$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 71,33 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:

<b>1. Корекция по природен газ</b>															
2023/2024															
Отчетни данни															
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	5 503	2 511	2 747	5 510	6 006	8 008	9 585	8 211	8 222	6 984	5 639	3 190	72 117	
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	95,14	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	67,90	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	190,17	89,08	87,33	191,37	78,20	61,18	168,12	197,55	308,74	253,54	214,58	124,85	1 965	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	67,90	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	67,90	
<b>2. Корекция по въглеродни емисии</b>															
Количество, Qe	тона	12 634													
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00													
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95													
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	421,30													
													<b>Нt=Qg*(Цпг-Цпl)t+Qe*(Цпе-Цпl)t±Pt-1</b>	=	<b>2 568,85</b>

**„Топлофикация-ВТ“ АД е представило становище с вх. № Е-14-05-4 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

„Топлофикация-ВТ“ АД е посочило, че в т. 11 от общия подход е описан принципът, по който се определя индивидуалната прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен период. Въз основа на прогнозните цени на природен газ и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно и газоразпределителната мрежа, както следва:

- Прогнозните количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. - 2025 г., предоставена от дружеството;

- Прогнозна индивидуална цена на природния газ в размер на 66,20 лв./MWh;

- Цена за пренос и достъп през газопреносната, съответно и газоразпределителната мрежа:  $1,01 + 4,12 = 5,13$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ;

В тази връзка крайната цена на природен газ е в размер на 71,33 лв./MWh.

„Топлофикация-ВТ“ АД е посочило, че в утвърдената крайна прогнозна цена на природния газ от 71,33 лв./MWh не е отчетен разходът, който дружеството ще извършва за достъп и пренос по газоразпределителната мрежа (ГРМ) на „Овергаз Мрежи“ АД. В тази връзка дружеството е заявило, че видно и от приложенията към подаденото заявление дължимата сума за достъп и пренос на природен газ е 9,01 лв./MWh, отчитайки този разход дружеството изчислява, че крайната цена на природен газ е в размер на 80,34 лв./MWh.

Предвид изложеното, „Топлофикация-ВТ“ АД е изказало безпокойство от липсата на механизъм, чрез който да се компенсират допълнителните разходи, които ще възникнат при заплащането на така предложената за утвърждаване крайна прогнозна цена на природния газ. Дружеството е заявило, че ако тези допълнителни разходи не се включат, то това ще доведе „Топлофикация-ВТ“ АД до допълнително финансово затруднение, което ще рефлектира върху възможността на дружеството да изпълнява своите лицензионни задължения, върху изпълнението на плановите ремонти и върху поддържането на качеството на предлаганата услуга.

„Топлофикация-ВТ“ АД е посочило, че в справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 14 191 MWh (43,22%) на 4 698 MWh (11,51%), или с 9 493 MWh и в съответствие с т. 6 от общия подход. В тази връзка дружеството обръща внимание, че непризнаването на реално генерираните разходи по топлопреноса не позволява на дружеството да осъществи инвестиционно-ремонтната си програма по отношение на топлопреносната мрежа и да достигне признатите средни разходи по преноса за топлофикационните мрежи в страната. „Топлофикация-ВТ“ АД посочва, че предвид нивото на амортизация на топлопреносната мрежа и намалената плътност на консуматорите, дружеството експлоатира транзитни участъци с голяма дължина при значителни загуби на енергия от топлообмен с околната среда. В тази връзка дружеството заявява, че изключването на тези участъци е недопустимо от гледна точка на социалното влияние върху битовия и обществен сектор в града.

В заключение дружеството настоява за извършване на корекции при формиране на цените.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението на дружеството, че не са отчетени разходите за достъп и пренос по газоразпределителната мрежа (ГРМ) на „Овергаз Мрежи“ АД не се приема.** В съответствие с т. 11 от общия подход, въз основа на прогнозните цени на природен газ и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно и газоразпределителната мрежа, като се получава крайна цена на природен газ в размер на

71,33 лв./MWh.

**2. Възражението по отношение на извършените корекции в справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия не се приема.**

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 през изминали години, гранични стойности на разхода, 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. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. 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 топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. 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. 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. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. 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 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 реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия. Освен това, високата цена на топлинната енергия отказва потребители, а не осигурява средства за обновление на топлопреносната мрежа.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 43,22%;
- отчетени за 2023 г. – 50,58%;
- признати за новия ценови период – 11,51%.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация-ВТ“ АД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Топлофикация-ВТ“ АД</b>			
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение %</b>
Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> ), хил. лв.	2 010	1 905	-0,5
<b>Справка № 5 – „ТИП в преноса“</b>			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	43,22	11,51	-31,71
2. Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	18 640	36 127	93,81

**След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Топлофикация-ВТ“ АД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	493,17
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	315,47
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	128,61

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 16 240 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 16 019 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 397 хил. лв. и променливи – 11 622 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 151 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,03%;
- Количество електрическа енергия от високоэффективно комбинирано производство – 18 300 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 36 127 MWh.

**8. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-РАЗГРАД“ АД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-16-2 от 02.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 280,26 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 161,93 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3
Преференциална цена на електрическата енергия	497,05	425,13	280,26	-34,07
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	145,54	145,54	161,93	+11,26

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 1 295,00 лв./кнм<sup>3</sup> (без ДДС и акциз).

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-16-2 от 09.04.2024 г. от дружеството е изисквана информация и документи, както следва: данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика 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-14-16-2 от 10.04.2024 г. дружеството е предоставило доклад за договорени процедури от отговорния одитор, относно годишния финансов отчет за 2023 г.; с писмо с вх. № Е-14-16-2 от 19.04.2024 г. са предоставени данни относно технологичните разходи при преноса на топлинна енергия; с писмо с вх. № Е-14-16-2 от 23.04.2024 г. е предоставена допълнителна информация относно недовзет приход от електрическа енергия за регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

## „Топлофикация-Разград“ АД е представило следната обосновка:

### I. Условно-постоянни разходи

**1. Разходи за амортизации** – в размер на 410 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. За новия регулаторен период дружеството посочва, че планираните разходи за амортизация са в размер на 525 хил. лв.,

увеличение в размер на 115 хил. лв., отнесено към електрическата и топлинната енергия. Въпросното увеличение се дължи на настъпилата в края на м. септември 2023 г. авария на инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ) и наложилото се закупуване на нов двигател в размер на 1 277 хил. лв.

Дружеството посочва, че в ценовия модел стойността на дълготрайните материални активи, заложената в регулаторната база на активите е равна на отчетената стойност към 31.12.2023 г.

**2. Разходи за ремонт** – в размер на 40 хил. лв. Отчетените през 2023 г. разходи за ремонт са разпределени, както следва:

- Отнесени към електрическата енергия – 7 хил. лв.;
- Отнесени към топлинната енергия – 16 хил. лв.;
- Отнесени към преноса – 17 хил. лв.

Дружеството посочва, че отчетените разходи за ремонт в размер на 40 хил. лв. не са обективен критерий за състоянието на „Топлофикация-Разград“ АД.

Според „Топлофикация-Разград“ АД поради непризнаване на присъщи за дейността разходи в предходни ценови периоди, водещо до намаляване на утвърдените цени на топлинна и електрическа енергия, дружеството не е в състояние да реализира голяма част от планираните ремонтни и инвестиционни дейности. В тази връзка се отчита тенденция, свързана с увеличаване на аварийността на ключови за реализиране на лицензионната дейност съоръжения на дружеството – Инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТЕЕ/, топлопреносна мрежа и др., което респективно води до увеличение на разходите за ремонт.

Отчетените разходи в производството са свързани с аварийни ремонти на ИКПТЕЕ и водогрейни котли (ВК).

Дружеството отбелязва, че в отчетените през 2023 г. разходи за ремонт отсъства разхода за ремонт на ИКПТЕЕ през м. септември. Настъпилата тогава авария е наложила закупуване на нов двигател в размер на 1 277 хил. лв., което генерира пропуснати ползи от непроизведена електрическа енергия за периода 29.09.2023 г. – 25.11.2023 г. в размер на приблизително 483 хил. лв. Дружеството заявява, че закупуването на нов двигател допълнително е наложило изтеглянето на нов кредит в размер на 1 100 хил. лв. със срок на погасяване от 10 г.

Дружеството посочва, че следва да се отчете и повишената аварийност на участъци от топлопреносната мрежа, като заявява, че голяма част от топлопреносната мрежа е напълно компрометирана. Поради липса на средства за подмяна, с цел спазване на лицензионните си задължения, дружеството предприема редица мерки за предотвратяване пълното преустановяване на топлоснабдяването през отоплителен сезон.

„Топлофикация-Разград“ АД заявява, че отчетените 17 хил. лв. разходи за ремонт в преноса са свързани основно с извършване на ремонтни дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа – трасиране с цел локализиране на мястото на пробива, транспортни услуги, пряко свързани с разкопаване и възстановяване на настилката след отстраняване на аварията, подмяна на тръби, неподлежащи на поправка и др.

Според дружеството предвид отчетените разходи за инвестиции през последните години, същото няма финансов ресурс за подмяна на компроментирани участъци от топлопреносната мрежа, вследствие на което зачестява необходимостта от извършване на аварийни ремонти с цел отстраняване на възникнали пробиви.

Планираната сума за разходи за ремонт за предстоящия регулаторен период е на стойност 59 хил. лв., както следва:

- Отнесени към електрическата енергия – 16 хил. лв.;
- Отнесени към топлинната енергия – 23 хил. лв.;
- Отнесени към преноса – 20 хил. лв.

Планираните увеличения са свързани с утвърдените Ремонтни програми за регулаторния период, които дружеството предоставя 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 7 хил. лв.

- Инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТТЕЕ/.

През неотоплителния период е предвиден ремонт на периферия и поддържащи съоръжения на инсталацията на стойност 24 хил. лв., като тук не са включени регулярни технически обслужвания съгласно програмата на производителя.

- Цех Химическо водоочистване /ХВО/.

Подмяна на елементи и консумативи на стойност 1 хил. лв. Поради липса на финансов ресурс не се предвиждат инвестиции в съоръженията от цеха.

- Топлопреносна мрежа и абонатни станции.

Предвидени са 20 хил. лв. за минимално необходим ремонт на аварирани през отоплителния сезон участъци.

- Сграден фонд.

Предвиден е ограничен ремонт на наличния сграден фонд в размер на 2 хил. лв.

- Електрически съоръжения.

Частичен ремонт на съоръженията в разпределителната уредба (РУ) 20 kV в размер на приблизително 5 хил. лв.

**3. Разходи за заплати и възнаграждения** – в размер на 771 хил. лв.

Дружеството посочва, че през последните години осъществява лицензионната си дейност с относително постоянен брой заети лица, като въпреки няколкократното увеличение на размера на минималната работна заплата, увеличението на възнагражденията е незначително. 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 заявява, 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. В дружеството са налице 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 19,61%. Процентът на увеличение е процентът, с който е увеличена минималната работна заплата от януари 2024 г. Дружеството обръща внимание, че това увеличение не е достатъчно за достигане на полагаемите се работни заплати в сектор „Енергетика“.

**4. Начислени осигуровки**, свързани с т. 3, по действащото законодателство – в размер на 134 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 с общ размер от 160 хил. лв. Увеличението е съобразено с предвидения ръст на работните заплати.

**5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – в размер на 557 хил. лв.

- Горива за автотранспорт в размер на 1 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Работно облекло в размер на 3 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Канцеларски материали в размер на 2 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Материали за текущо поддържане в размер на 41 хил. лв.

Дружеството посочва, че основен дял от отчетените материали за текущо поддържане съставляват закупените материали за два броя технически обслужвания на ИКПТЕЕ в размер на 32 хил. лв. Планирано е увеличение на материалите на текущо поддържане с 40 хил. лв. Увеличението е свързано с предстоящи нови 2 броя технически обслужвания на ИКПТЕЕ при отработени съответно 4 000 работни часа и 6 000 работни часа на закупения нов двигател. Очакваната стойност на обслужванията е в размер на 99 хил. лв. За целите на планирането от отчетените 41 хил. лв. са приспаднати закупените материали за технически обслужвания в размер на 32 хил. лв. и са прибавени очакваните стойностите на предстоящите два технически обслужвания в размер на 99 хил. лв.

- Застраховки – включват застраховки на имущество и персонал в размер на 126 хил. лв.

Дружеството обръща внимание, че поради липсата на средства за извършване на планови ремонтни дейности, е налице висока аварийност както на производствените съоръжения, така и на топлопреносната мрежа. В тази връзка е налице все по-голям брой претенции, отправяни към застраховател с цел покриване на разходи, касаещи претенция „Авария на машини“ и обезпечаване на пропуснати ползи. Тази зачестила аварийност и увеличаващият се брой претенции към застраховател поставя дружеството в положение да не може да намери застрахователна компания, с която да сключи договор при сходни към настоящия момент условия. Възможността за сключване на такъв тип застраховка, която е част от лицензионните задължения на дружеството, е обвързана с драстично увеличение на годишната премия за застраховка. По време на аварийния престой на ИКПТЕЕ за периода 29.09 - 25.11.2023 г. дружеството има претенция към застраховател по клауза „Авария на машини“ в размер на 1 141 хил. лв. и претенция за покриване на пропуснати ползи в размер на 483 хил. лв. В тази връзка за новия регулаторен период очакванията са двойно увеличение на застраховка „Имущество“ от 120 хил. лв. на 240 хил. лв. Към настоящия момент от 21.02.2024 г., отново поради настъпила авария, единствената електрогенерираща мощност на дружеството не е в експлоатация, като очакванията са аварията да продължи до средата на м. юни.

- Данъци и такси в размер на 19 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Пощенски разходи, телефони и абонаменти в размер на 7 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Абонаментно поддържане в размер на 107 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Въоръжена и противопожарна охрана в размер на 23 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Наеми – в размер на 4 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Проверка на уреди – в размер на 11 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Съдебни разходи – не са отчетени, съответно не са планирани.

- Експертни и одиторски разходи в размер на 6 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Вода, отопление и осветление в размер на 6 хил. лв., като е планирано увеличение с 2 хил. лв.

- Безплатна предпазна храна в размер на 1 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Охрана на труда в размер на 1 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

- Служебни карти и пътувания – не са отчетени, съответно не са планирани.

- Командировки в размер на 2 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.



- Услуги граждански договори – не са отчетени и не са планирани.
- Разходи за публикации в размер на 5 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Изпитания на съоръженията - не са планирани.
- Разходи за лицензионни такси в размер на 25 хил. лв. За новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Такса събрано инкасо в размер на 4 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Транспортни услуги – обезпечават лицензионната дейност на дружеството в размер на 60 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Обучение на персонала в размер на 5 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Счетоводно обслужване в размер на 13 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Управление на човешките ресурси в размер на 39 хил. лв., същите включват разходи за организиране на подбор и набиране на персонал, оценка на потенциала, изготвяне на индивидуални планове за развитие, провеждане на обучения за повишаване квалификацията на служителите, изготвяне на трудови договори, допълнителни споразумения и съответните длъжностни характеристики, изготвяне на справки, декларации и други документи за подаване пред НСИ, 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. За новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Правни услуги отчетени в размер на 10 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Тръжни процедури в размер на 26 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.
- Други разходи в размер на 10 хил. лв., като за новия регулаторен период са планирани на база отчетените стойности за 2023 г.

Дружеството посочва, че отчетените през 2023 г. разходи са нанесени в графа „други разходи“, поради липса на по-подробна аналитичност в ценовия модел. Същите са присъщи за дейността, като включват разходи за стопански инвентар – в размер на 1 хил. лв., разходи за закупуване на други материали – в размер на 1 хил. лв., разходи за рекламни материали – в размер на 1 хил. лв., разходи за услуги, свързани с екологията – в размер на 1 хил. лв., физико-химичен анализ – в размер на 3 хил. лв. и други външни услуги – в размер на 3 хил. лв.

#### **6. Разходи, свързани с нерегулираната дейност в размер на 636 хил. лв.**

Дружеството посочва, че съгласно Указания-НВ, НРЦЕЕ, НРЦТЕ, отчетените през 2023 г. непризнати за целите на ценообразуването разходи са в размер на 636 хил. лв., както следва:

- Вноски във ФСЕС по чл. 36е от ЗЕ в размер на 289 хил. лв.;
- Неустойки по договори /за забава/ в размер на 134 хил. лв.;
- Такси дялово разпределение в размер на 92 хил. лв.;
- Неустойки – недостиг /небаланс ел. енергия/ в размер на 42 хил. лв.;
- Достъп производители в размер на 30 хил. лв.;
- Разходи за лични нужди в размер на 22 хил. лв.;
- Разходи за участие в стандартна балансираща група в размер на 5 хил. лв.;
- Други в размер на 22 хил. лв.

Общо разходи в размер на 636 хил. лв.

#### **II. Променливи разходи**

**1. Разходи за материали** в размер на 4 792 хил. лв., в т.ч.:

Разходи за природен газ в размер на 4 606 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 3 232 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 1 374 хил. лв.

Цената на природния газ, заложена в ценовия модел, е в размер на 793,10 лв./knp<sup>3</sup>.

Дружеството посочва, че същата е формирана в Приложение № 2 към ценовия модел. Цената се състои от разпределение на природен газ в размер на 9,76 лв./MWh, снабдяване – 0,60 лв./MWh, доставка на природен газ – 57,59 лв./MWh (съгласно Решение № Ц-4 от 01.03.2024 г. на КЕВР за утвърждаване на цена на природен газ за м. март на обществения доставчик), пренос – 1,02 и достъп – 4,13 (прогнозни цени за първо тримесечие на 2024 г.).

Дружеството обръща внимание, че при постановяване на решението за ценови период 01.07.2024 - 30.06.2025 г. очаква да се вземе предвид, че окончателните разходи ще следва да се определят съобразно нормите на чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а НРЦЕЕ, съгласно които при утвърждаване на цените на топлинната енергия и на преференциалната цена на електрическата 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 посочена в наредбите формула. Така изменената нормативна уредба гарантира в последващ период изплащане на всички разходи за основното гориво - природен газ, направени от дружеството.

Според дружеството в утвърдената с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. на КЕВР цена на природния газ за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 123,54 лв./MWh липсва цена за „Достъп и пренос по мрежата на ГРД“. В предходните две решения на Комисията за предходни регулаторни периоди на дружеството е утвърждавана такава цена, като за последния регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цена за „пренос и достъп по мрежата на ГРД“ е включена от КЕВР в определената индивидуална прогнозна цена на природния газ на дружеството. Следователно същата не трябва да бъде подлагана на изравняване спрямо цената, по която дружеството е закупувало природен газ и съответно не трябва да участва във формирането на надвзетия/недовзет приход за предстоящия регулаторен период.

- Разходи за вода в размер на 2 хил. лв., като е планирано увеличение, дължащо се на увеличение на цените на водата в размер на 4 хил. лв.

- Разходи за закупена ел. енергия в размер на 119 хил. лв., от които 37 хил. лв. за производство и 82 хил. лв. за пренос.

Дружеството посочва, че при аварийно спиране на ко-генерацията и излизане извън график на дружеството се налага закупуване на външна електрическа енергия. За експлоатация на съоръженията в абонатните станции се използва закупена електрическа енергия по договор с „Енерго-ПРО Енергийни услуги“ ЕАД. За новия регулаторен период е планирано увеличение на разходите за купена електрическа енергия в размер на 12 хил. лв., което се дължи на очакваните по-високи нива на цената на купената електроенергия.

- Консумативи (химикали, реагенти) – отчетени са 47 хил. лв. Тук са включени разходи за химикали, реагенти за обработка на циркулиращата вода 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 същевременно намаляване на пробивите, аварияте и загубите от изтичане. За новия регулаторен период е предвидено увеличение на разходите с 4 хил. лв.

Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ в размер на 98 хил. лв.

Дружеството не следва да притежава комплексно разрешително по Закона за опазване на околната среда.

През 2023 г. са отчетени инвестиции в размер на 1 539 хил. лв., както следва:

- Закупуване на нов двигател на ИКПТЕЕ в размер на 1 277 хил. лв.;
- Подмяна на участък от топлопреносната мрежа в размер на 100 хил. лв.;
- Инвестиция в сграда в размер на 29 хил. лв.;
- Ротационен разходомер в размер на 2 хил. лв.;
- Честотен регулатор в размер на 1 хил. лв.;
- Софтуер за събиране на вземания в размер на 127 хил. лв.;
- Разработка на Уеб сайт в размер на 3 хил. лв.;

За новия регулаторен период дружеството планира инвестиции в размер на 348 хил. лв., разпределени на 218 хил. лв. в производството и 130 хил. лв. в преноса, планирани на база инвестиционната програма на дружеството – Приложение № 2.

Дружеството пояснява, че инвестиционните намерения в котелен цех предвиждат инвестиция от 100 хил. лв. за изграждане на каскада с 6 броя водогрейни котли с обща мощност 1,6 MW, както и 8 хил. лв. за изцяло нова система за газсигнализация. При осигуряване на средства дружеството предвижда рехабилитиране и обновяване на съществуващата топлопреносна и топлоразпределителна мрежа, като необходимите инвестиции са определени в размер на 110 хил. лв. В абонатните станции се предвиждат инвестиции в размер на 20 хил. лв. и то при крайна необходимост от подмяна на помпи, топлообменници или други съоръжения.

Поради необходимост е предвидена инвестиция за хидроизолация на част от работните помещения на стойност приблизително от 10 хил. лв.

Предвидени са средства за закупуване на нов силов трансформатор, както и препроектиране и допълване на релейна и защитна апаратура на обща стойност 100 хил. лв.

### **III. Производствена програма**

Заложената в ценовия модел производствена програма за новия регулаторен период е приблизително еднаква с планираната производствена програма по време на миналогодишния преглед на цените. Налице са различия между отчетените през 2023 г. производствени параметри, отчетените за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. такива, и заложените в плана за новия регулаторен период, дължащи се на два основни фактора. Първият фактор са климатичните условия за периода. През месеците октомври и ноември не са били изпълнени изискванията на нормативната уредба за пускане на отоплението, поради необичайно топлото за периода време. Средномесечната температура за октомври е била 17°C, с 5°C над нормите. Нормативните изисквания за три последователни дни под 12°C са били изпълнени на 15 ноември 2023 г. Декември 2023 г., февруари и март 2024 г. също са със средномесечни температури доста над нормата за съответните периоди. За периода януари-април 2024 г. основното разминаване на план и отчет е вследствие само и единствено на климатичните промени. Втори фактор за разминаване на план и отчет са производствени аварии на съоръжения от ИКПТЕЕ, довели до спиране на комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия. В периода 29.09.2023 г. до 25.11.2023 г., поради авария на двигателя на ИКПТЕЕ е извършена подмяна с отремонтiran такъв, доставен от фирмата производител. Основно за периода 15-25.11.2023 г. е произвеждана топлинна енергия само от водогрейни котли. Разминаване на план и отчет за периода октомври-декември 2023 г. е свързано с аварията на двигателя на ИКПТЕЕ, както и климатичните изменения. Трети съществен период на разминаване, съгласно производствената програма на план и отчет е февруари-март 2024 г. Поради авария на силов трансформатор от 21.02.2024 г. е преустановена работата на ИКПТЕЕ. По предварителен план възстановяването на производството е предвидено за началото на м. юни 2024 г. В този ред от 21 февруари производството на топлинна енергия се осъществява

само с водогрейни котли.

#### **IV. 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. За определяне на нормата на възвръщаемост от собствения си капитал, дружеството е използвало модела за оценка на капиталовите активи (МОКА). Това е модел за изчисляване на минимално изискуемата норма на възвръщаемост от инвестиция в дялови ценни книжа (акции) и съответно за изчисляване на цената на финансиране със СК. Моделът е базиран на Теорията за диверсификацията на Х. Марковиц от 1959 г. и Модерната портфейлна теория. Изискуемата норма на възвръщаемост от собствения капитал според този модел е равна на:

Изискуема възвръщаемост на СК = Безрискова НВ + Бета х (Пазарна рискова премия+рискова премия за странови риск),

където:

Безрискова норма на възвръщаемост – получава се от инвестиции в активи, при които очакваната норма на възвръщаемост съвпада с реално получената. Използва се доходността по избраните като безрискови ценни книжа към датата на съответния анализ. Текущата безрискова НВ задължително изисква използването на текуща пазарна рискова премия.

Бета – коефициент, измерващ недиверсифицируемия риск на дадена ценна книга в сравнение с пазарния риск и състоянието на пазара като цяло, т.е. бета показва как се изменя доходността от дадена ценна книга в сравнение с изменението на общата пазарна доходност.

Пазарна рискова премия - показва каква доходност над безрисковата норма на възвръщаемост е очаквана и желана от инвеститорите в дялови ценни книжа. Тя зависи от риска, който самият инвеститор е готов да понесе, и от риска на самата акция. Колкото е по-висок рискът, толкова по-голямо възнаграждение (по-висока доходност или премия) за своето вложение ще изисква инвеститорът.

Рискова премия за странови риск – изразява допълнителната премия, която желаят инвеститорите в държави с по-висок политически риск.

При определяне на цената на финансиране със СК чрез МОКА се използва бета без ливъридж за отрасъла/бизнеса (т.нар. бета на активите на компанията), което налага да бъде извършена корекция в коефициента, за да достигнем до Бета с финансовия ливъридж на компанията, по следната формула:

Бета с финансов ливъридж = Бета без ливъридж х (1+ (1-t)х(Дълг/СК)),

където:

t – е данъчната ставка

Формираната норма на възвръщаемост на собствения капитал е определена, съгласно приложената справка Приложение № 3 към обосновката за ценообразуване – 7,65%.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,041 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. В Справка № 1 „Разходи“ приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 1,591 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи в съответствие с т. 1.б. от общия подход.

2. 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 по тримесечия 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. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,98 лв./MWh;

2.3. Пренос – 1,00 лв./MWh;

2.4. Достъп – 4,22 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ 72,19 лв./MWh.**

3. Норма на възвръщаемост на капитала:

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ 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.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - DC)) / (1 - DC)$ , където:

$NB$  е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$D_{СК}$  – дялът на собствения капитал в общия капитал, %;

$NB_{СК}$  – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

$DC$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$D_{ПК}$  – дялът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$NB_{ПК}$  – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета ( $\beta$ ) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$NB_{СК} = NB_{б} + \beta L * (NB_{п} - NB_{б})$ ,

където:

$NB_{б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{п}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>10</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	37%
3	Дял на собствения капитал	63%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена заемаен капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%

<sup>10</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

<b>11</b>	<b>НВ <math>(p.11 = (p.3 * p.9 + p.2 * p.10 * (1 - 10\%)) / (1 - 10\%))</math></b>	<b>6,78%</b>
-----------	--	--------------

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,78%.

[TLP-WHITE]

Ниво 0

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

<b>1. Корекция по природен газ</b>																
2023/2024																
Отчетни данни																
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:		
Количество, Qg	MWh	1 624	1 622	1 540	525	2 917	9 691	10 552	6 837	4 020	1 842	117	221	41 509		
Цена на пр. газ , Цпг	BGN/MWh	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08	119,08		
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	74,10		
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	95,01	96,34	85,83	30,82	107,83	306,05	437,70	328,16	247,19	110,96	7,25	13,94	1 867		
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	74,10		
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	74,10		
<b>2. Корекция по въглеродни емисии</b>																
Количество, Qe	тона	0														
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00												разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цпl	евро/тон	70,95												-1 222,81	-1 183,06	39,76
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	0,00														
													<b><math>H_t = Q_g * (C_{pr} - C_{pl})_t + Q_e * (C_{pe} - C_{pl})_t \pm P_{t-1}</math></b>		=	<b>1 906,86</b>



**„Топлофикация – Разград“ АД е представило становище с вх. № Е-14-16-6 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

1. По отношение на **корекцията на необходимите приходи** съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ дружеството е посочило, че при формиране на надвзетия приход от природен е подложена на изравняване посочената в Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. прогнозна индивидуална цена на природния газ в размер на 119,08 лв., като не са отчетени изложените аргументи, подробно разписани в предоставената Обосновка на разходите, че в същата са включени и цените за пренос и достъп по мрежата на газоразпределителното дружество (ГРД): 9,76 лв./MWh - разпределение през газоразпределителна мрежа и 0,60 лв./MWh - снабдяване с природен газ. Дружеството е посочило, че цените, по които газоразпределителните дружества и общественият доставчик продават природен газ също са предмет на регулиране от КЕВР, а „Топлофикация – Разград“ АД попада в групата стопански клиенти с равномерно потребление до 73 955 MWh/год., присъединени към газоразпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД.

„Топлофикация – Разград“ АД не приема и възразява срещу направената калкулация на надвзетия приход от природен газ за регулаторен период 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. в размер на 1 867 хил. лв. Според дружеството същата е завишена с **430 хил. лв.**, представляващи непризнат разход за разпределение и снабдяване (цени за пренос и достъп по мрежата на ГРД).

- Количеството природен газ за периода 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. - 41 509 MWh;
- Цена за разпределение на природен газ - 9,76 лв./MWh
- Цена за снабдяване с природен газ - 0,60 лв./MWh

**41 509 MWh x (9,76 + 0,60) = 430,033 хил. лв.**

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ и чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ към изчислената за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период се добавят цените за пренос и достъп през газопреносната, **съответно газоразпределителната мрежа.**

Според дружеството допълнително е допусната грешка и при формиране на разликата между прогнозните и отчетните разходи за природен газ за предходен регулаторен период (Pt-1), като същите са завишени с **11,88 хил. лв.** В Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. Комисията е посочила надвзет приход в размер на 1 171 хил. лв., като следва същата стойност да представлява посочения разход по прогноза. Същевременно е посочена друга стойност в размер на 1 222,81 хил. лв. Дружеството счита, че е налице и разминаване в реално отчетените разходи и посочените такива в Доклада.

Дружеството е приложило справка за необходимата корекция на НП съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и счита, че предложената в Доклада корекция в размер на 1 906,86 хил. лв. е необосновано завишена, като същата следва да е размер на 1 464,947 хил. лв.

2. По отношение на **цената на природния газ** за новия регулаторен период (НРП) дружеството е посочило, че в определената крайна цена на природния газ за предстоящия регулаторен период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. в размер на **72,19 лв./MWh** липсва дължимата от дружеството цена за пренос и достъп по мрежата на газоразпределителното дружество, съгласно подписания Договор за доставка на природен газ с „Овергаз Мрежи“ АД.

В получаваните от доставчика „Овергаз Мрежи“ АД фактури (приложени към преписката за ценообразуване) на дружеството се фактурира разпределение на природен газ, снабдяване с природен газ, доставка на природен газ, пренос и достъп през и до газопреносната мрежа.

Дружеството е посочило, че при така формираната крайна цена на природния газ в Доклада без признати разходи за разпределение на природен газ и снабдяване с природен

газ - разходи формирани от цени за пренос и достъп по мрежата на ГРД, ще бъде ошетенено с допълнителни 560 хил. лв.

- Заявени количества природен газ за НРП по Спецификация към Ценови модел - 54 032 MWh

- Цена за разпределение на природен газ - 9,76 лв./MWh

- Цена за снабдяване с природен газ - 0,60 лв./MWh

**54 032 MWh x (9,76 + 0,60) = 559,771 хил. лв.**

Дружеството счита, че предвид изложените факти и аргументи по т. 1 и т. 2 ще бъде ошетенено с **1 001,681 хил. лв.**

**3. По отношение на корекция на необходимите приходи на база приходи от юрисконсултски възнаграждения.**

Дружеството е посочило, че в Доклада е посочена корекция в Справка № 1 „Разходи“ в размер на **1,591 хил. лв.**, представляващи приходи от юрисконсултски възнаграждения, извадени от Необходимите приходи. Дружеството обръща внимание, че **няма** приходи от юрисконсултски възнаграждения, следствие на което счита, че направената корекция е неоснователна.

**4. По отношение на корекция на нормата на възвръщаемост (НВ) на собствения капитал.**

Дружеството е възразило срещу предложения в Доклада размер на НВ на собствения капитал - 6,78%. Смята, че е допусната значителна грешка във формулата, по която е определена премията на СК (ред 9 от компонентите, с които се определя НВ). Според дружеството при нея погрешно при умножение с лостовия бета коефициент (ред 4) от пазарната рискова премия за България (ред 7) е извадена безрисковата премия (ред 8). Както е посочено и по-горе в Доклада (стр. 99), при Модела за оценка на капиталовите пазари, сборът от пазарната рискова премия за развит пазар и за странови риск за България, умножени по лостовия коефициент, се добавят към безрисковата премия, а безрисковата премия не се подважда от тях, както погрешно е направено при изчислението на ред 9, стр. 102. Дружеството счита, че при коригиране на допуснатата грешка, премията на СК (ред 9) следва да е 7,59% (вместо определените 5,52%), а НВ (ред 11) следва да е **7,65%** (вместо определените 6,78%).

**5. По отношение на корекция на недовзет приход от електрическа енергия.**

Дружеството е посочило, че към преписката за регулаторен преглед на цените, с негово писмо с изх. № ТР-Д-140/22.04.2024 г. (с вх. № Е-14-16-2/23.04.2024 г. на КЕВР) е предоставило информация за формирания **недовзет приход** от електрическа енергия за регулаторен период 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г., дължащ се на продължителни аварийни престои и липса на електропроизводство.

**6. По отношение на Прогнозен отчет за приходите и разходите на НРП - 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г.**

Дружеството информира, че така предложените за утвърждаване цени на топлинна и електрическа енергия в Доклада, го поставят в условие за невъзможност да изпълнява лицензионните си задължения и водят до риск от преустановяване на дейността, поради изпадане в несъстоятелност. Според дружеството от приложения прогнозен ОПР е видно, че ще изпадне в несъстоятелност.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1.** С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 22.05.2020 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:

$H_t = Q_g * (\text{Ц}_{\text{пг}} - \text{Ц})_t + Q_e * (\text{Ц}_{\text{пе}} - \text{Ц}_{\text{п}})_t \pm P_{t-1}$ , където:

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

$Q_g$  – отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

$\text{Ц}_{\text{пг}}$  – индивидуалната прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ и ал. 8, т. 2, от НРЦТЕ, лв./MWh;

$\text{Ц}^I$  – 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;

$Q_e$  – отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

$\text{Ц}_{\text{пе}}$  - прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

$\text{Ц}^{II}$  – 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  $H_{t-1}$ , лв.;

$t$  – ценовият период.

**Възражението за корекция по природен газ не се приема.** Изчисленията в Доклада са направени с предоставени от дружеството данни със заявление с вх. № Е-14-16-2 от 02.04.2024 г. Корекцията за предходен ценови период, следва да бъде преизчислена чрез показателя  $P_{t-1}$  в следващия ценови период, съгласно чл. 24 а от НРЦЕЕ.

**Възражението за несъгласие с изчислената стойност по отношение на корекцията на  $P_{t-1}$  не се приема.** Изчисленията в Доклада са направени с предоставени от дружеството данни със заявление с вх. № Е-14-16-2 от 02.04.2024 г.

**2. Възражението, че не е отчетен разходът, който дружеството ще извършва за достъп и пренос по газоразпределителната мрежа (ГРМ) на „Овергаз Мрежи“ АД не се приема.** В съответствие с т. 11 от общия подход, въз основа на прогнозните цени на природен газ и индивидуалното потребление помесечно е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за новия регулаторен период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно и газоразпределителната мрежа, като се получава крайна цена на природен газ в размер на 72,19 лв./MWh.

**3. Възражението по отношение на корекция на необходимите приходи на база приходи от юрисконсултски възнаграждения не се приема.**

Дружеството е посочило със заявление с вх. № Е-14-16-2 от 02.04.2024 г. приходи от юрисконсултски възнаграждения в размер на 1,591 хил. лв.

**4. Възражението по отношение на нормата на възвръщаемост не се приема.**

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е определена по формулата съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ, а именно:

$$НВ_{\text{ск}} = НВ_{\text{б}} + \beta_L * (НВ_{\text{п}} - НВ_{\text{б}})$$

където:

$НВ_{\text{б}}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$НВ_{\text{п}}$  - пазарна рискова премия;

$\beta_L$  - лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

**5. Възражението по отношение на корекция на недовзет приход от електрическа енергия, дължащ се на продължителни аварийни престои и липса на**

електропроизводство, не се приема. Подобен разход не е присъщ на лицензионната дейност „производство на електрическа и топлинна енергия“.

**6. Възражението по отношение на прогнозния отчет за приходите и разходите на НРП - 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. не се приема.** Всяко дружество следва да създава организация за ефективна дейност при оптимизиране на разходите и увеличаване на приходите от лицензионната си дейност.

**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, лв./knm <sup>3</sup>	793,10	780,76	-1,56%

След извършените по-горе корекции 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	191,00
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	13,30
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	131,08

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 7 622 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 7 248 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 423 хил. лв. и променливи – 4 824 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 5 526 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,78%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 300 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 21 310 MWh.

**9. „ЮЛИКО - ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-56-1 от 09.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 727,65 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 100,03 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	Цени на енергията по ценови модел, считано от	Предложени цени по ценови модел	Изменение, %
------------	--------------------------------	---	---------------------------------	--------------

	<b>Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС</b>	<b>01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС</b>	<b>за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС</b>	
<b>к. 1</b>	<b>к. 2</b>	<b>к. 3</b>	<b>к. 4</b>	<b>к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100</b>
Преференциална цена на електрическата енергия	725,58	722,00	727,65	+0,78
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	104,27	104,27	100,03	-4,04

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ 911,00 лв./kmm<sup>3</sup> (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-56-1 от 15.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация към заявлението, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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; попълнена справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. и за 2023 г.; справка, съдържаща отчетна информация за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ.

С писмо с вх. № Е-14-56-1 от 29.04.2024 г. дружеството е представило обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, както и друга информация и документи, изискани с писмото на КЕВР.

От дружеството декларират, че няма получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения през отчетната година и такива не са включени като ценообразуващ елемент при определяне на цените на топлоенергията и електрическата енергия. Също така е предоставена информация, че дружеството не е продавало електрическа енергия на свободния пазар.

#### **„Юлико - Евротрейд“ ЕООД е представило следната обосновка:**

Прогнозните ценообразуващи елементи за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са прогнозиран 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 за амортизация** – амортизационните 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 за 1,5 години напред с 12,5%.

**Разходи за заплати и възнаграждения** – отчетните стойности са увеличени с прогнозен индекс.

**Разходи, пряко свързани с дейността по производство на електрическа и топлинна енергия** са индексирани с около 10% в зависимост от реалното повишение на всички разходи и прогноза за повишение с 5% за следващия ценови период.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,495 MW.**

#### **Образуване на цените:**

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 по тримесечия 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“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството:

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 67,49 лв./MWh;

3. Пренос – 0,65 лв./MWh;

4. Достъп – 3,32 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 71,46 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															
2023/2024															
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	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	119,22	
Цена на пр. газ , Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	73,04	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	0,00	0,00	0,00	0,00	3,64	3,49	4,54	4,72	5,85	5,62	0,00	0,00	28	
Цена на пр. газ , Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	73,04	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ , Цпl	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	73,04	
										разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.			
										-7,44	28,33	35,78			
													<b>Нt=Qg*(Цпг-Цl)t+Qe*(Цпе-Цll)t±Pt-1</b>	=	<b>63,63</b>

**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 <sup>3</sup>	911	753	-17,3

**След извършените по-горе корекции 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	654,65
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	90,79

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 1 746 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 708 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 084 хил. лв. и променливи – 624 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 2 188 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-14-09-6 от 01.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 621,98 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 164,20 лв./MWh без ДДС;
3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 126,19 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
------------	---	---	---	--------------



к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	601,19	612,86	621,98	+1,488
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	105,57	105,57	164,20	+55,54
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	133,25	133,25	126,19	-5,30

Цените на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на природен газ – 931,13 лв./kNm<sup>3</sup> при калоричност 8 300 kcal/kg;
- цена на въглища – 596,54 лв./t при калоричност 4 800 kcal/kg;
- цена на мазут – 1166,82 лв./t при калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на биогориво – 114,72 лв./t при калоричност 3 900 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-09-6 от 25.04.2024 г. от „Топлофикация Русе“ АД е изискана допълнителна информация относно разходите, включени в перо „Балансова стойност на продадени активи (без продукция)“ в представения Индивидуален финансов отчет на дружеството към 31.12.2023 г., която е представена в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-09-6 от 07.05.2024 г.

**„Топлофикация Русе“ АД е представило следната обосновка:**

Дружеството посочва, че при планиране на цените от 01.07.2024 г. са използвани данните от предходния регулаторен период, като те са актуализирани, както следва:

1. Увеличени са планираните продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода във връзка с плановете за присъединяване на нови потребители и очаквано по-голямо потребление на топлинна енергия от клиентите през следващия отоплителен период (зимата на 2023 г. е била с по-високи температури от предвидените).

2. Увеличено е количеството на високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия спрямо отчетеното през периода 01.01.2023 г. – 31.12.2023 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 и предвидената работа на въведените три когенериращи мощности, работещи с гориво природен газ.

4. Количеството закупени емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) 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 2023 г. и 1/2 от квотите за 2024 г.), по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО). Отделените въглеродни емисии през новия ценови период, започващ от 01.07.2024 г. са изчислени в съответствие с количеството и емисионните фактори на горивата за периода 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. По отношение на количеството въглеродни квоти, които следва да бъдат закупени за ценовия период от 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 подало Доклад за равнище на дейност в МОСВ в нормативно определения срок до 31.03.2024 г. На основата на

същия и след одобрение от Европейската комисия ще бъдат разпределени предвидените в Доклада квоти по чл. 10а. За ценовия период 01.07.2024 г – 30.06.2025 г., дружеството е предвидило очакваните безплатни квоти за разпределение като сума от 1/2 от безплатните квоти за 2024 г. и 1/2 от безплатните квоти за 2025 г.

Относно квотите по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО, 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. 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 посочва, че е централа 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. Изискванията към въглищата са заложи в комплексното разрешително – поставени са условия за използване на твърдо гориво със съдържание на сяра под 0,4% и летливи вещества под 10%. За осъществяване на производствената дейност спрямо дружеството са заложи и 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 гореизброено, допълнено и от факта, че в района на добив работят крайно ограничен брой доставчици, прави цената на такъв тип въглища доста по-висока.

Изчислената цена на въглищата по доставки в рамките на ценовия период по утвърден от КЕВР образец на Приложение № 2 е 582,28 лв./t.

Цената на въглищата, която „Топлофикация Русе“ АД залага в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ в електронния изчислителен модел за образуване на цените е:  $582,28 \text{ лв./t} + 14,26 \text{ лв./t} = 596,54 \text{ лв./t}$ , където: 14,26 лв./t са допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проба.

Цена на природния газ: прогнозна цена в размер на 931,13 лв./ $\text{knm}^3$ , получена съгласно Приложение № 2 за отчетната 2023 г. и включва цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа.

Цена на мазута: прогнозна цена в размер на 1 166,82 лв./t, получена съгласно Приложение № 2.

Разходи за закупена електрическа енергия: планирана е сума, завишена с 10% от стойността на разходите за закупена електрическа енергия за отчетната 2023 г.

#### **Условно-постоянни разходи**

Основните елементи на УПР (разходи за материали, външни услуги и други) са прогнозираны 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 2023 г. и началото на 2024 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 6,8%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2023 г. е в размер на 2 533 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 2023 г. е в размер на 3 134 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.

Влияние върху **разходите за консумативи** (химикали и реагенти) от променливите разходи, оказват влезлите експлоатация в началото на 2024 г. три броя когенерационни мощности Wartsila 16V34SG, които използват моторно масло. За позицията е предвидено увеличение от 10% на отчетените през 2023 г. разходи за химикали и реагенти и разход за закупуване на 181 792 л. моторно масло.

При изчисляване на **Регулаторната база на активите** са спазени изискванията на т. 30 от Указания-НВ.

Дружеството счита, че е спазило указаниято за прилагане **норма на възвръщаемост на собствения капитал** в размер, утвърден от КЕВР за предходния ценови период.

За изчисляване на цената на собствения капитал за регулаторния период са използвани следните параметри за изчисление – безрискова премия, бета коефициент на активите, пазарна рискова премия.

- безрискова премия – 3,93%
- бета коефициент на активите – 0,55
- пазарна рискова премия – 6,94%
- НВск =  $3,93\% + 0,55 * 6,94\% = 7,747\%$

**Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал** 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 и е в размер на 5,73%.

- Дял на собствения капитал - ДСК = 40,63%;
- Дял на привлечения капитал -ДПК = 59,37%
- Данъчна ставка - ДС = 10%

В резултат на изчисленията в ценовия модел, дружеството определя **Нормата на възвръщаемост на капитала** в размер на 6,90%.

В резултат на извършените изчисления по Справки от № 1 до № 9 (разчетни данни за 2024-2025 г.) са прогнозирани необходими приходи от дейността в размер на 179 380 хил. лв.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 420,91 MW.**

**В резултат на анализа на горепосоченото заявление в Доклада са извършени корекции и са предложени следните ценообразуващи елементи на цените:**

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

1.1. Разходите за „други разходи по нормативни актове“ са коригирани, като неприсъщи за лицензионната дейност на дружеството.

1.2. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 170 918 t на ниво отчет за 2023 г. за относително същото производство на електрическа и топлинна енергия в централата.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>:  $136.91 \text{ лв./t} \times 170 \text{ 918 t} = 23 \text{ 400 хил. лв.}$

1.3. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 7,605 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

2. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирано е количеството въглища, като са намалени от 104 570 t на 94 571 t до достигане показателя обща енергийна ефективност в съответствие с приетите показатели за производство на високоефективна електрическа енергия, съгласно т. 5 от общия подход.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени от 39,15% на 32%, 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“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството:

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,06 лв./MWh;
  2. Пренос – 1,02 лв./MWh;
  3. Достъп – 4,12 лв./MWh;
- Крайна цена на природен газ – 70,21 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**

		2023/2024													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	7	241	1 508	0	3 531	81	243	12 617	26 388	25 503	26 357	21 169	117 644	
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	92,62	
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	59,79	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,24	7,95	44,14	0,00	37,08	0,41	3,65	271,77	924,37	861,48	936,45	775,19	3 863	
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56	59,79	
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	60,58	59,67	63,35	60,41	82,12	87,50	77,60	71,08	57,59	58,84	57,09	56,00	59,79	

**2. Корекция по въглеродни емисии**

Количество, Qe	тона	170 918
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	88,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	70,95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	5 699,59

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
2 833,70	2 878,22	44,52

$$Ht = Qg * (Цпг - Цп) + Qe * (Цпе - Цп) \pm Pt-1 = 9\,606,82$$

**„Топлофикация Русе“ АД е представило становище с вх. № Е-14-09-9 от 10.06.2024 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 147 757 хил. лв. ( $233\,376\text{ MWh} * 512,36\text{ лв./MWh} + 130\text{ MWh} * 177,70\text{ лв./MWh} + 3\,965\text{ MWh} * 93,22\text{ лв./MWh} + 296\,628\text{ MWh} * 128,64\text{ лв./MWh}$ ). Дружеството твърди, че има несъответствие между изчислените приходи по цените и количествата, определени от Комисията в размер на 147 757 хил. лв. и посочените в Доклада необходими приходи от 157 410 хил. лв. и настоява за коректно отразяване в цените на необходимите приходи след преразглеждане на разликата от 9 653 хил. лв.

2. Изразява се несъгласие по отношение на разходите за „други разходи по нормативни актове“. Дружеството твърди, че посочените разходи не са неприсъщи за лицензионната дейност. Посочва, че това са присъщи, икономически обосновани разходи за вноски във „Фонд сигурност на електроенергийната система“ и разходи за достъп до електропреносната мрежа. Според дружеството, непризнаването на тези разходи за нуждите на ценовото регулиране е в противоречие с чл. 31, т. 2 от ЗЕ, съгласно който цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обоснованите им разходи.

3. Изразява несъгласие с направените корекции на необходимите за закупуване квоти за емисии на парникови газове (CO<sub>2</sub>) от 202 205 t CO<sub>2</sub> на 170 918 t CO<sub>2</sub> до нивото на отчет за 2023 г. Дружеството посочва, че аргументът за относително същото производство на електрическа и топлинна енергия в централата за новия ценови период в сравнение със сегашния не е основателен за определяне на отделените емисии на парникови газове. Отделените емисии се определят от прогнозираните горива за производство, а в предложения за обсъждане Доклад не е направена съпоставка на горивния микс, заявен от дружеството, което от своя страна оказва влияние и върху броя на квотите за закупуване. За новия ценови период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. в „Топлофикация Русе“ АД през голяма част от времето е предвидено да работят новомонтираните когенерационни мощности, работещи само на природен газ, което от своя страна намалява възможността за използване биомаса като гориво. От друга страна, попълвайки формуляра за докладване на годишните емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на ИАОС) по Наредба за условията, реда и начина за изготвяне на докладите и за верификация на докладите на операторите на инсталации и на авиационните оператори и за изготвяне и проверка на заявления на нови участници, но с намаленото количество въглища от страна на Комисията (94 571 t), се получават 206 331 tCO<sub>2</sub> за предвиденото производство. След приспадане на 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) остават 184 929 tCO<sub>2</sub> за закупуване, а не така определените 170 918 tCO<sub>2</sub>. Дружеството е направило искане при постановяване на решението за новия ценови период да бъдат съобразени предложените от него разходи за закупуване на емисии на парникови газове (CO<sub>2</sub>) от 27 684 хил. лв.

4. Изразява несъгласие по отношение на корекция на количеството въглища в посока на намаление с 10 хил. тона. Дружеството не е съгласно с мотива от Доклада, че въглищата са намалени до достигане на показателя обща енергийна ефективност до постигнатата през 2023 г. (72,68%), защото този показател е съобразен при подаване на заявлението (72,80%).

5. 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“ е посочило прогнозно количество на реализираната топлинна енергия с гореща вода в размер на 265 430 MWh. Това количество е близко до отчетените количества за 2023 г. и за периода 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г., съответно 263 588 MWh и 265 583 MWh. Чрез направената корекция, е завишена реализацията на гореща вода на 296 629 MWh, т.е. с 31 198 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.

**6.** Изразява несъгласие относно таксата достъп, при определяне на прогнозните цени на природния газ. Дружеството не е съгласно с определената такса достъп от 4,12 лв./MWh. Това е цената, изчислена по отчета на Дружеството за ценовия период 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г., и не е отчетен разход в размер на 285 719,40 лв. по сключен договор с „ТИБИЕЛ” ЕООД за компенсиране сезонна неравномерност, подписан на основание План за действие при извънредни ситуации за гарантиране сигурността на доставките на природен газ на Република България, във връзка с чл. 72а, ал. 1, т. 2 от ЗЕ и съгласно изискванията на чл. 8 и чл. 10 от Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския Парламент. Съобразявайки се с този разход, цената за достъп ще се повиши на 5,41 лв./MWh.

**7.** Дружеството не е съгласно с определения в Доклада коефициент за разпределение на горивото в производството Кел.<sup>КПД</sup> в размер на 0,3250%. В ценово Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. е определен коефициент 0,3183, който с Решение № Ц-12 от 31.05.2024 г. е изменен на 0,3100, предвид инсталирането на новите когенерационни мощности.

По отношение на горните възражения може да се посочи следното:

**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. Дружеството неоснователно възразява по отношение на разходите за „други разходи по нормативни актове“,** доколкото разходите към ФСЕС и ежемесечните такси за достъп до електропреносната мрежа не се включват в състава на признатите от комисията разходи, съгласно чл. 30, ал. 6, чл. 33, ал. 6 и чл. 36е от ЗЕ.

**3. Дружеството неоснователно възразява по отношение на разходите за закупуване на емисии на парникови газове,** доколкото същите са определени след разглеждане от Комисията на новите данни и обстоятелства, посочени от дружеството в заявление с вх. № Е-14-09-6#3 от 17.06.2024 г.

**4. Дружеството неоснователно възразява по отношение на корекцията на количеството въглища,** доколкото същите са определени след разглеждане от Комисията на новите данни и обстоятелства, посочени от дружеството в заявление с вх. № Е-14-09-6#3 от 17.06.2024 г. Освен това корекцията на количеството на въглища е с оглед достигане на показателя обща енергийна ефективност в съответствие с приетите показатели за производство на високоефективна електрическа енергия, съгласно т. 5 от общия подход. Дружеството следва да отчете положителния резултат от въвеждане на когенерационните инсталации в посока намаляване на тежестта на въглищата като основно гориво.

**5. Възражението по отношение на корекцията в прогнозните количества топлинна енергия с топлоносител гореща вода не се приема.**

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 през изминали години, гранични стойности на разхода, 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. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични

разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. 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 топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. 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. 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. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. 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 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 реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, 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.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 39,01%;
- отчетени за 2023 г. – 39,26%;
- признати за новия ценови период – 30%.



Стойностите на топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода са следните:

- отчетени за 2023 г. - 263 588 MWh;
- заявени за новия ценови период - 298 593 MWh;
- изчислени за новия ценови период - 319 679 MWh.

**6. Възражението по отношение на такса достъп, при определяне на прогнозните цени на природния газ не се приема.**

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ и чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ разходите за основно гориво природен газ се остойностяват въз основа на: изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа.

Комисията е определила прогнозните разходи за природен газ за предстоящия ценови период въз основа на действащи договори, сключени от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД с различни доставчици, които осигуряват необходимите количества природен газ за вътрешния пазар, както и въз основа на прогнозни данни за потреблението на природен газ по месеци, в периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., в съответствие с т. 11 от общия подход. При изчисляване на еднокомпонентната цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода и преференциалната цена на електрическата енергия комисията е взела предвид отчетните данни, предоставени от „Топлофикация Русе“ АД в Приложение №2. Разходи за такси за компенсиране на сезонна неравномерност на доставките на природен газ не следва да се признават като разход в цените, доколкото произтичат от смяна на доставчика на природен газ, която не е икономически обоснована от дружеството.

Комисията не е извършвала корекции на заявените количества природен газ.

**7. Възражението по отношение на коефициент за разпределение на горивото в производството не се приема.**

Следва да се отчете влиянието от въвеждане на когенерационните инсталации и повишаването на ефективността на централата, поради което Кел.<sup>КПД</sup> се определя в размер на 0,3570.

**„Топлофикация Русе“ АД е представило писмо с вх. № Е-14-09-6 от 17.06.2024 г. с искане за корекция на заявление с вх. № Е-14-09-6 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, към което е приложено и заявление с вх. № Е-14-09-6#3 от 17.06.2024 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин. Предложените от дружеството за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, са както следва:**

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 614,02 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 105,68 лв./MWh без ДДС;
3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 88,50 лв./MWh без ДДС.

Приложени са следните документи: Приложение № 3 от 17.06.2024 г. с коригирани производствени показатели; технически показатели и финансово-счетоводни данни за постоянните и променливи разходи според Указания-НВ и по образец на КЕВР на основата на ценовия изчислителен модел, приложен при утвърждаването на цените на топлинната и електрическата енергия за новия ценови период; попълнен формуляр за докладване на годишните емисии за периода 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г.; копие на писмо с вх. № ФИД-683 от 14.06.2024 г. от „Флай Пауър“ ЕООД, във връзка с промяна в производствените планове на фирмата.

**Образуване на цените по заявление с вх. № Е-14-09-6#3 от 17.06.2024 г.:**

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

1.1. Разходите за „други разходи по нормативни актове“ са коригирани, като неписъщи за лицензионната дейност на дружеството, като се отчетат и аргументите, изложени по възражението на дружеството.

1.2. Прогнозни количества емисии CO<sub>2</sub> – 285 231 t (изчислени спрямо коригираните количества горива) - 22628,5 t (безплатни квоти емисии CO<sub>2</sub>) = 262 602,14 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t x 262 602,14 t = 35 952 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са: природен газ 15 961,59 kNm<sup>3</sup>, 134 500 t въглища, 1 130 t мазут и 49 046,67 t ВЕИ.

1.3. Приходите от юрисконсултски възнаграждения в размер на 7,605 хил. лв., заявени от дружеството, са извадени от необходимите приходи в съответствие с т. 1.6. от общия подход.

2. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирано е количеството въглища, като са намалени от 145 881 t на 134 500 t до достигане показателя обща енергийна ефективност в съответствие с приетите показатели за производство на високоефективна електрическа енергия, съгласно т. 5 от общия подход, като се отчетат и аргументите, изложени по възражението на дружеството.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи на топлинна енергия по преноса са намалени от 39,01% на 30%, в контекста на извършените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от приетия общ подход, като се отчетат и аргументите, изложени по възражението на дружеството.

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“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството:

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 64,19 лв./MWh;

2. Пренос – 1,02 лв./MWh;

3. Достъп – 4,12 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 69,34 лв./MWh.

**5. Корекциите на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са посочени в таблицата по-горе.**

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

<b>„Топлофикация Русе“ АД</b>			
	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение %</b>
1. Справка 1 – „Разходи“			
1.1. Други разходи по нормативни актове, хил. лв.	7 674	0	-100
1.2. Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> ), хил. лв.	36 209	35 952	-0,7
2. Справка 4 – „ТИП в производство“			
2.1 Количество въглища, t	145 881	134 500	-7,8
3. Справка № 5 – Технологични разходи по преноса на топлинна енергия, %	39,01	30,0	-9,01
3.1 Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	298 593	319 679	+7,1

След извършените по-горе корекции 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	508,92
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	331,22
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	92,92
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	121,55

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 190 084 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 186 073 хил. лв., от които условно-постоянни – 43 459 хил. лв. и променливи – 142 614 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 64 597 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,21%;
- Количество електрическа енергия – 295 303 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 295 174 MWh;
  - от некомбинирано производство – 129 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 965 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 319 679 MWh.

#### 11. „ТОПЛОФИКАЦИЯ-ПЕРНИК“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-03-2 от 29.03.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 502,09 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136,70 лв./MWh без ДДС;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 65,42 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата	572,25	587,10	502,09	-14,48

енергия				
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	115,94	115,94	136,70	+17,90
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	67,79	67,79	65,42	-3,49

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

- цена на въглища – 134,36 лв./*t<sub>н.г.</sub>* при калоричност 1 900 kcal/kg;
- цена на природен газ – 699,54 лв./*knm<sup>3</sup>* (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-03-2 от 03.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация относно: обосновка на дружеството за получените 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; данни и доказателства за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия, съгласно Методика 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.; разходо-оправдателни документи за закупените от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub> за последния ценовия период. С писмо с вх. № Е-14-03-2 от 15.04.2024 г. дружеството е представило в КЕВР изисканата допълнителна информация, като е посочило, че:

- технологичните разходи на топлинна енергия при преноса на топлинна енергия – през отчетната 2023 г. са в размер на 54,21%. Отпуснатата топлина към преноса с гореща вода е в размер на 360 541 MWh, продажбата на топлинна енергия с гореща вода – 165 104 MWh. Със заложената в инвестиционната програма подмяна на елементи от топлопреносната мрежа, дружеството има за цел през новия регулаторен период 2024 -2025 г. да намали технологичните разходи до 42, 21%.

- юрисконсултските възнаграждения не са включени като ценообразуващ елемент при определяне на цените на топлинната и електрическа енергия.

**„Топлофикация-Перник“ АД е представило следната обосновка:**

Прогнозната информация е определена въз основа на базисната 2023 г., съгласно Указания-НВ.

**Производствена програма (отчет и прогноза):**

След въвеждане в експлоатация на КГ 1, КГ 2 и КГ 3 през настоящия регулаторен период, дружеството е изготвило производствената програма базирана на новите мощности и парогенератор № 5 в паралел с турбогенератор № 5. Парогенератор № 3 е изведен от експлоатация. През новия регулаторен период дружеството предвижда през отоплителния сезон работа на парогенератор № 5 в паралел с турбогенератор № 5 и трите когенератора. Преходните месеци май и април съгласно топлинния товар в работа ще е парогенератор № 5 в паралел с турбогенератор № 5. За летните месеците е планирано в експлоатация да са само трите когенератора.

**Производство на топлинна енергия** – отпуснатата от съоръженията топлинна енергия към преноса през прогнозния период е 613 800 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 54,21%. Прогнозира се през новия регулаторен период те да се намалят до 42,21%.

**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  $\Delta F \geq 10\%$ .

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 280 247 MWh, а за периода 2024 г. – 2025 г. се планира да бъдат произведени 336 096 MWh.

**Продадена електрическа енергия** – през отчетната 2023 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирало 215 987 MWh на свободния пазар, от които 200 187 MWh, ВЕКП, компенсирани с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Общо произведеното нетно количество електроенергия през 2023 г. е в размер на 218 670 MWh. През новия регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 274 951 MWh.

**Електрическа енергия за собствено потребление** – прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление са планирани на база отчетните данни през базовата 2023 г.

**Електрическа енергия за собствени нужди** – електрическа енергия за собствени нужди през новия ценови период е 61 145 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 2023 г. възлиза на 6 154 хил. лв. за извършване на големи основни ремонти на съоръженията. През ценови период 07.2024 г. – 06.2025 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 1 240 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, заложи в настоящия. 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 економайзер и подмяна на работни колела на главен въздушен вентилатор 2 броя на ПГ5. Ще бъде направен основен ремонт на охладителна кула № 4 на ТГ5. За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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 MWh.

**Регулаторна база на активите** – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2023 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията и за тяхното разпределение при производството между електрическата и топлинната енергия, възлиза на 82 212 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. 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. оборотният капитал за производство е в размер на 7 326 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“ – съгласно средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2023 г. е 5,41%.

**Условно постоянни разходи**

**Разходи за амортизации** – 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. разходите за амортизации са на нивото на 2023 г.

**Разходи за работна заплата и осигуровки** – разходите за работна заплата и осигуровки за отчетната дейност през 2023 г. възлизат на 16 869 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати 13 614 хил. лв. и за осигуровки 3 255 хил. лв. За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. необходимите разходи са завишени на 16 336 хил. лв. разходи за заплати и 3 906 хил. лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2024 г.

**Разходите, пряко свързани с дейността по лицензиите** – са увеличени спрямо отчетната 2023 г. и същите са отразени в Приложение № 1 „Разходи за производство“ (от Справки № 1-9). Те са планирани спрямо действителните нужди на дружеството 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<sub>2</sub> 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 ценови период е в изпълнение на Договор № 102 от 2014 г. за покупко – продажба на кафяви въглища. Дружеството е приложило копие на Договор № 102 от 2014 г. и допълнителните споразумения към него.

В Приложение № 2 са дадени отчетните и прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2024 г. За прогнозния период цената на твърдото гориво е в размер на 134,36 лв./т.н.г. при калоричност 1 900 ккал/кг. Цената на природния газ е изчислена на база последната утвърдена цена от КЕВР за месец март 2024 г. – 57,59 лв./MWh. В цената за достъп са включени разходите на „Топлофикация-Перник“ АД, свързани със съхранение на утвърдените количества в ПГХ Чирен. Приложен е и Договор № ПГ-0106/ДГ24/026/25.03.2024 г. за компенсиране на сезонна неравномерност.

**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 226 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 1 613 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 1 076 хил. лв., от които с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за почистване 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 гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт. Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2023 г.

**Разходи за закупуване на емисии на парникови газове:** в съответствие с изискванията на нормативната база ТЕЦ „Република“ притежава издадено от ИАОС

разрешително за емисии на парникови газове. Същото е актуално към дата 31.03.2024 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 2023 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са 257 824 t. Данните са от 30.03.2024 г. Прогнозното количество на закупените емисии за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. ще бъде 379 964 t при изгорени твърди горива – 437 540 t, природен газ 35 050 000 м<sup>3</sup>.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125,91 MW.**

**Образуване на цените:**

1. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 379 964 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t x 379 964 t = 52 021 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са природен газ 35 050 km<sup>3</sup> и 437 540 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 по преноса на топлинна енергия са коригирани от 42,21% на 34% 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.

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“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 63,92 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,02 + 5,27 = 6,29 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 70,20 лв./MWh.**





**„Топлофикация-Перник“ АД е представило становище с вх. № Е-14-03-4 от 11.06.2024 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. Дружеството обръща внимание, че през отчетната 2023 г. технологичните разходи по преноса са в размер на 54,21%, а със заложените в инвестиционната програма подмяна на елементи от топлопреносната мрежа, дружеството има за цел да намали технологичните разходи до 42,21%, или намаление с 12% спрямо отчетеното. От „Топлофикация-Перник“ АД считат, че дължината на топлопреносната мрежа (139 000 m) е тясно свързана със стойността на загубите на топлина по време на преноса и посочват, че достигането на 34% загуби и корекция с още 8,21% е непосилна за дружеството.

**След преглед на постъпило възражение от дружеството Комисията счита:**

**Възражението по отношение на корекцията на количествата топлинна енергия за технологични разходи по преноса не се приема.**

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 през изминали години, гранични стойности на разхода, 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. Комисията счита, че 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. Корекцията на разхода се налага поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. 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 топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. 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. 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. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. 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 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 реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 42,21 %;
- отчетени за 2023 г. – 54,21 %;
- признати за новия ценови период – 34 %.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация - Перник“ АД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Топлофикация – Перник“ АД</b>			
	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение %</b>
Справка № 2 – „РБА“ - Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	82 212	96 499	17,38
Справка № 5 – „ТИП в преноса“, технологични разходи, с топлоносител гореща вода, %	42,21%	34,00%	-8,21
Справка № 5 - Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	192 100	228 971	+19,19

**След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Топлофикация – Перник“ АД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	469,11
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	291,41
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	107,59
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	58,50

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 185 506 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 180 286 хил. лв., от които условно-постоянни – 36 193 хил. лв. и променливи 144 093 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 96 499 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 5,41%;
- Количество електрическа енергия – 274 951 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 265 951 MWh;
  - от невисокоефективно комбинирано производство – 9 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 971 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 281 400 MWh.

## 12. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-07-2 от 29.03.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 530,27 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 121,98 лв./MWh без ДДС;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 98,05 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени по ценови модел за периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	643,37	657,86	530,27	-19,39
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	104,19	104,19	121,98	+17,07
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	97,95	97,95	98,05	+0,10

Предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на въглищата – 357,57 лв./t с долна работна калоричност 4 369 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 200,00 лв./t калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 150,15 лв./t с долна работна калоричност 3 500 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-07-2 от 03.04.2024 г. от дружеството е изискано да представи

следната допълнителна информация: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводство 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 2023 г. и за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г.; подробна обосновка на дружеството 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; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ. С писмо с вх. № Е-14-07-2 от 12.04.2024 г. заявителят е представил в КЕВР изискваната допълнителна информация.

**„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 2023 г. дружеството е реализирало 94 461 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. В допълнение намаляващият брой на населението и проявената демографска криза, в цялата страна и града, води и до намалено ползване на битова гореща вода. 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 без спиране, в прогнозата дружеството запазва количеството в същия порядък на отчетената през базовата година – 93 860 MWh. За 2023 г. продадената топлинна енергия с пара е 151 522 MWh. За предстоящия ценови период се прогнозира спад в размер на около 5% или 144 313 MWh реализирана.

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 2023 г. Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство в периода 06.06.2025 г. – 30.06.2025 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 посочва, че през 2023 г. трендът на повишение на цените на стоки и услуги се е забавил, но въпреки това е останал значителен. Повишението е засегнало всички видове разходи, което е довело до увеличението им. За отразяване на този икономически процес, след извършен анализ и преценка на всеки разход, в настоящето заявление дружеството е повишило съответния разход с прогнозен процент. За основната част от разходите е извършена промяна с процента на отчетената от НСИ за 2023 г. инфлация, в размер на 9,5% и действащите договори.

**Разходи за заплати** – съгласно вътрешните правила, при промяна на размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. От 01.01.2024 г., с изменение на Кодекса на труда за определяне начина на изчисляване на минималната работна заплата, Постановление на Министерския съвет № 193 от 12.10.2023 г. за приемане на нейното увеличение с 19,6% от 780 лв. на 933 лв., както и предстоящото увеличение от

01.01.2025 г. с 10,7% от 933 лв. на 1033 лв., сумарното увеличение ще бъде с 32,4%. Предвиденото от дружеството увеличение на разходите за заплати и възнаграждения отразява посочения ръст от 32,4%. Друга причина, поради която според дружеството е наложително увеличение на възнаграждението е ниското възнаграждение за полагаания труд в тежките условия на работа, все по-трудното задържане и голямо текучество на работници, непрекъснато увеличаващи се цени в страната.

Дружеството посочва, че считано от 01.01.2024 г., **цената на водата** за град Сливен, доставяна от „ВиК“ ООД Сливен е увеличена с 41,2%, от 2,38 лв./м<sup>3</sup> на 3,36 лв./м<sup>3</sup> без ДДС. За предстоящия период, със същия процент е увеличен и отчетения през 2023 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 20%, спрямо 2023 г.

**Разходите за материали за текущо поддържане** са увеличени с 40% спрямо 2023 г.

**Прогнозните разходи за амортизации** са съобразени с отчетените през 2023 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 28 хил. лв., тъй като през тази година изтича двугодишния срок за метрологична проверка на част от топломерите в абонатните станции.

„Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД посочва, че през 2023 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 2023 г., се посочва и изпълнение на мероприятия за подобряване топлоизолациите на основни и спомагателни съоръжения с оглед намаляване на загубите на топлина.

Дружеството посочва разпределение на **разходи за ремонти**, извършени през 2023 г. на обща стойност 1 865 хил. лв., както следва: Ремонт на съоръженията по енергиен котел 1 и енергиен котел 2, включително ремонт нагrevни повърхнини на ЕК2 и подмяна ПП IV – 874 хил. лв.; Ремонт на турбоагрегат и турбинно оборудване за 145 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 гориво подаване за 91 хил. лв.; Ремонти на електро и КИП и А съоръжения на стойност 152 хил. лв.; Ремонт по съоръженията и сгради в ХВО на стойност 45 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 394 хил. лв.

Ремонтът на съоръжения за очистване е на стойност 164 хил. лв.

**Инвестиционните разходи на дружеството са 6 747 хил. лв.** Те включват: Инвестиции в цех КТЦ за 1 223 хил. лв., които включват дейности по ЕК1, ЕК2 и КВГМ; Доставка на машини, инструменти и инвестиции в Ел. цех, ХВО и автотранспорт за 815 хил. лв.; Проектиране, доставка и изграждане на нови битови топлофикационни отклонения и абонатни станции, както и рехабилитация на топлопреносната мрежа за 591,5 хил. лв.; Инвестиции в депо за промишлени отпадъци за 1 711 хил. лв.; Инвестиции в доставка на когенератори за 4 743,7 хил. лв.

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.

Дружеството посочва, че за осигуряване на свободен обем на ППС за сгуро-пепелни маси в размер на 100 000 м<sup>3</sup>, се провежда обществена поръчка с обща стойност

2 100 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 почистване 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. От особено значение за цената на горивата е изминалата 2023 г. (базовата година), през която поради съществуващите икономически обстоятелства породени от външни фактори, като: забрана за внос, дефицит, високи пазарни цени на нефт, природен газ, въглища и други енергоносители, всички пазарни участници са се запасявали. Посочва се, към момента ситуацията е променена, като това намира отражение в по-ниски цени на горивата, но и по-ниски продажни цени на електрическата енергия. Дружеството получава по-малко приходи от продажбата на електрическа енергия на борсата поради по-ниската борсова цена („отчетна пазарна цена“) в сравнение с необходимите приходи при „прогнозна пазарна цена“ 240,98 лв./MWh, определена от Комисията.

Цената на биогоривата, в сравнение с базовата година, е увеличена от 149,22 лв./тнг на 150,15 лв./тнг до склад на дружеството.

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 2 750 тона на обща стойност 793 хил. лв. Завишението спрямо отчетната 2023 г. е продиктувано единствено от технологичната необходимост за изпълнение на нормите за серен диоксид до 360 мгр/м<sup>3</sup>. Във връзка с повишеното количество варов разтвор е завишено количеството вода съответстващо на режима на работа на газоочистващата инсталация.

За технологични нужди се доставя вода от „Напоителни системи“ ЕАД, но на 25.01.2024 г., дружеството е получило уведомление за предстояща рехабилитация на магистрален канал, част от който е участъкът, по който се доставя вода за нуждите на централата. Планираната рехабилитация ще се извърши през м. ноември и м. декември 2024 г. (началото на отоплителния сезон). За дружеството това е кризисна ситуация, поради липса на друг източник. След полученото уведомление и извършени проучвания, единственият възможен доставчик се е оказал „Водоснабдяване и канализация-Сливен“ ООД. Дружеството посочва, че продажните цени на „Водоснабдяване и канализация-Сливен“ ООД към момента на доставката значително превишават цените на „Напоителни системи“ ЕАД, поради което е предвидено увеличение на разходите за вода за посочените месеци. Прогнозните количества вода за технологични нужди за захранване на

парогенераторите, производство на пара и за допълване на топлопреносната мрежа са запазени на нивото на 2023 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 повишени с процента на инфлация.

За предстоящия регулаторен период дружеството може да разполага с до 6 264 тона безплатни емисии, поради което предвижда да закупи разликата между емитираното количество и посочените 6 264 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 2023 г. Прогнозният брой квоти за следващия ценови период 2024 г. – 2025 г. е показан в Справка № 4 в ценовия електронен модел и справка за емисии парникови газове, а разходите за закупуването им са изчислени при цена 70 евро на тон.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.**

**Образуване на цените:**

1. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 183 383 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t x 183 383 t = 25 107 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са 240 t мазут, 109 190 t въглища и 39 441,77 t биомаса, съгласно заявеното от дружеството.

2. В справка № 4 „ТИП в производството“ е коригирана цената на въглищата, като е намалена от 357 лв./t на 266,01 лв./t.

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 41,09% на 35% в контекста на направените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

4. Норма на възвръщаемост на капитала.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ 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.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$ , където:

*NB* е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

*D<sub>СК</sub>* – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>СК</sub>* – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

*ДС* – корпоративният данък по ЗКПО, %;

*D<sub>ПК</sub>* – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>ПК</sub>* – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите

компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета ( $\beta$ ) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$НВ_{ск} = НВб + \beta L * (НВп - НВб),$$

където:

НВб е безрискова норма на възвръщаемост;

НВп – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премиата е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>11</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Ваа1 от доходността по държавни облигации на развити пазари,

<sup>11</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>



като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	90%
3	Дял на собствения капитал	10%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
11	<b>НВ (<math>p.11=(p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>7,68%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 7,68%.

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

#### 2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, $Q_e$	тона	103 338
Прогнозна цена на въглеродни емисии, $C_{pe}$	евро/тон	88.00
Отчетена цена на въглеродни емисии, $C_{pI}$	евро/тон	70.95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	3 446.00

„Топлофикация-Сливен – инж. Ангел Ангелов“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-07-3 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции, както следва:

1. Дружеството е изразило несъгласие по отношение на **корекция на цената на гориво въглища**, която е намалена от 357,57 лв./тон на 266,01 лв./тон. Посочва, че цената на въглищата е получена като среднопретеглена цена от наличните на склад и предвидени за влагане в производство въглища. Дружеството е изчислило, че общото намаление на разходите за горива съгласно Доклада възлиза на 9 997 хил. лв. Изразено е опасение, че намаление в такъв значителен размер, ще доведе до невъзможност от покриване на основен разход за дейността.

2. 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 – 2023 г. Дружеството счита, че въпреки непрекъснатото развитие на пазара на топлинна енергия, увеличения на продажбите в такъв размер няма да може да постигне.

3. Дружеството е изразило несъгласие относно **корекции по въглеродни емисии**, като посочва, че въз основа на актуални отчетни данни, количеството въглеродни емисии

възлиза на 66 741 тона и съответно надвзетият приход от въглеродни емисии трябва да е в размер на 2 225 хил. лв. вместо изчисления в Доклада приход от 3 446 хил. лв.

4. Дружеството предлага при определяне на необходимите приходи за ценовия период 2024/2025 г., Комисията да отрази отчетената разлика между приходите от продадена електрическа енергия по отчетна цена от 210,07 лв./MWh и приетата от Комисията с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. прогнозна пазарна цена в размер на 240,98 лв./MWh. Отчетените по-малко приходи в размер на 4 103 хил. лв. да бъдат включени в необходимите приходи при образуване на индивидуалната цена на електрическата енергия за новия ценови период.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**1. Възражението на дружеството относно направената корекция на цената на въглищата не се приема.**

В съответствие с т. 8 от общия подход за централите, работещи с основно гориво въглища, е направен анализ на икономическата обосновааност на представените от топлоенергийните предприятия прогнозни разходи за покупка на основно гориво на базата на отчетените стойности през 2023 г., периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., включени в цените за изминалия ценови период. За целите на ценовото регулиране, в състава на признатите от Комисията разходи се включват разходи за основно гориво, получени като произведение от цената на въглищата, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за ценовия период.

Цените на въглищата на дружеството са следните:

- заявени за новия ценови период – 357,57 лв./t.;
- отчетени за 2023 г. – 171,62 лв./t.;
- признати за новия ценови период – 266,01 лв./t.

Дружеството не е представило подробна обосновка и доказателства как е формирана заявената за новия ценови период цена на въглищата.

**2. Възражението на дружеството относно направената корекция на количествата топлинна енергия за технологични разходи по преноса и за реализация не се приема.**

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 през изминали години, гранични стойности на разхода, 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. Комисията счита, че дружеството следва да предприеме мерки по обследване на причините за повишаването на процента топлинни загуби спрямо предишни години и предприемане на мерки по коригирането му. Корекцията на разхода се налага и поради необходимостта от запазване на клиентите на топлинна енергия, присъединени към топлофикационните мрежи.

Корекцията по намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи по преноса, която Комисията извършва, е с оглед на това, че то е един гарантиран целогодишен топлинен товар и намалението му следва да е за сметка на енергийното дружество. 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 топлопреносното предприятие следва да се определи техният допустим годишен размер. 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. 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. Количествата на топлинната енергия за технологични разходи по преноса са коригирани в размер по-малък от нивото на отчетените през регулаторния период с оглед на това, че технологичните разходи са един гарантиран целогодишен топлинен товар и дружествата разчитат на него, за да запазят и увеличат количеството на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин. 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 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 реалните загуби на топлинна енергия по преноса на база техническите характеристики на топлопреносната мрежа, тъй като това не би стимулирало дружеството за провеждане на инвестиционни мероприятия с оглед ефективна дейност и спестяване на топлинна енергия.

Стойностите на технологичните разходи по преноса на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 41,09%;
- отчетени за 2023 г. – 42,16 %;
- признати за новия ценови период – 35%.

### **3. Възражението по отношение на корекциите по въглеродни емисии не се приема.**

С измененията и допълненията в НРЦЕЕ и НРЦТЕ, обн. ДВ, бр. 47 от 22.05.2020 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:

$H_t = Q_g * (C_{пг} - C^I)_t + Q_e * (C_{пе} - C^{II})_t \pm P_{t-1}$ , където:

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

$Q_g$  – отчетеното количество природен газ за ценовия период, MWh;

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

$C^I$  – 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;

$Q_e$  – отчетеното количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

$C_{пе}$  - прогнозната цена на въглеродните емисии, лв./тон;

$C^{II}$  – 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  $H_{t-1}$ , лв.;

$t$  – ценовият период.

Следва да се има предвид, че корекция за предходен ценови период, следва да бъде преизчислена чрез показателя  $P_{t-1}$  в новия ценови период.

**4. Възражението на дружеството, при определяне на необходимите приходи за ценови период 2024/2025 г., да се вземе предвид отчетената разлика между приходите от продадена електрическа енергия по отчетна цена и приетата от Комисията с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. прогнозна пазарна цена на електрическата енергия, не се приема.**

За целите на чл. 33а от ЗЕ комисията е извършила анализи и е определила прогнозна пазарна цена за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Производители на електрическа енергия с обекти с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW, какъвто производител е „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, следва да продават произведената електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия (чл. 100, ал. 4 и 6 от ЗЕ), като при наличие на законовите изисквания на тези производители се изплаща и премия. ЗЕ не предвижда механизъм за компенсиране на приходите между действително реализирана борсова цена и определената прогнозна, като дружествата следва да са активни участници на пазара на електрическа енергия. Разпоредбите на чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал.10 от НРЦТЕ също не предвиждат възможност за компенсиране на разлики от продажба на електрическа енергия.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД</b>			
	Предложение	Корекция	Изменение, %
Справка № 4 „ТИП в производството“, цена на въглища, лв./t	357,57	266,01	-25,61
Справка № 5 „ТИП в преноса“, технологични разходи по преноса на топлинна енергия, %	41,09%	35,00%	-6,09
Справка № 5 - Топлинна енергия за разпределение - с топлоносител гореща вода, MWh	93 860	103 566	+10,34

След извършените по-горе корекции 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	460,45
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	282,75
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	93,34
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	80,80

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 90 097 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 87 510 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 785 хил. лв. и променливи – 63 725 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 30 681 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,68%;
- Количество електрическа енергия – 141 533 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 135 406 MWh;
  - от нискоефективно производство – 6 127 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 103 566 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 144 313 MWh.

### 13. „АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-24-5 от 28.03.2024 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода в размер на 68,69 лв./MWh, без ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-24-5 от 17.04.2024 г. дружеството е представило допълнителна информация към заявлението, а именно: годишен индивидуален финансов отчет; доклад за дейността на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за 2023 г.; одиторски доклад за заверка на годишния индивидуален финансов отчет съгласно Закона за независимия финансов одит; копие на публикация с предложената за утвърждаване цена на топлинната енергия; попълнени справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ.

#### **„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 2023 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 тези разходи за производство се прибавят и разходите по преноса на цех „Топлооснабдяване“ (ТС). Към разходите за пренос са прибавени 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 370 хил. лв. и съставляват около 6% от общите разходи за производство и пренос на топлинна енергия.

**Разходите за пренос** по същество представляват разходите на цех ТС. Прогнозата е на стойност 5 737 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2023 г.

- 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 1 хил. лв. 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.

В съответствие с чл. 37 от ЗЕ, спазвайки Закона за счетоводството, 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 2023 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 416 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 38 хил. лв.

**Разпределени разходи** - в отчета за 2023 г. относно пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 842 хил. лв., както следва:

Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2023 г., персоналят зает в цех ТС за първо полугодие е 66 души и коефициентите на разпределение 0,0241 (разчетен на база численост на персонала 2 735 бр.) и за второ полугодие е 66 души – с коефициент 0,0272 (разчетен на база численост на персонала 2 430 бр.).

Разпределените социални разходи за Топлоснабдяване за 2023 г. са на стойност 1 305 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 2023 г. са:

- от януари до юни – обща балансова стойност на активите на обектите е 1 783 377 хил. лв. на ТС – 9 224 хил. лв. Общо производствените разходи през разглеждания период са на стойност – 49 830 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,0052. Общо производствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 259 хил. лв.

- от юли до декември – обща балансова стойност на активите на обектите е 1 728 149 хил. лв., на ТС – 8 876 хил. лв. и коефициент на разпределение 0,0051. Общо производствените разходи за периода са на стойност 54 335 хил. лв. Общо производствените разходи, отнесени в разходите на ТС са на стойност 277 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 2023 г. са в размер на 449 хил. лв. За целите на ценообразуването спазвайки т. 19 от Указания-НВ, разходите са намалени с 293 хил. лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са на стойност 6 107 хил. лв. Възвръщаемостта на капитала е в размер на 55 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 6 162 хил. лв.

**Регулаторната база на активите** към 31.12.2023 г. е в размер на 9 742 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2023 г. пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 10 812 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 1 597 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 527 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 31.12.2023 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 180 295 MWh, а размерът на собствените нужди – 69 267 MWh (38,42% от производството). С оглед същественото влияние върху отчетните и прогнозни данни, което оказват климатичните фактори, резултатните данни за потребление и съответно производство може да се отклоняват значително от плана. Предвид поредицата топли зими, 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 2023 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. Предстои въвеждане в експлоатация на офис и жилищни сгради, присъединяване на стопански обекти на площадката, основно на ДП РАО – подвързване на Хранилище за нерадиоактивни отпадъци (площадка „Радяна“), сграда „Заводски строежи“ на площадката, нови стопански потребители – обекти на други юридически лица, пускане в експлоатация на обекти за столово хранене, както и по-дълъг отоплителен сезон, наблюдаващ се през последните години.

В Справка № 5 е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, както и сравнение с отчетните данни за 2023 г. и с прогнозите за текущия регулаторен период. Сумарното прогнозно количество реализирана топлоенергия в периода юли 2024 – юни 2025 г. се базира на прогноза за ръст в потреблението спрямо отчета за базовата 2023 г., с отчитане на данните за петгодишен период назад, като се предвижда ръст в броя и потреблението на битови и небитови клиенти в града (предстои въвеждане в експлоатация на жилищни и офис сгради), в консумацията на площадката на стопански обекти, основно на ДП РАО – подвързване на Хранилище за нерадиоактивни отпадъци (площадка Радяна), подвързване на сграда „Заводски строежи“ на площадката, стопански обекти на други юридически лица, пускане в експлоатация на обекти за столово хранете, както и по-дълъг отоплителен сезон.

#### **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	68,69

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи 6 162 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 038 хил. лв. и променливи – 70 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 9 742 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 0,56%;
- Количества топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 225 MWh.

#### 14. „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-68-2 от 16.04.2024 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация.

Дружеството е предложило за утвърждаване от Комисията, считано от 01.07.2024 г. следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 340,36 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 117,72 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	424,26	424,26	340,36	-19,77
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	140,97	140,97	117,72	-16,49

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 620 лв./кпм<sup>3</sup>, (без акциз и ДДС).

С писмо с изх. № Е-14-68-2 от 18.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: отчетна информация за периода 01.01.2023 г. – 31.12.2023 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма



и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; попълнена справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. и за 2023 г.; изискано е цените на горивата да бъдат изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените, като за ценовия период (12-месечен период) информацията да бъде изготвена, като отчет за периода 01.07.2023 г. – 31.03.2024 г. и прогноза за периода 01.04.2024 г. – 30.06.2024 г.; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; копия на действащи договори за доставка на природен газ, заедно с приложенията към тях; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ; неповерителен вариант на заявлението и на приложенията към него.

С писмо с вх. № Е-14-68-2 от 09.05.2024 г. дружеството е предоставило допълнителна информация, както следва: отчетна информация за периода 01.01.2023 г. – 31.12.2023 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; справка за цените на горивата, изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените. Допълнително са представени: годишен финансов отчет за 2023 г. (без приложение), придружен със справка на нетекущите (дълготрайни) активи към 31.12.2023 г.; справка за корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ за 2023/2024 г.; справка за норма на възвръщаемост на собствения капитал.

Дружеството не е предоставило информация, изискана с писмо с изх. № Е-14-68-2 от 18.04.2024 г. на КЕВР, а именно: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите за 2022 г., 2023 г. и 2024 г.; попълнена справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. и за 2023 г.; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; копия на действащи договори за доставка на природен газ, заедно с приложенията към договорите; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление, подписана от заявителя, в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ и чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ, неповерителен вариант на заявлението и на приложенията към него.

**„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 – 3 508 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. 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 31.12.2022 г. е 12 147 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. „Когрийн“ ООД посочва същия мотив, който е бил посочен и в обосновката за предходните два ценови период, че в справките на дружеството за цени, подавани към КЕВР, е допусната техническа грешка, като е посочена стойността само на единия когенератор, като в ценовите справки за новия ценови период техническата грешка е отстранена. От представената Справка на дълготрайните активи се установява, че отчетната стойност на дълготрайните активи на дружеството към 31.12.2023 г. е 10 699 хил. лв.

Дружеството посочва, 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 омокотителната 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 620,00 лв./kNm<sup>3</sup>, 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 № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция: прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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 газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

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 – 65,47 лв./MWh;  
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа:  $1,10 + 6,46 = 7,56$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 73,03 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Когрийн“ ООД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Когрийн“ ООД</b>			
<b>1. Справка № 1 – „Разходи“</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение %</b>
Надвзет/недовзет приход от природен газ, хил. лв.	-62	0	100
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
Цена на природен газ, лв./kmm <sup>3</sup>	1 159	770	-33,56

**След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Когрийн“ ООД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	354,32
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	176,62
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	125,54

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 15 035 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 14 308 хил. лв., от които условно-постоянни – 7062 хил. лв. и променливи – 7246 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 13 593 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,34%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 30 280 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh.

## 15. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 200 дка“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-81-1 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис.

„Оранжевии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 200 дка“ предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 383,83 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжевии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжевия 200 дка“ цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	454,24	454,24	383,83	-15,50

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 750 лв./кнм<sup>3</sup>, в т. ч.: цена за пренос – 7,97 лв./кнм<sup>3</sup>, цена за капацитет – 89,60 лв./кнм<sup>3</sup>, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/кнм<sup>3</sup>.

В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-81-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна **справка в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ за предходните три календарни години.**

Предвид горното, с писмо с вх. № Е-14-81-1 от 09.04.2024 г. дружеството е заявило, че „Оранжевии Гимел“ АД, ТЕЦ „200 дка“ не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

„Оранжевии Гимел“ АД по отношение на **ТЕЦ „Оранжевия 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 Оранжевиен комплекс „200 дка“. Производствената програма е както следва: прогнозни количества електрическа енергия-бруто (21 213 MWh), електрическа енергия за собствено потребление (1 043 MWh) и нетна електрическа енергия (20 160 MWh).

2. **Регулаторна база на активите** – за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2023 г., в размер на 8 399 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2023 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 – 750,00 лв./ $\text{knm}^3$ , разходи за консумативи – 100 хил. лв., разход за електрическа енергия – 50 хил. лв., разходи за акциз на природен газ – 123 хил. лв. и разходи за външни услуги – 45 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  $\text{АН} = 4\%$ ) – 784 хил. лв., разходи за ремонт – 855 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен брой на персонала – 14 души) – 480 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 100 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 2 132 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 от 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 2 956 хил. лв. при среднопретеглена норма на привлечения капитал в размер на 4,45%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,19%.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.**

#### **Образуване на цената:**

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

Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвезет приход от природен газ“, формираща условно-постоянните разходи, не се признава като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е увеличена 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. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,45 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $1,01 + 5,41 = 6,42$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 71,87 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“			
1. Справка № 1 – „Разходи“:	Предложение	Корекция	Изменение %
Надвзет приход от природен газ, хил. лв.	-376	0	100
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, лв./km <sup>3</sup>	750	781,71	+4,23

След извършените по-горе корекции 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	382,21
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	204,51

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 9536 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 953 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 351 хил. лв. и променливи – 4602 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 9420 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,19%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 160 MWh.

#### 16. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2024 г. за утвърждаване 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 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 384,43 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:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	380,15	380,15	384,43	+1,12

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопредетеглена прогнозна цена на природния газ – 750,00 лв./kNm<sup>3</sup>, в т. ч.: цена за пренос – 7,97 лв./kNm<sup>3</sup>, цена за капацитет – 89,60 лв./kNm<sup>3</sup>, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/kNm<sup>3</sup>.

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-70-1 от 04.04.2024 г., от дружеството е изисквана допълнителна справка в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ за предходните три календарни години.

Предвид горното, с писмо с вх. № Е-14-70-1 от 09.04.2024 г. дружеството е заявило, че „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „500 дка“ не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ е представило следната обосновка:

**1. 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.

**2. Регулаторна база на активите** – за целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2023 г., в размер на 6 457 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2023 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. 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%.

**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 свеци; 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 свеци; др. консумативи; провеждане на инспекции.

**5. Променливи разходи** - променливите разходи за работа на ТЕЦ Оранжерия 500 дка през този ценови период, са изчислени при начална дата на периода - 01/07/2024г. и прогнозна обща цена за 1000 kNm<sup>3</sup> природен газ 750,00 лв./kNm<sup>3</sup> (без ДДС), в т.ч.: цена на природен газ в размер на 652,23 лв./kNm<sup>3</sup> (без ДДС); цена за пренос в размер на 7,97 лв./kNm<sup>3</sup> (без ДДС) и цена за капацитет в размер на 89,60 лв./kNm<sup>3</sup> (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 65 хил. лв.; разход за вода в размер на 5 хил. лв.; разход за електроенергия в размер на 75 хил. лв.; разходи за външни услуги в размер на 29 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ в размер на 97 хил. лв.

**6. Условно-постоянни разходи** – през следващия ценови период от дейността на когенерационната инсталация са заложили 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  $AN=4\%$ ) 571 хил. лв.; разходи за ремонт в размер на 820 хил. лв.; разходи за заплати в размер на 550 хил. лв.; разходи за социални осигуровки в размер на 120 хил. лв.; разходи, пряко свързани с регулираната дейност в размер на 1 122 хил. лв. и разходи за природен газ в размер на 3 241 хил. лв.

#### **7. 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” от Указания-НВ, според която дружества, с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопотеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство.

Дружеството посочва, че при така зададените изходни параметри, съгласно Справка № 3 Нормата на възвръщаемост към 31.12.2023 г. е в размер на 6,47%.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.**

#### **Образуване на цената:**

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

Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвзет приход от природен газ“, формираща условно-постоянните разходи не се признава като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е увеличена 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 среднопотеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

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 – 65,57 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа –  $1,01 + 5,42 = 6,44$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.



### Крайна цена на природен газ – 72,01 лв./MWh.

#### 3. Норма на възвръщаемост на капитала.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ 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.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - DC)) / (1 - DC)$ , където:

*NB* е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

*D<sub>СК</sub>* – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>СК</sub>* – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

*DC* – корпоративният данък по ЗКПО, %;

*D<sub>ПК</sub>* – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>ПК</sub>* – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета ( $\beta$ ) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$NB_{СК} = NB_{Б} + \beta L * (NB_{П} - NB_{Б})$ ,

където:

*NB<sub>Б</sub>* е безрискова норма на възвръщаемост;

*NB<sub>П</sub>* – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World

или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>12</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	39%
3	Дял на собствения капитал	61%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>6,31%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,31%.

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“			
1. Справка № 1 – „Разходи“:	Предложение	Корекция	Изменение

<sup>12</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

			%
Надвзет приход от природен газ, хил. лв.	-284	0	100
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
Природен газ, лв./knm <sup>3</sup>	750	783,34	+4,44

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“</b>	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	383,36
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	205,66

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 7246 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6839 хил. лв., от които условно-постоянни – 3183 хил. лв. и променливи – 3656 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 6457 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,31%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 199 MWh.

**17. „ОРАНЖЕРИИ ГИМЕЛ II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2024 г. за утвърждаване 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 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 446,40 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопредетеглена прогнозна цена на природния газ – 800,00 лв./knm<sup>3</sup>, в т. ч.:

- цена за пренос – 8,00 лв./knm<sup>3</sup>;
- цена за капацитет – 89,60 лв./knm<sup>3</sup>, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm<sup>3</sup>.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	424,93	424,93	446,40	+5,05

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 800 лв./knm<sup>3</sup> (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-73-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна справка в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ за предходните три календарни години.

Предвид горното, с писмо с вх. № Е-14-73-1 от 09.04.2024 г. дружеството е заявило, че „Оранжерии Гимел II“ ЕООД не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

**„Оранжерии Гимел II“ ЕООД е представило обосновка, както следва:**

**1. 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 (7 529,68 MWh), собствено потребление (382,08 MWh) и нетна електрическа енергия (7 147 MWh).

**2. 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 оранжерийният 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 част 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.

**3. 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.

**4. 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 природен газ – 800 лв./kpm<sup>3</sup>

Променливите разходи за първата прогнозна година, са както следва:

- разход на природен газ – 1 616 хил. лв.;
- разход за закупена енергия – 50 хил. лв.;
- разход за консумативи – 45 хил. лв.;
- разход за външни услуги – 80 хил. лв.;
- разходи за акциз на природен газ – 46 хил. лв.

**5. Условно-постоянни разходи** – разходи за амортизация – 413 хил. лв.; разходи за ремонт – 548 хил. лв.; разходи за заплати – 540 хил. лв.; разходи за социални осигуровки – 95 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 426 хил. лв.

**6. 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 Справка №3 **нормата на възвръщаемост е 5,53%**.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,044 MW.**

**Образуване на цената:**

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

Разходната позиция, добавена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“, с наименование „Надвзети приходи от разлики в цената на природен газ“, формираща условно-постоянните разходи не се признава като ценообразуващ елемент.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,47 лв./MWh;

2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,10 + 3,98 = 5,08 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 71,55 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Оранжерии Гимел II“ ЕООД</b>			
<b>1. Справка № 1 – „Разходи“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение %</b>
Надвзет приход от природен газ, хил. лв.	-143	0	100
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
Природен газ, лв./kpm <sup>3</sup>	800	765,40	-4,33

**След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Оранжерии Гимел II“ ЕООД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	447,16
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	269,46

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 4152 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3932 хил. лв., от които условно-постоянни – 2165 хил. лв. и променливи – 1767 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3985 хил. лв.;

- Норма на възвръщаемост – 5,53%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7147 MWh.

### **18. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия в размер на 432,63 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	384,89	384,89	432,63	+12,40

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-76-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изисквана информация и документи, както следва: попълнен образец на заявление за утвърждаване на цени; отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; заверени копия на всички сключени договори за доставка на природен газ за периода 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя (декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ); неуплатен вариант на заявлението с вх. № Е-14-76-1 от 02.04.2024 г. и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

Изискваната информация не е предоставена от дружеството към датата на изготвяне на Доклада.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,358 MW.**

#### **Образуване на цената:**

В справка № 4 „ТИП в производството“ прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,15 лв./MWh;

### **Крайна цена на природен газ – 66,15 лв./MWh.**

**„Инертстрой-Калето“ АД е представило становище с вх. № Е-14-76-2 от 11.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

„Инертстрой-Калето“ АД счита, че по отношение на дружеството е налице дискриминационен подход. В тази връзка се позовава на чл. 23, т. 5 от ЗЕ, съгласно който Комисията при изпълнение на регулаторните си правомощия трябва да спазва принципа за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и видове клиенти. „Инертстрой-Калето“ АД посочва, че изпълнявайки това свое законово задължение и в съответствие с принципа по чл. 8, ал. 2 от АПК, че в пределите на оперативна самостоятелност при еднакви условия, сходните случаи се третират еднакво, КЕВР следва да прилага към всички дружества общ подход при определяне на цените на електрическа и топлинна енергия. В чл. 31 от ЗЕ се изисква цените да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин, да осигуряват икономически обосновани норми на възвръщаемост на капитала и да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им.

Според дружеството отново има неточности в Доклада, като вече четвърти сезон то работи с ко-генератор със заложена мощност от 3,358 MW, а в Доклада е записана старата машина с мощност от 2,027 MW. Напомня, че миналата година е допусната същата грешка. На следващо място, дружеството посочва, че във всички писма, които изпраща до КЕВР, е записан адрес за кореспонденция и той не е променян никога, но въпреки това дружеството е получило писмо с изх. № Е-14-76-1 от 04.04.2024 г. на КЕВР в края на месец май и в указания срок е изпратило всички изискани документи. Дружеството посочва, че тези неточности са от огромно значение, като ако при изготвянето на Доклада е работено с данни от преди четири години е ясно защо има проблеми с определената цена за електрическа енергия. Изпращането на писмо на неточния адрес за кореспонденция и неполучаването от КЕВР на изисканите документи води до грешни констатации в Доклада.

В подкрепа на възражението за приложен дискриминационен подход излага следните аргументи:

1. Възразява срещу определената прогнозна цена за природен газ от 66,15 лв. за MWh или 713 лв. за 1000 м<sup>3</sup>. Аргументира се, че на всички други дружества са признати разходите за пренос на газ в размер на 5-7 лв. за MWh, а на тях не са признати. Освен това счита, че определената им цена от 66,15 лв. за MWh не е точна, защото основният разход на газ ще е Q4 на 2024 г. и Q1 на 2025 г. В тази връзка посочва, че от направения анализ за предполагаемото движение на цените на газа се вижда, че с оглед на периодите, в които ще работи когенерацията средната цена ще бъде около 68,00 лв. за MWh. На следващо място, „Инертстрой-Калето“ АД изтъква като съществен проблем, че не е отчетен фактът че когенерация работи само с компресиран газ и във всички ценови периоди до сега са предоставяли договор за доставка на компресиран газ и в момента цената е 225 лв. за 1000 м<sup>3</sup>. В тази връзка към цената за газ от 68,00 лв./MWh за периода следва се прибавят и 6,00 лв./MWh други разходи, в резултат от което един MWh газ струва преди компресирането 74,00 лв./MWh или 800,00 лв. за 1000 м<sup>3</sup>, а след прибавяне на цената на компресирането, то 1000 м<sup>3</sup> ще струват 1 025,00 лв. Дружеството е съгласно със становището на КЕВР, че цената на газа може би няма да е 1550,00 лв., но те не са разполагали с информацията, с която разполага Комисията и отбелязват, че това е прогноза.

2. Дружеството изразява становище, че в следствие на дискриминационен подход не е изследван процесът на формиране на печалбата, а само е отчетен фактът, че предприятието е на печалба. В предходни писма са уведомявали комисията, че имат и други дейности, които формират добър положителен резултат за предприятието, но загубите от ко-генерацията го влошават. Заявяват, че дружеството извършва три основни дейности: Ко-генерация, ВЕЦ „Калето” и строителство, като приходите от ВЕЦ „Калето” покриват загубите на ко-генерацията.

3. Дружеството отбелязва, че преглеждайки премиите, които са определени на другите производители на електрическа енергия с оранжерии, прави впечатление, че само „Инертстрой Калето” АД и ЧЗП „Румяна Величкова” са с цена, която директно ги вкарва в загуба.

4. Дружеството заявява, че в чл. 2, ал. 6 от ЗЕ и във всички други нормативни актове, никъде не се прави разлика между различните видове производители на високоефективно енергийно производство. При формиране на цените на електрическа енергията за ко-генерации, които отопляват оранжерии, важат също разпоредбите на чл. 31 от ЗЕ, които са цитирали по-горе. Посочва се, че с писмо с вх. № Е-14-76-1 от 04.06.2024 г. дружеството е приложило справка за приходите от продажба на топлинна енергия на ЕТ „Озирис - Цветан Йорданов“, като това е максимумът, който може да получи дружеството от оранжерията. Според него разликата съгласно закона, трябва да се получи от премията в цената на електрическата енергията. Същата справка е приложена.

5. На базата на прогнозните цени на природния газ, определени от КЕВР, дружеството прилага нов ценови модел за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

Дружеството заявява, че от счетоводната справка е видно, че притесненията им от миналата година са били основателни. Отново имат недовзет приход за газ от над 2 260 000,00 лв. Колегите им от другите оранжерии ще получат премии от 190 -200 - 205 лв. за MWh електрическа енергия, без да ползват компресиран природен газ.

6. Дружеството настоява да се преразгледа определената цена за произведената електрическа енергия и след като се съобразят всички изложени по-горе аргументи, да бъде определена премия, която да дава възможност на предприятието да покрие всички разходи и да формира норма на възвръщаемост на капитала поне 10%.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**Възражението по отношение на инсталираната електрическа мощност от 3,358 MW се приема.**

**1. Възражението по отношение на определената прогнозна цена за природен газ не се приема.**

Съгласно чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ разходите за основно гориво природен газ се остойностяват въз основа на: изчислена за съответното енергийно предприятие годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 1 и индивидуалното потребление по тримесечия като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа.

Комисията е определила прогнозните разходи за природен газ за предстоящия ценови период въз основа на действащи договори, сключени от обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД с различни доставчици, които осигуряват необходимите количества природен газ за вътрешния пазар, както и въз основа на прогнозни данни за потреблението на природен газ по месеци, в периода от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., в съответствие с т. 11 от общия подход.

При изчисляване на преференциалната цена на електрическата енергия, Комисията е взела предвид данните, предоставени от „Инертстрой-Калето“ АД в Приложение № 2.

Комисията не е извършвала корекции на заявените количества природен газ.



2. Възражението, че Комисията прилага дискриминационен подход при определяне на цените на различните дружества, е неоснователно. При изпълнение на регулаторните си правомощия Комисията се ръководи от принципа по чл. 23, т. 5 от ЗЕ за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти, както и спазва принципа за равенство, заложен в чл. 8, ал. 2 от АПК, според който в пределите на оперативната самостоятелност, при еднакви условия, сходните случаи се третират еднакво. Комисията изпълнява тези свои законови задължения като прилага към всички дружества от сектор „Топлоенергетика“ общ подход при определяне и утвърждаване на цените на електрическата и топлинната енергия и общи принципни положения относно извършените допълнително корекции, но съобразно специфичните особености на дружеството. В чл. 31 ЗЕ се изисква цените да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин, да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността. Тези изисквания са изпълнени по отношение на „Инертстрой-Калето“ АД. Индивидуалната особеност на дружеството е свързана с използване на компресиран природен газ, но разпоредбите на НРЦТЕ и НРЦЕЕ не регламентират възможност за определяне на разходите за природен газ на базата на такива условия на доставка на природен газ. Видно от съдържанието на разпоредбите на чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 24а от НРЦЕЕ, същите визират единствено случаите, при които природният газ се доставя или от обществения доставчик на природен газ „Булгаргаз“ ЕАД, или от търговци на природен газ, но по газопреносната и газоразпределителната мрежа. Хипотеза на доставка на компресиран природен газ не е предвидена в НРЦЕЕ и НРЦТЕ. Още повече, доколкото цените по договорите за доставка на компресиран природен газ са по-високи и значително оскъпяват разходите за природен газ, спрямо останалите дружества, които нямат подобни разходи, то именно допускането при ценообразуване разходите за природен газ да се остойностяват на базата на цени по договори за доставка на компресиран природен газ ще наруши редица основни разпоредби на ЗЕ, а именно – основната цел на закона по чл. 2, ал. 1, т. 4 от ЗЕ за енергийни доставки при минимални разходи, основните принципи за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти по чл. 23, т. 5 от ЗЕ и за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите по чл. 23, т. 4 от ЗЕ, основния принцип на ценовото регулиране по чл. 31, т. 1 от ЗЕ цените да са недискриминационни и редица други, сред които и основните цели и принципи за защита на интересите на клиентите на електрическа енергия.

Неоснователни са възраженията относно извършения икономически анализ на финансовото състояние на дружествата от сектор „Топлоенергетика“, доколкото същият се извършва на базата на годишните финансови отчети на дружествата.

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.

3. Сравненията с цените 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 конкретните специфики на всяко предприятие, същият отразява ръководни начала, които

съотнесени към спецификите на всяко отделно дружество в сектора обосновават и различен краен резултат.

4. „Инертстрой-Калето“ АД не е предоставило в електронен вид нов ценови модел за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.

5. Възражението по отношение на нормата на възвръщаемост на капитала, направено на проведеното открито заседание, не се приема.

Комисията не е извършвала корекция на норма на възвръщаемост на капитала.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Инертстрой-Калето“ АД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Инертстрой-Калето“ АД</b>			
<b>1. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение %</b>
Природен газ – лв./кнм <sup>3</sup>	1 550	713,91	-53,94

След извършените по-горе корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Инертстрой-Калето“ АД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	261,49
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	83,79

#### **Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 7 118 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 847 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 785 хил. лв. и променливи – 4 062 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 5 192 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,42%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 900 MWh.

#### **19. ЧЗП „Румяна Величкова“**

Представено е заявление с вх. № Е-14-59-2 от 01.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Със завлението се предлагат за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 299,18 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 89,93 лв./MWh без ДДС.

С писмо с вх. Е-14-59-2 от 17.04.2024 г. е направена корекция на предложената за утвърждаване цена на топлинна енергия с гореща вода от 89,93 лв./MWh. на 63,70 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от ЧЗП „Румяна Величкова“ цени на енергия и действащите цени на дружеството:

<b>Показатели</b>	<b>Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-12 от</b>	<b>Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г.,</b>	<b>Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г.,</b>	<b>Изменение, %</b>
-------------------	---	---	---	---------------------

	30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	лв./MWh без ДДС	лв./MWh без ДДС	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4- к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	392,18	392,18	299,18	-23,71
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	112,53	112,53	63,70	-43,39

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 917,00 лв./кнм<sup>3</sup>, при долна работна калоричност 8 200 kcal/кнм<sup>3</sup>.

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-59-2 от 04.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация и документи, както следва: ценови модел (справки от № 1 до № 9) с прогнозната информация за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., попълнен в съответствие с Указанията-НВ; ценовият модел 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 изисквано дружеството да попълни данните за 2022 г. и за 2023 г.; 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 във файл с наименование „Prilozhenie-6-2024“ е изисквано дружеството да попълни данните за 2022 г.; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТЕЕ; заверени копия на всички сключени договори за доставка на природен газ за периода 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях; неуповителен вариант на заявлението с вх. № Е-14-59-2 от 01.04.2024 г. и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя (декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ).

С писмо с вх. № Е-14-59-2 от 17.04.2024 г. дружеството е представило изискваната информация. В допълнение, дружеството е заявило, че произведената топлинна енергия се ползва само за собствено потребление, а така също, че няма информация, която да се счита за защитена по закон, поради което не прилага неуповителен вариант на заявлението.

#### **ЧЗП „Румяна Величкова“ е представило следната обосновка:**

**Производствената програма:** дружеството посочва, че отчетът за планираните и изпълнени за 2023 година технико-икономически показатели и за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са представени в Приложение № 3. Производствената програма на когенератора е подчинена на програмата на оранжерията. През 2023 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 рекултивацията през летните месеци е извършена частично, но оранжерията е отоплявана и комбинираната мощност е работила. През 2023 г. когенераторът е работил 2 520 часа, като е произведена 4232 MWh, от които нетна електрическа енергия 3 940 MWh и е опусната

4 175 MWh топлинна енергия. Работните часове и отпуснатата топлинна енергия, съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

**Амортизационни отчисления:** през 2022 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 31.12.2023 г. възлизат на 1 471 хил. лв., като адекватно на стойността на ДМА, са калкулирани стойностите на амортизационните отчисления.

**Разходите за труд:** дружеството посочва, 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 2023 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 1,85 MW.**

#### **Образуване на цената:**

В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,96 лв./MWh;
3. Пренос – 1,04 лв./MWh;
4. Достъп – 2,93 лв./MWh.

**Крайна цена на природен газ – 69,93 лв./MWh.**

**ЧЗП „Румяна Иванова Величкова“ е представило писмо с вх. № Е-14-59-3 от 11.06.2024 г. относно Доклада, както следва:**

Посочва, че във връзка с дискусиите на проведеното открито заседание на 11.06.2024 г. и съвет да назначи търговец на електрическа енергия на 24 часов режим, а КЕВР да не компенсира разходи за балансиране, предлага да се утвърдят към исканата цена за следващия ценови период 100 000 лева разходи за заплати и осигуровки.

В посочената преференциална цена дружеството предлага да се прибавят и присъдените, но неполучени компенсации за минали периоди.

ЧЗП „Румяна Иванова Величкова“ е посочило, че поради неточни прогнози на Комисията довели до липса на ликвидност на Фонд сигурност на електроенергийната система и съответно дружеството, очакваното производство до 01.07.2024 ще е с около 1500 MWh по-малко, което ще причини непокрити загуби в размер на 226 800 лв.

**След преглед на постъпилото писмо от дружеството Комисията счита:**

Предложението на дружеството по отношение на увеличение на разходи за заплати и осигуровки, добавяне на неполучени компенсации за минали периоди, както и компенсиране на непокрити загуби в размер на 226 800 лв. не се приема. Предложените от дружеството разходи са неаргументирани и икономически необосновани.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на ЧЗП „Румяна Величкова“ за следващия ценови период са следните:

ЧЗП „Румяна Величкова“			
1. Справка 4 – „ТИП в производството“:	Предложение	Корекция	Изменение %
Природен газ, лв./kNm <sup>3</sup>	917	749,03	-18,32

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	260,48
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	82,78
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	72,13

#### Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 1 910 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 910 хил. лв., от които условно-постоянни – 634 хил. лв. и променливи – 1 276 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 449 хил. лв.;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 700 MWh.

#### 20. „АЛТ КО“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-58-1 от 19.04.2024 г. за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. преференциална цена на електрическа енергия – 207,41 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Алт Ко“ ЕООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	271,60	271,60	207,41	-23,63%

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 882,18 лв./kNm<sup>3</sup>, (без акциз и ДДС).

**„Алт Ко“ ЕООД е представило следната обосновка:**

В Справка № 1 – „Разходи за производство“ са отразени разходите за ремонт (210 хил. лв.), които са нараснали спрямо предходните периоди поради индексация на договора с „Филтър“ ООД. В същата справка, в графа „услуги за граждански договори“ е посочен разход от 49 хил. лв., дължащ се на изискването от страна на „Филтър“ ООД за ангажиране на високо квалифициран специалист с инженерно образование и компютърна грамотност от най-висок клас, който да извършва мониторинг и анализ на технологичните данни на когенерационната система.

Долната и горната работна калоричност на природния газ са изчислени като среднопретеглени, а цената на природния газ е съгласно Приложение № 2, също като среднопретеглена. Дружеството посочва, че са представени фактури за закупения природен газ за 2023 г. и месеците 01-04 на 2024 г. Дружеството не е участник в схемата на парниковите емисии, поради което количества емисии CO<sub>2</sub> не са отчитани и не са прогнозирани. Посочва се, че са приложени отчети за приходите от продажби на електрическа енергия съгласно Справки № 4 и № 6, като подробно са представени продажбите по търговски график от една страна, продажбите с отчитане на премията по чл. 33а от ЗЕ и съответните баланси „недостиг“ и „излишък“. Дружеството не продава топлинна енергия, доколкото използва произведената такава за собствени нужди – оранжерийно производство. Дружеството е приложило ГФО за 2023 г. и справки съгласно ЕССО.

**Прогнозната информация** е изготвена съгласно ценообразуващите справки, при което:

- производствената програма е идентична с тази от предходния регулаторен период;
- разходите за текущ ремонт и поддръжка в размер на 263 хил. лв. са приети съгласно договор с „Филтър“ ООД на база 5000 часа работа на централата при индексирана цена по договора;
- разходите за заплати са прогнозирани в размер на 360 хил. лв., като същите са увеличени спрямо предходния регулаторен период, което се дължи на увеличение на минималната работна заплата от страна на държавата, което неименуемо води до увеличаване на всички останали заплати;
- цената на природния газ е заложена каквато е била през предходния регулаторен период;
- предвидени са разходи „граждански договор“ в размер на 5 хил. лв. за възнаграждение на специалист по мониторинг и анализ на работата на централата, като тези разходи са намалени от 49 хил. лв. през предходния регулаторен период на база целогодишната му работа;
- разходи за пренос на топлинна енергия не са предвидени.

По отношение изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, дружеството посочва, че централата подава цялата произведена топлинна енергия за отглеждане на растителна продукция в оранжерия.

Посочва се, че централата практически няма „пренос“ на топлинна енергия, тъй като разстоянието между централата и консуматорите на топлина е малко, поради което в отчетите и прогнозите, свързани с предложението за преференциална цена, не са включени разходи за технологични загуби при пренос на топлинна енергия. Дружеството планира производство на електрическа енергия за новия регулаторен период в размер на 8 400 MWh и топлинна енергия 8 235 MWh. Относно намаленото прогнозно производство спрямо предходния период посочват, че се дължи на не подновен договор с контрагент.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 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 намалена 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 среднопотеглена 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“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 67,62 лв./MWh;

2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа –  $0,91+2,78 = 3,69$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 71,31 лв./MWh.**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Алт Ко“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Алт Ко“ ЕООД			
1. Справка № 2 – „РБА“	Предложение	Корекция	Изменение %
Оборотен капитал, хил. лв.	344	300	-12,79
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
Природен газ, лв./kpm <sup>3</sup>	882,18	769,51	-12,77

След извършената по-горе корекция, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Алт Ко“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	188,98
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	11,28

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 2553 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2500 хил. лв., от които условно-постоянни – 861 хил. лв. и променливи – 1639 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1155 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 4,58%;
- Количество електрическа енергия от високоэффективно комбинирано производство – 8070 MWh.

**21. „БРИКЕЛ“ ЕАД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-31-2 от 29.03.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 635,49 лв./MWh без ДДС;

2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 121,81 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	455,25	455,25	635,49	+39,59
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	100,60	100,60	121,81	+21,08

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

- цена на въглищата – 250,93 лв./t с долна работна калоричност 2 360 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 066,31 лв./t с калоричност 9 500 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-31-2 от 03.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация относно: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub> за последния ценовия период; подробна обосновка на дружеството 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; годишен финансов отчет за 2023 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-14-31-2 от 12.04.2024 г. дружеството е предоставило изисканата информация, а именно: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub>; декларация от изпълнителния директор, че приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения не са включени като ценообразуващ елемент при определянето на цените на топлинната и електрическата енергия. През 2023 г. „Брикел“ ЕАД не отчита такива приходи; предварителен годишен финансов отчет.

**„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 61,58% повече от отчетената през базисната година и е в размер на 1 426 693 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 3 626 MWh или 25,53%. 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. и чл. 162а и чл. 162б от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство, при  $\Delta F \geq 10\%$ . Производството на електрическа енергия през базовия период възлиза на 255 882 MWh, а за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. се планира да бъдат произведени 450 000 MWh.

**Продадена електрическа енергия:** през 2023 г. дружеството отчита нетно производство на електрическа енергия 119 351,741 MWh. За периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. планираното количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100 ал. 6 от ЗЕ е в размер на 250 000 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 компенсирание с премии с производител по чл. 162а от ЗЕ, сключен с Фонд „СЕС“.

**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 2023 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 намаляване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на ТЕЦ с 5,88%, спрямо отчетените през базовата 2023 г. 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 2023 г. отчита извършени ремонти на стойност 9 051 хил. лв. За новия ценови период са планирани разходи за ремонт в размер на 9 956 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 2023 г. са подкрепени със съответните разходни документи, като общата изразходвана сума е 16 412 хил. лв. Реализирани са 2 инвестиционни проекта, като единият проект е в развитие от предходните години. През януари 2023 г. обект „Система за непрекъснат мониторинг на емисии след СОИ-1“ е закрит. На 1 януари 2024 г. във връзка с финализиран етап от строителството на инвестиционен обект „Депо за неопасни отпадъци“,

приет надлежно от оторизирана комисия, е увеличена стойността на 2 броя ДМА общо със 74 277 хил. лв. Увеличението на активите е отразено в Справка № 2 – „РБА“ за прогнозния период.

Дружеството предвижда да продължи работата по проекти „Изграждане на депо за неопасни отпадъци“.

**Регулаторна база на активите** – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2023 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 198 919 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 взаимобвързаност 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 30 675 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнасят 30 634 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия – 41 хил. лв.

**Норма на възвръщаемост** – използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е в размер на 5%, използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2023 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 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. разходите за амортизации са увеличени спрямо 2023 г. с годишното амортизационно отчисление, съответстващо на 15 годишен амортизационен план за финализирания етап от строителството на инвестиционен обект №111015 „Депо за неопасни отпадъци“.

**Разходи за работна заплата и осигуровки** – „Брикел“ ЕАД посочва, че отчетената в дружеството средна работна заплата през базисната 2023 г. е 1 834 лв. и същата изостава с 41% спрямо средната брутна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2023 г. в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 3 133 лв., съгласно данни на НСИ. Дружеството е заложило увеличение на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година с 19,62% в съответствие с увеличението на минималната работна заплата от началото на 2024 г. на 933 лв. Увеличението е със 153 лв. или 19,62% 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 2023 г. възлизат на 21 292 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати 16 380 хил. лв. и за осигуровки 4 912 хил. лв.

За новия ценови период необходимите разходи за заплати са завишени на 19 594 хил. лв., а разходите за осигуровки 5 876 хил. лв.

Дружеството посочва, че отчетената в България инфлация, за м. декември 2023 г. спрямо м. декември 2022 г. е 4,7%, по данни на НСИ.

**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите** – те са увеличени спрямо отчетната 2023 г. с 4,7% на 3 593 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 2023 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. Разходите за горива също са увеличени с 4,7% спрямо базисната 2023 г., поради отчетеното повишение на международните пазари, което влияе и на цените на горивата в България. По отношение на лицензионните такси са заложили разходи, пропорционални на завишената производствена програма за новия ценови период.

**Присъдени юрисконсултски възнаграждения** – през 2023 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 2023 г.

**Основно гориво** – през месец януари „Мини Марица Изток“ ЕАД с писмо с № ПТО-01-22 от 18.01.2024 г. е известило дружеството, че от месец април следва да очаква увеличение на цените на доставяните въглища. Очакваното увеличение е съществено – около 30%. С допълнително споразумение от 20.02.2024 г. от „Мини Марица Изток“ ЕАД са увеличили транспортните разходи за доставка на въглищата от Рудник „Трояново-1“ с 34% от 0,96 лв./тнг на 1,29 лв./тнг., а разходите за доставки в празнични дни са увеличени както следва: от 1,92 лв./тнг на 3,19 лв./тнг за Рудник „Трояново-1“ и от 0,96 лв./тнг на 1,73 лв./тнг за Рудник „Трояново-3“.

Във връзка с горното, разходите за произвеждания в „Брикел“ ЕАД продукт ОЕГ, необходим за работата на ТЕЦ, за прогнозния регулаторен период са изчислени на база гореописаните обстоятелства и цената на въглищния микс е увеличена с 8,8%. Останалите разходи за горива са изчислени, като са запазени както отчетните цени на отделните потоци в горивния микс, така и калоричността му на нивото на базовата 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. 12.2023 г. цената на въглищния микс е 232,40 лв./тнг при калоричност 2 360 ккал/кг, а цената на разхода на биомаса е 85,86 лв./тнг. Въз основа на прогнозните количества горива и складова наличност към 01.03.2024 г., за новия период цената на въглищния микс е 250,93 лв./тнг при калоричност 2 360 ккал/кг, а цената на разхода на биомаса е 87,83 лв./тнг.

Количеството на необходимия мазут за новия регулаторен период е запазено на нивото на 2023 г., в размер на 1 066,31 лв./т. 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 219,22 g/kWh и за топлинна енергия 119,72 kg/MWh.

Разходи за вода за производство на електрическа и топлинна енергия, касаещи закупуването от НЕК ЕАД – Предприятие „Язовири и каскади“ на промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията, не са заложили, поради неприключил съдебен спор относно дължимия размер.

Разходите за закупена енергия и балансиране възлизат на 5 263 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 възлизат на 3 544 хил. лв., от които с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за почистване на димни газове от серни емисии. Разходите са прогнозирани на база отчетени през 2023 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

Разходите за външни услуги възлизат на 1 368 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Разходите за електрическа енергия, консумативи и външни услуги са завишени с размера на отчетената през 2023 г. инфлация.

Разходите за закупуване на квоти парникови газове – емитираните количества въглеродни емисии са съгласно верифициран годишен доклад на „Брикел“ ЕАД за 2023 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 7 497 хил. лв.

Прогнозното количество 408 483 тона емитирани CO<sub>2</sub> за периода 01.07.2024-30.06.2025 г., са изчислени на база прогнозен горивен микс, пропорционален на отчетеното през 2023 г., необходим за изпълнение на производствената програма.

Изчисленията са извършени чрез формуляр за докладване на годишни емисии (публикуван на страницата на ИАОС), като са приложени стойностите на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне и коефициента на окисление от верифицирания доклад за базовата 2023 г.

Необходимите годишни разходи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са получени като е направено допускане за прогнозна цена на емисиите като отчетната цена през базовата година.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.**

#### **Образуване на цените:**

1. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ са извършени следните корекции:

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 288 138,5 t (заявени от дружеството) – 224 372,5 t (безплатни) = 63 766 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t x 63 766 t = 8 730 хил. лв.

Прогнозните количества горива за новия ценови период са 1 474,26 t мазут, 514 697,95 t въглища и ВЕИ 182 294,34 t, съгласно заявените от дружеството.

2. Норма на възвръщаемост на капитала.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ 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.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$NB = (ДСК * NB_{СК} + ДПК * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$ , където:

*NB* е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

*ДСК* – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>СК</sub>* – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

*ДС* – корпоративният данък по ЗКПО, %;

*ДПК* – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$NB_{ПК}$  – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета ( $\beta$ ) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$NB_{ск} = NB_{б} + \beta L * (NB_{п} - NB_{б}),$$

където:

$NB_{б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{п}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>13</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на

<sup>13</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	14%
3	Дял на собствения капитал	86%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11= (p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>6,37%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 6,37%.

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

<b>Корекция по въглеродни емисии</b>		
Количество, Qe	тона	124 428,00
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00
Отчетена цена на въглеродни емисии , ЦЦ	евро/тон	70,95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	4 149,29

**„Брикел“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-31-4 от 10.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:**

Дружеството счита, че при извършената корекция в справка № 4 „ТИП в производството“, където прогнозните количества CO<sub>2</sub> за закупуване са коригирани е допусната грешка. Прогнозните количества CO<sub>2</sub> в периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са изчислени на база прогнозен горивен микс, пропорционален на отчетения през 2023 г. и необходим за изпълнение на производствената програма. Изчисленията са извършени чрез формуляр за докладване на годишни емисии (публикуван на страницата на ИАОС), като са приложени стойностите на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне и коефициента на окисление от верифицирания доклад за базовата 2023 г. Предвидените безплатни квоти за емисии CO<sub>2</sub> за производство на топлинна енергия във връзка с чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО) за регулаторния период са изчислени

пропорционално от очакваните количества разпределени на „Брикел“ ЕАД за 2024 г. и 2025 г. и са приспаднати от емитираните такива.

Дружеството посочва, че публикуваните в 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 Белгия, България, Чехия, Дания, Германия, Естония, Ирландия, Гърция, Испания, Франция, Хърватия, Италия, Кипър, Латвия, Литва, Люксембург, Унгария, Нидерландия, Австрия, Полша, Португалия, Румъния, Словения, Словакия, Финландия и Швеция в Дневника на Европейския съюз за трансакциите (2021/С 302/01), количества квоти на Брикел ЕАД, за периода 2021-2025 г., са както следва: 2021 г. - 246 544 t; 2022 г. - 240 209 t; 2023 г. - 233 875 t ; 2024 г. - 227 540 t и 2025 г. - 221 205 t. Тези данни съгласно т.3 от Решението и чл. 14, т.5 от ДЕЛЕГИРАН РЕГЛАМЕНТ (ЕС) 2019/331 НА КОМИСИЯТА са предварителните годишни количества безплатни квоти, основаващи се на исторически данни за дейността на инсталацията в периода определени съгласно правилата на Директива 2003/87/ЕО и ДЕЛЕГИРАН РЕГЛАМЕНТ (ЕС) 2019/331 НА КОМИСИЯТА от 19 декември 2018 година за определяне на валидни за целия Съюз преходни правила за хармонизирано безплатно разпределяне на квоти за емисии.

Дружеството заявява, че количеството на горепосочените предварително разпределени квоти не съответстват на действително получените от инсталацията безплатни квоти за този период. На основание разпоредбите на РЕГЛАМЕНТ ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ (ЕС) 2019/1842 НА КОМИСИЯТА от 31 октомври 2019 година за определяне на правила за прилагането на Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Света, дружеството отчита ежегодно равнището на дейност на всяка подинсталация през предходната календарна година. Въз основа на това докладване на равнището на дейност, изисквано с цел коригиране на безплатното разпределяне на квоти през преходния период, се определя и окончателното количество на безплатните квоти, които да бъдат получени през следващата година. Съгласно внесения през м. март 2023 г. верифициран доклад за равнището на дейност, са определени следните количества безплатни квоти, които ще бъдат получени от инсталацията, както следва: 2021 г. – 246 544 t; 2022 г. – 240 209 t; 2023 г. – 182 065 t; 2024 г. – 122 043 t и 2025 г. – 118 646 t. За тези количества са приложени включително и съответните правила на чл. 16 от ДЕЛЕГИРАН РЕГЛАМЕНТ (ЕС) 2019/331 НА КОМИСИЯТА за корекции с линейния коефициент, посочен в член 9 от Директива 2003/87/ЕО.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

**Възражението по отношение на извършената корекция в справка № 4 „ТИП в производството“ не се приема.**

Отчетен е фактът, че за новия ценови период 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г. дружеството е заявило увеличение на горивата ВЕИ, за които не се заплащат квоти емисии - от 117 226,69 t на 182 294,34 t. Също така в заявлението „Брикел“ ЕАД е отчетено за 2023 г. закупени 45 631,00 t и прогноза за закупуване 288 138,50 t. В случай на отчетени разлики в разходите, следва да се има предвид, че в чл.24а от НРЦЕЕ е регламентирана възможност за корекция за недовдет/надвзет приход от цени на природен газ и квоти въглеродни емисии за предходен ценови период. Безплатните квоти са съобразени със стойностите от Национална таблица за разпределение за 2021- 2025 г. съгласно чл. 10а от Директива 2003/87/ЕС .

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Брикел“ ЕАД за следващия ценови период са следните:**

„Брикел“ ЕАД			
	Предложение	Корекция	Изменение



			%
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>			
Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> ), хил. лв.	47 338	8 730	-81,5
<b>Справка № 2 - „РБА“</b>			
Регулаторна база на активите, хил. лв.	184 854	180 051	-2,6
<b>Справка № 4 – „ТИП в производството“</b>			
Прогнозни количества емисии CO <sub>2</sub> , t	288 138,5	63 766	-78
Прогнозна цена закупени емисии CO <sub>2</sub> , лв./t	164,29	136,91	-17

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Брикел“ ЕАД</b>	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	541,15
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	363,45
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	104,22

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 230 035 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 218 558 хил. лв., от които условно-постоянни – 50 602 хил. лв. и променливи – 167 956 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 180 051 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,37%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 268 100 MWh, в т.ч. собствено потребление – 17 270 MWh.  
Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 201 MWh.

#### 22. „СОЛВЕЙ СОДИ“ АД

Дружеството е представило чрез Единния портал за електронни административни услуги на КЕВР заявление с вх. № Е-ЗСК-22 от 02.04.2024 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-ЗСК-22 от 09.04.2024 г. от дружеството е изискано да представи: попълнени Приложения № 2, № 3, № 4 (за 2022 г., за 2023 г. и за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.) и № 6 (за 2022 г. и за 2023 г.); отчетна информация за 2023 г. и за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. за електрическата енергия, бруто, собствени нужди, нето, в т. ч.: собствено потребление, продажба на потребители, БНЕБ ЕАД, други, в MWh; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; отчет и анализ за изпълнение на ремонтна и инвестиционна програми за 2023 г. и за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., по обекти в ТЕЦ и с посочени отчетни стойности; прогнозна инвестиционна и ремонтна програми за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. с посочени планирани мероприятия и техните стойности; годишен финансов отчет за 2023 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; справки и пояснения относно прилагането на ЕССО за целите на регулирането; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; верифициран доклад на „Солвей Соди“ АД до Изпълнителна агенция по околна



среда за 2023 г.; попълнен формуляр за докладване на годишни емисии за ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., с включени прогнозни данни за периода 01.04.2024 г. – 30.06.2025 г.; справка за закупени количества квоти за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) за 2023 г. и за ценовия период 01.07.2023 – 30.06.2024 г., разходите за закупуването им, както и количествата безплатни квоти CO<sub>2</sub>, разпределени на дружеството; попълнен формуляр за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на Изпълнителна агенция по околна среда) с прогнозно количество квоти за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. и справка за количеството безплатни квоти CO<sub>2</sub> (чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО) за същия период; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub> за последния ценовия период; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТЕЕ; заверени копия на всички сключени договори за доставка на петрококс, въглища, пелети, дизел/газъл за периода 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях; 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); доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението; неуплатен вариант на заявлението и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

Изискваната информация и документи са представени със заявление с вх. № Е-14-78-2 от 17.04.2024 г. на хартиен и електронен носител.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г., следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 762,36 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 47,04 лв./MWh без ДДС.

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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	563,18	563,18	762,36	+35,36
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	76,86	76,86	47,04	-38,80

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозни цени и калоричност на следните горива (без акциз и ДДС):

- въглища (петрококс) – 186,17 лв./t, с долна работна калоричност 6 000 kcal/kg;
- газъл – 1 664,09 лв./t, с долна работна калоричност 10 500 kcal/kg;
- друг вид гориво (агропелети, които се произвеждат от растителна биомаса –

земеделски култури) – 244,34 лв./t с долна работна калоричност 4000 kcal/kg.

**„Солвей Соди“ АД е представило следната обосновка:**

**Производствена програма** – единственият консуматор на топлинна и електрическа енергия през 2023 г. са били инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат, собственост на „Солвей Соди“ АД.

Производствената програма за 2023 е изпълнена на 85% по отношение на електропроизводство и на 87% по отношение на производство на топлинна енергия. Дружеството посочва, че основна причина за това е намаленото потребление от инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат вследствие на пониженото търсене на тези продукти на световните пазари. Очакванията за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са за изпълнение от около 93% поради повишеното търсене през месеците март – юни 2024 г.

Планирането на производствената програма за предстоящия регулаторен период, 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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<sub>2</sub>.

**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. Повишението спрямо отчет 2023 г. се дължи на повишените цени на основни материали и услуги. Приложени са детайлни справки по основни съоръжения за реализираните разходи през 2023 г. и планираните за 2024 г. и 2025 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. Увеличената прогноза с 5% на тези разходи през регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. спрямо отчета за 2023 г. е на база на влезлия в сила нов колективен трудов договор, който отчита и натрупаната инфлация през 2023 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са увеличени с 8% спрямо отчетната 2023 г. въз основа на натрупаната инфлация през миналата година и вече индексирани договори с голяма част от поддоставчиците.

**Променливи разходи**

- **Разходите за горива** за новия регулаторен период са определени съгласно указанията на Комисията, като среднопретеглена стойност на складови наличности към 01.03.2024 г. и среднопретеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ лева за долар 1,80911, валиден към 01.04.2024 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.

- **Разходи за емисии на парникови газове** за предстоящия ценови период са изчислени на база разлика от очакваните емисии, съгласно производствената програма при текуща пазарна цена от 57,77 евро/t CO<sub>2</sub>.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 MW.**

**Образуване на цените:**

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<sub>2</sub> – 646 000 t на ниво отчет 2023 г. за относително същото производство в централата.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

**Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t x 646 000 t = 72 990 хил. лв.**

Прогнозните количества горива за новия ценови период са **220,48 t газьол, 431 272,18 t въглища и ВЕИ 24 676,67 t**, съгласно заявените от дружеството.

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

<b>Корекция по въглеродни емисии</b>		
Количество, Qe	тона	847 080
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	88,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цц	евро/тон	70,95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	<b>28 247,49</b>

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи за следващия ценови период са следните:**

<b>„Солвей Соди“ АД</b>			
<b>1. Справка № 2 – „РБА“</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение %</b>
Оборотен капитал, хил. лв.	23 925	28 744	+20,14
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“</b>			
Количество прогнозни емисии парникови	850 559	646 000	-24,05

газове (CO <sub>2</sub> ), t CO <sub>2</sub>			
--	--	--	--

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Солвей Соди“ АД</b>	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	<b>655,07</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	<b>477,37</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	<b>45,32</b>

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 228 817 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 221 473 хил. лв., от които условно-постоянни – 39 395 хил. лв. и променливи – 182 078 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 141 218 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,20%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 172 030 MWh, в т.ч. собствено потребление - 168 786 MWh;
  - за продажба – 3 244 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 562 323 MWh.

#### 23. „ТЕЦ ГОРНА ОРЯХОВИЦА“ ЕАД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-55-3 от 01.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 604,50 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 228,45 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	418,83	418,83	604,50	+44,33
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	175,20	175,20	228,45	+30,39

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 – 809,99 лв./кнм<sup>3</sup> с долна работна калоричност 8 290 kcal/кнм<sup>3</sup>;
- въглища – 541,32 лв./t с долна работна калоричност 5 100 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса – слънчогледова люспа) – 234,86 лв./t с долна работна калоричност 3 950 kcal/kg).

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за утвърждаване на цена на топлинна енергия и определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-55-3 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация и документи, както следва: 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; разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub> за последния ценовия период; допълнителна справка в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ за предходните три календарни години.

С писмо с вх. № Е-14-55-3 от 12.04.2024 г. дружеството е представило в КЕВР изисканата допълнителна информация, както следва: декларация от представляващия дружеството, че няма получени приходи от юрисконсултски възнаграждения; заверени копия на разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub> за последния ценовия период и справка към тях; справка с отчетна информация за 2021 г., 2022 г., 2023 г. в изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

#### **„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е представило следната обосновка:**

##### **Условно постоянни разходи**

**Разходи за амортизации** – за 2023 г. са отчетени разходи за амортизации на стойност 522 хил. лв. 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 2024 г. – 2025 г. дружеството предвижда да направи инвестиции за 17 000 лв. Дружеството прилага справка № 1 инвестиционна програма и справка № 2 – отчет на извършените инвестиции през 2023 г. 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. 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 БАта,

захранващ се с отработена пара след турбината. Дружеството прилага **справка № 3**, където ДМА са разделени съответно за производство на топло и електроенергия и общо за двата продукта за периода 2023 г.

**Разходи за ремонт** - 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, топлосилов цех и Въгледодаване. Дружеството е приложило справка № 4 – ремонтна програма за периода 2024 г. – 2025 г. 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 отчета за извършените ремонтни мероприятия за 2023 г.

**Разходи за заплати и възнаграждения** - за новия ценови период разходите за заплати и възнаграждения са 1 958 хил. лв., а за отчетната 2023 г. са 1 565 хил. лв. През 2023 г. дружеството работи със 70 бр. средносписъчен състав.

За ценовия период 2024 г. - 2025 г. разходът е съобразен с числеността на персонала и работната програма на дружеството. Числеността на персонала по време на работа е оптимизиран до 68 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** - разходите за 2024 г. – 2025 г., включени в тази част, са увеличени спрямо 2023 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчет за 2023 г. Увеличени са горива за автотранспорт, застраховки, данъци и такси, питейна вода и осветление. Намалени са наеми и проверка на уреди.

**Обосновка променливи разходи** - тези разходи следват производствената програма и ефективността на производството.

**Цената на въглищата** за 2024 г. – 2025 г. е образувана на база наличните въглища на склад към 01.03.2024 г. и цена на недостиг на количеството за изпълнение на заложената програма, като дружеството прилага **справка № 6**.

**Цената на природния газ** - включва пределни цени за пренос и снабдяване през разпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД за количества до 528 MWh, същата е определена спрямо цената за м. март 2024 г.

**Цена на биогориво:** за новия вид гориво 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 съгласно 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 СН<sub>ел.</sub>** на централата в **справка № 4** и разходите за закупуване на електрическа енергия в **справка № 1** от **Справки от № 1 до № 9**. СН<sub>ел.ен</sub> на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2023 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 по-висока цена на купена електрическа енергия, поради тенденцията за нейното увеличение.

**Разходите за външни услуги** са идентични с отчет 2023 г.

**Разходите за акциз на въглища и газ** са съгласно удостоверение за ОАКП.

**Разходи за емисии парникови газове** през ценови период 01.07.2024 г.- 30.06.2025 г.: за 2023 г. безплатно разпределените квоти на емисии от въглероден диоксид за „Захарни Заводи“ АД са в размер на 21 348 t. Определени за ТЕЦ безплатни квоти са 16 361 t. През 2023 г. са изгорени 17 082,700 t въглища и 43,739 kNm<sup>3</sup> природен газ, които емитират 34 587 t CO<sub>2</sub>. Поради тази причина количествата квоти за въглеродни емисии за закупуване са 18 226 t, като средствата за покупка на квоти за 2023 г. са в размер на 2 662 хил. лв.

Дружеството посочва, че за ценовия период 2024 г. – 2025 г. е предвидено да бъдат изгорени 5 815 t въглища и 20 kNm<sup>3</sup> природен газ. Тези горива ще емитират общо 11 853 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 2023 г. За 2024 г. безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД са 7 329 t от квотите на „Захарни заводи“ АД, като остават за закупуване още 4 524 t. Средната цена за периода 2024 г. – 2025 г. е определена на 80,00 евро/t. Поради тази причина за необходимите количества недостигащи квоти е планирана сума за закупуване в размер на 708 хил. лв.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.**

#### **Образуване на цените:**

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:

2.1. Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е увеличена 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“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 58,67 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 17,32+0,79 = 18,11 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 76,78 лв./MWh.**

2.2. Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 4 524,00 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

**Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t X 4 524,00 t = 619 хил. лв.**

Прогнозните количества горива за новия ценови период са **20 km<sup>3</sup> природен газ, 5 815 t въглища и 2 151 t ВЕИ**, съгласно заявеното от дружеството.

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

Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	6 276,00
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	88,00
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цш	евро/тон	70,95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	209,29

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-55-4 от 11.06.2024 г., в което е изразило съгласие с Доклада и е посочило, че приема определените цени на топлинната и електрическа енергия.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи за следващия ценови период са следните:

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД			
1. Справка № 4 – „ТИП в производството“:	Предложение	Корекция	Изменение %
Природен газ, лв./km <sup>3</sup>	809,99	824,55	+1,80
Средна цена на закупени емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> ), лв./t	146,46	136,91	-6,52

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		<b>573,45</b>
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ		<b>395,75</b>
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара		<b>228,26</b>

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 9 272 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 992 хил. лв., от които условно-постоянни – 4227 хил. лв. и променливи – 4 765 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 5 389 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,20%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 635 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 34 000 MWh.



## 24. „ДЕКОТЕКС“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. Е-14-61-1 от 02.04.2024 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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 494,76 лв./MWh без ДДС;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 126,05 лв./MWh без ДДС;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 126,05 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	395,78	395,78	494,76	+25,00
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	182,28	182,28	126,05	-30,85
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	182,28	182,28	126,05	+30,85

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 980 лв./kNm<sup>3</sup> (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-61-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изискана допълнителна информация, както следва: декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни към подаденото заявление; копия на действащи договори за покупко-продажба на електрическата енергия; копия на действащи договори за доставка на природен газ; обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; неверителен вариант на заявлението и приложенията към него, в което да са заличени данните, които дружеството счита за защитени по закон. С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 16.04.2024 г. дружеството е представило исканата информация.

**С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 16.04.2024 г. „Декотекс“ АД е представило следната обосновка:**

**Условно постоянни разходи** – общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. е 1 989 хил. лв.

**Разходи за амортизации** – планирани са 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 именно 68 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 119 хил. лв. за електрическата енергия.

**Разходи за ремонт** – за отчетния ценови период 01.07.2023 – 30.06.2024 г. са достигнати разходи за ремонт в размер на 344 хил. лв. Прогнозните разходи за ремонт за ценови период 01.07.2024 - 30.06.2025 г. са в размер на 520 хил. лв. Разходите, които се предвиждат за ремонтни дейности са: ремонт на стартерна група – 40 хил. лв. и ремонт на турбо – 480 хил. лв.

**Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – те са в общ размер на 934 хил. лв. Материалите за текущо поддържане в размер на 290 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** е в размер на 3 793 хил. лв. към 31.12.2023 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2023 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 730 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 2024 г. – 2025 г. е в размер на 5,32%, изчислена съгласно Указания-НВ като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2023 г.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 MW.**

#### Образуване на цените:

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 намалена 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“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 65,56 лв./MWh;

2.3. Пренос – 1,04 лв./MWh;

2.4. Достъп – 6,37 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 72,97 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Декотекс“ АД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Декотекс“ АД</b>			
<b>1. Справка № 2 – „РБА“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение, %</b>
Оборотен капитал, хил. лв.	730	451	-38,22
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
Природен газ, лв./knm <sup>3</sup>	980	790,65	-19,32

След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Декотекс“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	449,91
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	272,21
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	109,90
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	109,90

#### Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 3 700 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3 513 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 989 хил. лв. и променливи – 1 524 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 514 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,32%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 050 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 190 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 163 MWh.

#### 25. „Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-12-00-174 от 10.04.2024 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 01.07.2024 г. следните цени, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 190,52 лв./MWh без ДДС;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 183,38 лв./MWh без ДДС;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 472,96 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	354,62	354,62	472,96	+33,37
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с	163,56	163,56	190,52	+16,48

топлоносител гореща вода				
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	155,87	155,87	183,38	+17,65

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 441,15 лв./кнм<sup>3</sup>, при долна работна калоричност 8 203 kcal/кнм<sup>3</sup>.

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за утвърждаване на цена на топлинна енергия и определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-12-00-174 от 15.04.2024 г. от дружеството е изисквана информация и документи, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ от ценовия модел с прогнозната информация за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., подписана и представена на хартиен носител; попълнено Приложение № 2 за прогнозния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., по отношение на параметрите на природния газ; годишен финансов отчет за 2023 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; заверени копия на всички сключени договори за доставка на природен газ за периода 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТЕЕ; неуплатен вариант на заявлението и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

С писмо с вх. № Е-12-00-174 от 24.04.2024 г. дружеството е представило частично изискваната информация и документи, а именно: Справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ от ценовия модел с прогнозната информация за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; попълнено Приложение № 2 за прогнозния период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., по отношение на параметрите на природния газ; годишен финансов отчет за 2023 г. (без приложения), придружен със справка на нетекущите (дълготрайни) активи към 31.12.2023 г.; декларация от представляващия дружеството, че в периода от 01.07.2023 г. до датата на декларацията (22.04.2024 г.) „Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД не е осъществявало производство на електрическа енергия.

**„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД е представило следната обосновка:**

**Условно постоянни разходи** – планирани са в общ размер на 1 667 хил. лв.

**Разходи за амортизации** - амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. Разходите за амортизации за новия ценови период са планирани на нивото на отчета за 2023 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 именно 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. Те 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 2 221 хил. лв. към 31.12.2023 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2023 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.

**Норма на възвръщаемост** на капитала за ценови период е в размер на 7,78 %, изчислена съгласно Указания-НВ, като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2023 г. Съгласно изискванията, в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,57 MW.**

#### Образуване на цените:

1. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;

1.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,15 лв./MWh;

1.3. Пренос – 1,03 лв./MWh;

1.4. Достъп – 2,46 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 69,64 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД</b>			
<b>1. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение, %</b>
Природен газ, лв./knm <sup>3</sup>	1441,15	748,62	-48,05

**След извършените по-горе корекции, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	306,44
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	128,74
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	152,62
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	144,60

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 5 423 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 273 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 3 606 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1 936 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. „ДИМИТЪР МАДЖАРОВ - 2“ ЕООД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-63-1 от 15.04.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. С посоченото заявление, дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия в размер на 298,65 лв./MWh, без ДДС.

С писмо с изх. № Е-14-63-1 от 18.04.2024 г. на КЕВР, с оглед установени несъответствия, явяващи се явни фактически грешки, между преференциалната цена на електрическа енергия, посочена в заявлението и получената в ценовия модел (Справка № 4 – „Технико-икономически показатели в производството“) и на основание чл. 42, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 25, ал. 2 от НРЦТЕ от „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД е изискано да представи следното: коригирано заявление в частта му по т. 1.1., ведно с коригиран ценови модел (за дружество без лицензия) с коректно попълнени прогнозни данни за новия ценови период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., с оглед тяхното съответствие; отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; годишен финансов отчет за 2023 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; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя (декларация по чл. 41а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦТЕ); неупорядъчен вариант на заявлението с вх. № Е-14-63-1 от 15.04.2024 г. и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

С писмо с вх. № Е-14-63-1 от 09.05.2024 г. „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД е представило коригирана информация и документи, с изключение на одитиран годишен финансов отчет за 2023 г., като заявителят е посочил, че същият не е изготвен. Към писмото дружеството е представило изменено заявление, с което е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия в размер на 304,59 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г.,	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до	Изменение, %
-----------	--	--	--	--------------

	30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	лв./MWh без ДДС	30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4- к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	*	-	304,59	-

\*Съгласно Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г. по т. II, на основание чл. 42, ал. 3 от НРЦЕЕ Комисията е оставила без разглеждане заявление с вх. № Е-14-63-1 от 29.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, подадено от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД, и е прекратила образуваното административно производство.

В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ дружеството не е посочило прогнозни цени на горива, с които са извършени изчисленията за предложената преференциална цена на електрическата енергия.

#### **Дружеството е представило следната обосновка:**

На площадката на предприятие за месопреработване „Димитър Маджаров-2“ ЕООД в гр. Пловдив е изградена инсталация за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с обща инсталирана електрическа мощност на централата:  $E = 835 \text{ kW}$  и топлинна мощност  $Q = 1\,042 \text{ kW}$ . Комбинираното производство се осъществява чрез ко-генератор тип „JMS 316D037C05“. Отделно от ко-генератора, на същата площадка има инсталиран котел „ПКМ-2,5“ за производство на пара. Също така и като резерв: водогреен котел „PRESS-T1250“ и генератор за пара „STEAM 2000“.

Във връзка с новия регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г., предприятието не предвижда увеличаване на производството на електрическа и топлинна енергия, тъй като електрическата мощност на предприятието е динамична и полученият излишък на електрическа енергия в порядъка на 5% - 25% от брутното производство на електрическа енергия се продава на свободния пазар чрез балансираща група. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление. През новия ценови период се предвижда увеличение на променливите разходи спрямо отчетените, което основно се дължи на прогнозния ръст на амортизация и в промяна в цените на някои от основните суровини: природен газ, вода и закупуване на електрическа енергия за нуждите на предприятието.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,835 MW.**

#### **Образуване на цената:**

След извършен анализ са определени следните цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Димитър Маджаров - 2“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	304,59
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	126,89

#### **Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 852 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 852 хил. лв., от които условно-постоянни – 696 хил. лв. и променливи – 156 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 418 хил. лв.;



- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 100 MWh.

### 27. „ОВЕРДРАЙВ“ АД

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-69-1 от 29.03.2024 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 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 601,40 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:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	518,90	518,90	601,40	+15,90

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 350 лв./kNm<sup>3</sup>, при долна работна калоричност 8 320 kcal/kNm<sup>3</sup>.

Към заявлението дружеството не е приложило всички документи, необходими за извършване на регулаторен преглед и за определяне на цена и премия за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство. В тази връзка с писмо с изх. № Е-14-69-1 от 04.04.2024 г. от дружеството е изисквана информация и документи, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите (Приложение № 4), като във файла с наименование „Prilozhenie-4-2024“ е указано дружеството да попълни данните за 2023 г., тъй като същите не са представени в КЕВР; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТЕЕ, тъй като представеният договор за изкупуване на електрическа енергия № 102 от 04.12.2009 г. е със срок на действие до 31.12.2010 г.; справка, съдържаща отчетна информация за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. и прогнозна информация за ценовия период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 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; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; неупорядъчен вариант на заявлението и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за



защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

С писмо с вх. № Е-14-69-1 от 25.04.2024 г. дружеството е представило допълнителна информация, както следва: отчетна информация за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване; подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г.; предварителен годишен финансов отчет за 2023 г.; отчетна информация за продадените количества топлинна и електрическа енергия и приходите от продажбите (Приложение № 4); заверено удостоверение от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, че има действащ договор за изкупуване на електрическа енергия от „Овердрайв“ АД. Дружеството е заявило, че дейността му не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, както и че в предоставените документи и информация няма данни, които да счита за защитени.

**„ОВЕРДРАЙВ“ АД е представило следната обосновка:**

**Условно-постоянни разходи** – в т.ч.: **разходи за амортизации** на база на амортизационния план на дружеството в размер на 60 хил. лв. за посочения период.

**Разходи за ремонти** по системата в размер на 110 хил. лв., които включват - обслужване и ремонт на двата когенератора, основен ремонт на ДВГ двигател на двата когенератора с подмяна на бутала, биели, бутални лагери, биелни лагери, основни лагери, колян вал, семеринги и уплътнения, подмяна на два броя пластинчати топлообменника преди колектора, подмяна на три броя циркуляционни помпи, подмяна на управляващ модул на ел. част, ремонт на тръбните трасета в техническото помещение по оферти на „Чайм“ ООД и „Рувекс“ АД.

**Разходи за възнаграждения и осигуровки** в размер на 70 хил. лв., разходи за заплати на персонал назначен по трудов договор за подсигуряване на дейността на системата и подаване на отчетите на дружеството.

**Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**, в размер на 122 хил. лв.: горива за автотранспорт 6 хил. лв., работно облекло 2 хил. лв., канцеларски материали 1 хил. лв., материали за текущо поддържане 11 хил. лв., данъци и такси 3 хил. лв., пощенски разходи, телефони и абонаменти 1 хил. лв., проверка на уреди 7 хил. лв., експертни и одиторски разходи 6 хил. лв., всички от които са планирани на историческа база на извършените разходи в предходния отчетен период, както и разходи по застраховки на база на застрахователна полица към ЗАД „Алианц“ АД, разходи за въоръжена охрана по договор с „АСО Панема“ ООД и разходи за лицензионни такси към Комисията.

**Променливи разходи** - голяма част от променливите разходи - около 75%, или 527 хил. лв. се изразходват за доставка на природен газ, включително и акциз. Цената на природния газ е утвърдена от КЕВР за доставчика „Овергаз Мрежи“ АД. Останалите 182 хил. лв. са за разходи за вода, разходи за закупена енергия, консумативи (химикали, реагенти), разходи за външни услуги, които са планирани на база на цените към днешна дата и разходите на дружеството на историческа база от предходни отчетни периоди.

В заключение, „Овердрайв“ АД посочва, че получената преференциална цена на електрическата енергия, без добавка от КЕВР, отразява вярно необходимите годишни приходи и възвръщаемост на капитала на тригенерационната инсталация, поради което дружеството моли да му бъде утвърдена такава от КЕВР.

**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“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 64,19 лв./MWh;

2.3. Пренос – 1,02 лв./MWh;

2.4. Достъп – 3,90 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 69,11 лв./MWh.**

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Овердрайв“ АД за следващия ценови период са следните:

<b>„Овердрайв“ АД</b>			
<b>1. Справка № 2 – „РБА“:</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение %</b>
Оборотен капитал, хил. лв.	170	98	-42,35
<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
Природен газ, хил. лв.	1350	732,78	-45,72

След извършените по-горе корекции е определена следната преференциална цена на електрическата енергия:

<b>„Овердрайв“ АД</b>		<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия		462,50

**Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 863 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 840 хил. лв., от които условно-постоянни – 376 хил. лв. и променливи – 464 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 290 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 050 MWh.

## **28. „Нова Пауър“ ЕООД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-13-308-1 от 25.04.2024 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 422,58 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:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	373,12	373,12	422,58	+13,25

Предложената преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1032,32 лв./кнм<sup>3</sup> (без акциз и ДДС), при долна работна калоричност 8 000 kcal/кнм<sup>3</sup>.

С писмо с изх. № Е-13-308-1 от 30.04.2024 г. от дружеството е изисквана следната допълнителна информация: годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на ЗСч и приложимите счетоводни стандарти, на основание чл. 43, ал. 2, т. 1 от НРЦЕЕ; неверителен вариант на заявлението и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

Изискваната информация не е предоставена от дружеството.

#### **„Нова Пауър“ ЕООД е представило следната обосновка:**

В производствената програма на ко-генерационната инсталация за новия регулаторен период – 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. се предвиждат 2112 работни часа. Брутно производство на електрическа енергия в размер на 5132 MWh и продадено нетно количество 4958 MWh.

През новия регулаторен период дружеството заявява, че планира извършването на нови инвестиции в цялостно обновяване на ко-генерационната инсталация, за което има отпуснат търговски кредит в размер на 2000 хил. лв.

**Разходи за амортизации** – дружеството прогнозира разходи за новия ценови период в размер на 382 хил. лв.

**Разходи за ремонт** – прогнозиран са в размер на 327 хил. лв. Дружеството заявява, че извън предвидените стандартни годишни разходи по текуща поддръжка на всички системи в структурата на ко-генерационната инсталация, през новия регулаторен период 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. са заложили необходимите разходи за обслужване и планов ремонт на газобуталния двигател на 20 000 моточаса. За определяне на размера на необходимите средства, дружеството посочва, че копие от офертата е подадена в КЕВР с документите по утвърждаване на цена от предходния регулаторен период.

**Разходи за заплати и възнаграждения** – за прогнозирания ценови период са в размер на 55 хил. лв. Дружеството заявява, че броят на персонала и разходите за заплати и осигуровки на работещите се запазват, като през новия регулаторен период е заложила единствено индексация на заплатите с темпа на инфлация на стоките от първа необходимост. Предвид сравнително ниските нива на възнагражденията в бранша, посочва, че не може да си позволи да не увеличи заплатите на основния си, постоянно зает персонал, за да отговори на високите темпове на покачване на цените.

**Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** са 87 хил. лв.

**Променливи разходи** - прогнозиран са в размер на 1 352 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,43 MW.

### **Образуване на цените:**

1. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция: прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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 газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, предоставени от дружеството.

1.1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2024 г. – 2025 г., предоставена от дружеството;

1.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,59 лв./MWh;

1.3. Цени за пренос и достъп през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа:  $1,00 + 14,84 = 15,84$  лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

### **Крайна цена на природен газ – 82,43 лв./MWh.**

#### 2. Норма на възвръщаемост на капитала.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ 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.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$ , където:

*NB* е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

*D<sub>СК</sub>* – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>СК</sub>* – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

*ДС* – корпоративният данък по ЗКПО, %;

*D<sub>ПК</sub>* – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

*NB<sub>ПК</sub>* – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета ( $\beta$ ) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$$NB_{ск} = NB_{б} + \beta L * (NB_{п} - NB_{б}),$$

където:

$NB_{б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{п}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>14</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	0%
3	Дял на собствения капитал	100%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%

<sup>14</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9 = p.8 + p.4 * (p.7 - p.8)$ )	5,52%
10	Цена за емен капитал преди данъци ( $p.10 = p.6 + p.8$ )	6,32%
<b>11</b>	<b>НВ (<math>p.11 = (p.3 * p.9 + p.2 * p.10 * (1 - 10\%)) / (1 - 10\%)</math>)</b>	<b>5,61%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 5,61%.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Нова Пауър“ ЕООД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Нова Пауър“ ЕООД</b>			
<b>1. Справка №4 – „ТИП в производството“:</b>	<b>Предложени е</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменени е %</b>
Природен газ, лв./кнм <sup>3</sup>	1 032,32	898,56	-12,96

След извършените по-горе корекции е определена следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Нова Пауър“ ЕООД</b>		<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия		381,51
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ		203,81

#### **Ценообразуващи елементи на определената цена:**

- Необходими годишни приходи – 2 374 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2 207 хил. лв., от които условно-постоянни – 864 хил. лв. и променливи – 1 343 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 2 990 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,61%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 958 MWh.

#### **29. „ОРАНЖЕРИИ-ПЕТРОВ ДОЛ“ ООД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-74-1 от 28.03.2024 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 327,13 лв./MWh, без ДДС.

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 875,26 лв./кнм<sup>3</sup>, (без акциз и ДДС) и при долна работна калоричност 8 295 kcal/кнм<sup>3</sup>.

С писмо с изх. № Е-14-74-1 от 05.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация, както следва: отчетна информация за ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9; справка, съдържаща информация за предходните три календарни години (2023 г., 2022 г. и 2021 г.), съгласно одитираните годишни финансови отчети на дружеството, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ; неуповителен вариант на заявлението с вх. № Е-14-74-1 от 28.03.2024 г. и на приложенията към него, със заличени данни, които дружеството счита за защитени по закон, като се представят основания и мотиви за тяхното квалифициране като такива.

С писмо с вх. № Е-14-74-1 от 18.04.2024 г. дружеството е представило ново заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени отчетна информация за 2023 г. с прогноза за новия ценови период, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9. Във връзка с изискваната допълнителна информация за предходните три календарни години, с оглед изпълнение на изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ, дружеството е заявило, че използва 100% от произведеното количество топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция.

Със заявление с вх. № Е-14-74-1 от 18.04.2024 г. дружеството предлага за утвърждаване нова преференциална цена на електрическа енергия – 308,23 лв./MWh, без ДДС.

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 790,44 лв./knm<sup>3</sup>, (без акциз и ДДС) и при долна работна калоричност 8 291 kcal/knm<sup>3</sup>.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии-Петров дол“ ООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	346,94	346,94	308,23	-11,16

Към заявление с вх. № Е-14-74-1 от 28.03.2024 г. „Оранжерии-Петров дол“ ООД е представило обосновка, 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. Предвижда се когенерационната инсталация да работи с натовареност в периода от октомври 2024 г. до май 2025 г. за подsigуряване 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 2023 г., е в размер на - 270 хил. лв. (РБА = А – АМ). А = 683 хил. лв. активи, в т. ч.: 551 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 – 132 хил. лв. и амортизация за периода на използване АМ = 953 хил. лв.

**Амортизационна програма** – 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** – 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 875,26 лв./kNm<sup>3</sup>; разход за електроенергия – 95 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ – 55 хил. лв. (91 185 GJ \* 0,60 лв./GJ = 54 711 лв.).

**Условно – постоянни разходи** – разходи за амортизации – 410 хил. лв.; разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 12 души) – 478 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 89 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – 1 039 хил. лв., в т. ч.: материали за текущо поддържане – 820 хил. лв., застраховки – 25 хил. лв., данъци и такси – 140 хил. лв. и други, описани в Справка № 1 – 54 хил. лв.

**Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала** – при изчисляването на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозния период 01.07.2024 – 30.06.2025 г. е използвана прогнозната капиталова структура на дружеството към 31.12.2023 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 829 хил. лв. при среднопретеглена норма на привлечения капитал в размер на 3,38%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 3,51% към 31.12.2023 г.

Към заявление с вх. № Е-14-74-1 от 18.04.2024 г. „Оранжерии-Петров дол“ ООД не е представило друга обосновка.

**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“ е извършена следната корекция:

Прогнозната цена за новия регулаторен период на природния газ е намалена 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“ 2024 - 2025 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 66,51 лв./MWh;

2.3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,02+1,88 = 2,90 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

**Крайна цена на природен газ – 69,41 лв./MWh.**

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии-Петров дол“ ООД за следващия ценови период са следните:**

<b>„Оранжерии-Петров дол“ ООД</b>			
<b>1. Справка № 2 – „РБА“</b>	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение %</b>
Оборотен капитал, хил. лв.	132	454	+243,94



<b>2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:</b>			
Природен газ, лв./кнм <sup>3</sup>	790,44	750,01	-5,11%

След извършените по-горе корекции е определена следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

<b>„Оранжеви-Петров дол“ ООД</b>	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	300,35
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	122,65

#### Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 4 046 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 045 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 016 хил. лв. и променливи – 2 028 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 52 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 3,51%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 989 MWh.

#### 30. „ТЕЦ - БОБОВ ДОЛ“ АД

Дружеството е подало заявление с вх. № Е-14-33-2 от 29.03.2024 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 – 342,66 лв./MWh без ДДС;
2. еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 31,21 лв./MWh без ДДС;
3. еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 20,71 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-12 от 30.06.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложени цени за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	380,98	380,98	342,66	-10,06%
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	40,00	40,00	31,21	-21,97%
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара	37,68	37,68	20,71	-45,04%

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без ДДС), както следва: цена на въглища – 133,55 лв./t, при калоричност 1 550 kcal/kg и цена на мазут – 1 165,63 лв./t при калоричност 9 500 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-33-2 от 03.04.2024 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация, както следва: разходо-оправдателни документи за закупени от дружеството количества квоти за емисии CO<sub>2</sub> за последния ценовия период; заверени копия на договори/рамкови споразумения за покупко-продажба на електрическа енергия за 2024 г. – 2025 г., с всички приложения към тях, в съответствие с изискванията на ЗЕ и ПТЕЕ; попълнена справка за продадената електрическа енергия по свободно договорени цени от централи с високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия за 2022 г. и за 2023 г. (Приложение № 6). С писмо с вх. № Е-14-33-2 от 22.04.2024 г. дружеството е представило в КЕВР изискваната допълнителна информация.

#### **Обосновката на дружеството е следната:**

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД изпълнява дейността по 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 2023 г., съгласно Указания-НВ. Дружеството планира увеличение на разходите спрямо 2023 г. с около 10%, с изключение на разходи за горива.

**Производствена програма:** дружеството предвижда 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 планира отпуснатата от съоръженията топлинна енергия през новия ценови период да е в размер на 306 600 MWh с гореща вода и 459 024 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 –** цялото количество прогнозна електрическа енергия за новия ценови период, произведено от енергийния блок, който работи в топлофикационен 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:** процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на топлофикационния блок е определена на 13,50%, което съответства на отчитаните до момента и включва разхода за циркулационните помпи в топлопроизводството.

**Ремонтна програма (отчет и прогноза):** 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 предвижда ремонтна програма отнесена към топлофикационната част на централа на стойност 19 762 хил. лв.

**Инвестиционна програма –** дружеството заявява, че е в ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторен период. През предстоящия период „ТЕЦ - Бобов дол“ АД планира 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 10 000 хил. лв. за цялата централа.

**Регулаторна база на активите** – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2023 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 212 673 хил. лв. „ТЕЦ - Бобов дол“ 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.

**Оборотен капитал** – за ценови период 01.07.2023 - 30.06.2024 г. оборотният капитал за производство е в размер на 89 431 хил. лв.

**Норма на възвръщаемост** – използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2023 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 4,14%, а изчислената обща НВ е 7,68%.

**Условно-постоянни разходи:** условно-постоянните разходи са изчислени на база инфлация от 10%, освен разходите за заплати и съответстващите им осигуровки и амортизациите, които са пресметнати на база линейния метод.

**Разходи за амортизации** – 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 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. разходите за амортизации са 11 729 хил. лв.

**Разходи за работна заплата и осигуровки** – за периода 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. необходимите разходи са 26 075 хил. лв. - разходи за заплати и 7 122 хил. лв. за осигуровки. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството остава същият, както е в края на 2023 г. В прогнозата е отчетено 15% увеличение на заплатите на служителите.

**Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите** – всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвижданото подобрене 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 заложи 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 СО<sub>2</sub> 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 „Тибиел“ ЕООД с качествени показатели оптимални за производствения процес и цена 730 лв./т усл. г., франко ТЕЦ и биомаса при цена на доставчика 89,36 лв./т.

Разходите за гориво за разпалване (мазут) са изчислени по цена 1 165,63 лева/т. Разходи за консумативи за новия ценови период възлизат на 3 579 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** – 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.

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 2023 г., EF за въглища от 86,41 tCO<sub>2</sub>/TJ и фактор на окисление от 95,06% и за мазут EF 77,40 tCO<sub>2</sub>/TJ и фактор на окисление 100%. Така общото прогнозно количество въглероден диоксид, което се очаква да емитира топлофикационният блок на централата е изчислено на 831 191 tCO<sub>2</sub>. 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 – на база планираните количества въглища и мазут необходими за изпълнение на производствената програма, при цена 70,66 евро/t CO<sub>2</sub> валидна за новия регулаторен период.

**Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 210,00 MW.**

#### **Образуване на цените:**

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

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 831 191 t, съгласно заявеното от дружеството.

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 70,00 евро/t (136,91 лв./t), съгласно т. 13 от общия подход.

**Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 136,91 лв./t x 831 191 t = 113 798 хил. лв.**

Прогнозните количества горива за новия ценови период са 5 000 t мазут, 1 533 000 t въглища и 525 600 t ВЕИ, 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. Норма на възвръщаемост на капитала.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ 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.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура.

Съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$NB = (D_{СК} * NB_{СК} + D_{ПК} * NB_{ПК} * (1 - ДС)) / (1 - ДС)$ , където:

$NB$  е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$D_{СК}$  – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$NB_{СК}$  – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

$ДС$  – корпоративният данък по ЗКПО, %;

$D_{ПК}$  – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$NB_{ПК}$  – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.

Следва да се отбележи, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на средната претеглена цена на капитала в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета ( $\beta$ ) коефициента с ливъридж.

Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал.

Съгласно чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на собствения капитал се определя по формулата:

$NB_{СК} = NB_{Б} + \beta L * (NB_{П} - NB_{Б})$ ,

където:

$NB_{Б}$  е безрискова норма на възвръщаемост;

$NB_{П}$  – пазарна рискова премия;

$\beta L$  – лостов бета коефициент за сектор „Енергетика“.

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия от 3,99% представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е изчислена въз основа на среднопретегления ДЛП за последния 12-месечен период юни 2023 г. – май 2024 г. по данни на Българската народна банка.

Коефициентът  $\beta$  отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. Обикновено се прилагат международни индекси като MSCI World или специфични за страната индекси като S&P 500. За изчисляването на коефициента  $\beta$  се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е използвана информацията, публикувана на сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business<sup>15</sup>, съгласно която безлостовият  $\beta$  коефициент за 2024 г. за дружества в електроенергийния сектор е 0,52. Видно от посочената информация, Damodaran е включил в електроенергийния сектор много разнообразни дружества, в това число производители и търговци на електрическа енергия, както и регулирани дружества. Регулираните дружества е вероятно да имат по-нисък  $\beta$  коефициент.

<sup>15</sup> <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисковото пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от 4,60% за развитите пазари, която коригирана с премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България е определена в размер на 6,94%.

Цената на привлечения капитал представлява сумата от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция. Използваната стойност на рейтинговия корпоративен спред е изчислена чрез изваждане на доходността по облигации с корпоративен рейтинг Baa1 от доходността по държавни облигации на развити пазари, като този на САЩ за последните 3 години по данни на Aswath Damodaran, като получената стойност е в размер на 2,34% за България.

Във връзка с гореизложеното и при прилагане на формулите, регламентирани в чл. 15, ал. 2, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ:

1	Безлостов $\beta$ коефициент	0,52
2	Дял на привлечения капитал	3%
3	Дял на собствения капитал	97%
4	Лостов $\beta$ коефициент	0,52
5	Пазарна рискова премия за развити пазари	4,60%
6	Премия за риск, базирана на кредитния рейтинг на съответната държава, за България	2,34%
7	Пазарна рискова премия за България ( $p.7=p.5+p.6$ )	6,94%
8	Безрискова премия на СК	3,98%
9	Премия на СК ( $p.9=p.8+p.4*(p.7-p.8)$ )	5,52%
10	Цена за заеман капитал преди данъци ( $p.10=p.6+p.8$ )	6,32%
11	<b>НВ (<math>p.11=(p.3*p.9+p.2*p.10*(1-10%))/(1-10%)</math>)</b>	<b>5,66%</b>

На база на гореизложените изчисления, нормата на възвръщаемост преди данъчно облагане е определена в размер на 5,66%.

### 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	604 429,00
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	88,00
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цц	евро/тон	70,95
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	20 155,83

**„ТЕЦ-Бобов дол“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-33-4 от 11.06.2024 г. относно Доклада, както следва:**

Дружеството е изразило несъгласие по отношение на така определената цена на топлинната енергия и цена, респективно премия на електрическата енергия от ВЕКП. При умножаване на количествата по съответните цени не се получават необходимите годишни

приходи, като са приложили таблица със съответните данни. Според дружеството цената на електрическата енергия трябва да им бъде определена на 337,76 лв./MWh, а не както е определена от Комисията в размер на 308,56 лв./MWh.

**След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

Възражението на дружеството относно искане на по-висока цена за реализирана електрическа енергия от ВЕКП не се приема. Комисията е определила преференциална цена на електрическата енергия от 308,56 лв./MWh, след извършени корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. Следва да се има предвид, че разликата между изчислените приходи от цените и количествата на електрическата и топлинната енергия, определени от Комисията и посочените в доклада необходими приходи представлява надвзетият приход от цената на квотите въглеродни емисии от предходния ценови период.

**Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „ТЕЦ - Бобов дол“ АД за следващия ценови период са следните :**

<b>„ТЕЦ - Бобов дол“ АД</b>			
	<b>Предложение</b>	<b>Корекция</b>	<b>Изменение %</b>
1. Справка 1 – „Разходи“			
1.1. Разходи за емисии парникови газове (CO <sub>2</sub> ) , хил. лв.	114 871	113 798	-0,9
2. Справка 2 – „РБА“			
2.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	212 673	182 715	-14,09

**След извършените по-горе корекции са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:**

<b>„ТЕЦ - Бобов дол“ АД</b>	<b>лв./MWh, без ДДС</b>
1. Преференциална цена на електрическата енергия	308,04
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	130,34
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	90,21
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	60,99

**Ценообразуващи елементи на определените цени:**

- Необходими годишни приходи – 497 850 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 487 510 хил. лв., от които условно-постоянни – 75 367 хил. лв. и променливи – 412 143 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 182 715 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,66%;
- Количество електрическа енергия – 1 439 706 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 359 160 MWh;
  - от невисокоефективно производство – 1 080 546 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66 576 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 459 024 MWh.

**31. „Топлофикация Петрич“ ЕАД**

Дружеството е представило заявление с вх. № Е-14-71-3 от 29.05.2024 г., с което е предложило преференциална цена на електрическа енергия в размер на 588,65 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:

Показател	Цена на енергията, утвърдена с Решение № Ц-25 от 30.11.2023 г., лв./MWh без ДДС	Цена на енергията по ценови модел, считано от 01.12.2023 г., лв./MWh без ДДС	Предложена цена на енергия за периода 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., лв./MWh без ДДС	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	320,84	320,84	588,65	+83.2%

Предложената преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 753,72 лв./кнм<sup>3</sup> (без акциз и ДДС, при долна работна калоричност 8 000 kcal/кнм<sup>3</sup>), в т.ч. цена за пренос – 7,44 лв./кнм<sup>3</sup>, цена за капацитет – 92,03 лв./кнм<sup>3</sup>.

**„Топлофикация Петрич“ ЕАД е представило следната обосновка:**

### 1. Основна информация за дружеството

„Топлофикация Петрич“ ЕАД е търговско дружество, образувано чрез отделяне на част от предприятие от „В&ВГД Оранжерии-Петрич“ ООД през м. март 2013 г., с капитал в размер на 18 504 340 лева. Дружеството има едностепенна система на управление, като се управлява и представлява от изпълнителния директор. Единоличен собственик на капитала е „В&ВГД Оранжерии Петрич“ ООД.

### 2. Основна дейност

Дружеството посочва, 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 GmbH & Germany“ със същите мощности. Двигателите са купирани със синхронни трифазни електрически генератори.

В сградите на централите са разположени спомагателни съоръжения /помпи, вентилатори, топлообменници, табла/, съоръжения за каталитично почистване на изгорелите газове и контролно-управляващо оборудване. Произведената енергия се трансформира чрез повишаващи трансформатори, монтирани в сградите на централите, в енергия с напрежение 20kV. Чрез подземни силови кабели електрическата енергията се пренася до възлова станция 20kV, килиите изход 20kV се свързват към подстанция „Петрич“ 110/20kV, където се осъществява търговското мерене на продаваната електрическа енергия.

За подsigуряване 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, ТЕЦ2, ТЕЦ3 и ТЕЦ4 се добива електрическа енергия с минимален капацитет 15,584 MW.

### **3. Ценообразуващи елементи**

#### **3.1. Производствена програма на „Топлофикация Петрич“ ЕАД**

Прогнозната работа на ТЕЦ1, ТЕЦ2, ТЕЦ3 и ТЕЦ4, в структурата на „Топлофикация Петрич“ ЕАД през новия регулаторен период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г., е предопределена от нуждите на основните клиенти на дружеството, потребители на топлинна енергия. В Приложение № 9 „Спецификация“ от предложени ценови модел, дружеството е заложило топло-електрическите централи да работят основно в периода м. октомври 2024 г. – м. април 2025 г., т.е. през зимния период, като най-натоварени са месеците декември 2024 г. – март 2025 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 1.07.2024 г. - 30.06.2025 г.

#### **3.2. Регулаторна база на активите**

В регулаторната база на активите участват всички активи, присъщи на едно топлофикационно дружество, а именно:

- ТЕЦ1, ТЕЦ2, ТЕЦ3 и ТЕЦ4 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 моторчасове 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 моторчаса.

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.

#### **3.3. 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%.

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.

Съгласно приетите от КЕВР указания нормата на възвръщаемост за новия регулаторен период 01.07.2024 г. - 30.06.2025 г. е 6,27%.

#### **3.4. 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 заложили необходимите разходи за основен ремонт на всички 8 броя газобутални двигатели с прилежащите им генератори и съпътстващи съоръжения – електро инсталации, топлообменници и пр. За всеки ТЕЦ са предвидени средно 1 000 хил. евро на база необходимите дейности за изпълнение и събрани оферти.

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 не е предвидило увеличение на броя на персонала, работещ в „Топлофикация Петрич“ ЕАД. 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 01.07.2024 г. - 30.06.2025 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 – 41 хил. лв.
- разходи за застраховки и разходи за данъци – 108 хил. лв.
- разходи за абонаментно поддържане на ТЕЦ1, ТЕЦ2, ТЕЦ 3 и ТЕЦ 4 – 100 хил. лв.
- проверка на уреди - 15 хил. лв.
- въоръжена охрана - 15 хил. лв.
- недовзет приход от предходен регулаторен период - 465 хил. лв. изчислен на база непокрити, признати от КЕВР разходи от реализираните приходи за регулаторен период 2022-2023 г.

- други разходи - 84 хил. лв.

### **Променливи разходи**

Дружеството посочва, 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./кнм<sup>3</sup>
- 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:**

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 отчетело такива разходи. В тази връзка разходите за ремонт са коригирани до размера на същата стойност. 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“.

- Посоченият от дружеството недовзет приход за регулаторен период 2022 г. - 2023 г. не се признава като ценообразуващ елемент.

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 – 60,86 лв./MWh;

3. Пренос – 0,69 лв./MWh;

4. Достъп – 8,56 лв./MWh;

**Крайна цена на природен газ – 70,11 лв./MWh.**

**„Топлофикация Петрич“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-71-4 от 24.06.2024 г. относно Доклада и направените корекции, както следва:**

**„Топлофикация Петрич“ ЕАД възразява по отношение на намалените разходи за ремонт в размер на 1 960 хил. лв., тъй като не се признават разходите за основен ремонт за двигателите.** Дружеството посочва, че включването на разходите за ремонт на осемте двигателя е от изключителна важност и значение, тъй като считано то 06.02.2023 г. „Топлофикация Петрич“ ЕАД е в производство по несъстоятелност (решението, с което е открито производството все още не е влязло в сила и предстои разглеждане от Върховния касационен съд). В тази връзка „Топлофикация Петрич“ ЕАД заявява, че единственият шанс да заработи отново нормално е да бъде извършен въпросният ремонт на осемте двигателя. Дружеството посочва, че е необходимо да се акумулират средства, а подсигурирането им чрез банково кредитиране е невъзможно, предвид производството по несъстоятелност. Дружеството обосновава горното искане за включване на ремонта като единствен вариант за изход от така създалата се ситуация.

**В допълнение към горното дружеството възразява и срещу начина на разпределение на разходите за ремонт между топлинната и електрическата енергия.**

От дружеството настояват да бъде запазено съотношението, което са отчетели сами - 0,50 за електрическа енергия, 0,05 за топлинна енергия и 0,45 за електрическа и топлинна енергия, а именно:

<b>„Топлофикация Петрич“ ЕАД</b>		
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>	<b>Предложение</b>	<b>Признати от КЕВР</b>
1. Разходи за ремонт, отнесени към производството на електрическа енергия, хил. лв.	3 942	980
2. Разходи за ремонт, отнесени към производството на топлинна енергия, хил. лв.	394	98

3. Разходи за ремонт, отнесени към двата продукта, хил. лв.	3 548	882
<b>Общо, хил. лв.:</b>	<b>7 884</b>	<b>1 960</b>

**Дружеството възразява и по отношение на определянето на прогнозната пазарна цена на природния газ за новия регулаторен период, а именно:**

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

	Q3/ Трето тримесечие 2024 г.	Q4/ Четвърто тримесечие 2024 г.	Q1/ Първо тримесечие 2025 г.	Q2/ Второ тримесечие 2025 г.	Регулаторен период 01.07.2024 г.- 30.06.2025 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, лв./MWh	<b>58,67</b>	<b>66,50</b>	<b>70,41</b>	<b>58,67</b>	<b>63,56</b>

В тази връзка дружеството посочва, че същата би следвало да залегне в цената на „Топлофикация Петрич“ ЕАД, като изчислява:

- Прогнозна индивидуална цена на природния газ в размер на 63,56 лв./MWh;
- Пренос в размер на 0,69 лв./MWh;
- Достъп в размер на 8,56 лв./MWh;

Дружеството изчислява, че крайната цена на природния газ би следвало да бъде: 72,81 лв./MWh, а не 70,11 лв./MWh.

#### **След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:**

Възражението по отношение на невключването на разходите за ремонт на осемте двигателя не се приема. Основният ремонт е с инвестиционен характер, увеличава стойността на активите и следва да се отрази в увеличение на ДМА - участващи в регулирането, след като бъде извършен.

Възражението по отношение на начина на разпределение на разходите за ремонт между топлинната и електрическата енергия не се приема. Комисията не е промяла съотношението, което е предложило дружеството за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Дружеството не е извършвало дейност и не е представило отчети за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2024 г. При признати прогнозни разходи за ремонт за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 1960 хил. лв. дружеството не е отчетло такива разходи.

Възражението по отношение на определянето на прогнозната индивидуална цена на природния газ за новия регулаторен период не се приема. Комисията не е извършила корекции на предложената от дружеството цена на природния газ.

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

<b>„Топлофикация Петрич“ ЕАД</b>			
<b>Справка № 1 – „Разходи“</b>	<b>Предложение</b>	<b>След корекция</b>	<b>Изменение, %</b>
<b>Условно-постоянни разходи, хил. лв., в т.ч.:</b>			
1. Разходи за ремонт, отнесени към производството на електрическа енергия, хил. лв.	3 942	520	-86%
2. Разходи за ремонт, отнесени към производството на топлинна енергия, хил. лв.	394	200	-49%
3. Разходи за ремонт, отнесени към двата продукта, хил. лв.	3 548	1 240	-65%
4. Недовзет приход за регулаторен период 2022 г. - 2023 г., хил. лв.	465	0	-100%

След извършените по-горе корекции са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Топлофикация Петрич“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	337.56
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	159.86

**Ценообразуващи елементи на изчислените цени:**

- Необходими годишни приходи – 10 326 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 9 742 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 956 хил. лв. и променливи – 5 786 хил. лв.
  - Регулаторна база на активите – 9 308 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,27%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 22 310 MWh

След проведеното обществено обсъждане на 13.06.2024 г., с писмо с вх. № Е-12-00-279 от 21.06.2024 г., г-н Ясен Цветанов е представил следното писмено становище:

1. Г-н Цветанов посочва, че цената на топлинната енергия, заявена от „Топлофикация София“ ЕАД за новия регулаторен период (2024 г. – 2025 г.) е в размер на 125,08 лв./MWh, а предложената цена в Доклада на КЕВР е 128,25 лв./MWh, без обосновка;

2. Г-н Цветанов посочва, че в предложената цена на топлинната енергия за новия регулаторен период в размер на 128,25 лв./MWh, не е включено по никакъв начин намалението с 27,30 лв./MWh, записано на стр. 34 от Доклада;

3. Предлага примерен начин за връщане на „неправомерно“ взетите според него около 199,8 млн. лв. от „Топлофикация София“ ЕАД за настоящия регулаторен период (2023 г. – 2024 г.). Предложението на г-н Цветанов предвижда, надвзетите суми да се приспадат от новите суми, които „Топлофикация София“ ЕАД следва да получи от ФСЕС в следващия регулаторен период (2024 г. – 2025 г.);

4. Изразява становище, че „Топлофикация София“ ЕАД продава топлинна енергия без задължителните писмени договори, изисквани съгласно разпоредбата на чл. 149, ал. 1 от ЗЕ, което представлява закононарушение според него;

5. Информира за съществуването на две тълкувателни решения на ВКС, публикувани на сайта на „Топлофикация София“ ЕАД, от които ставало видно, че при продажба на топлинна енергия се прилагат разпоредбите на ЗЕ, както и че продажбата на топлинната енергия ставало единствено чрез писмен договор;

6. Информира, че е изпратил в КЕВР сигнал (с вх. №Е-19-00-2/05.06.2024 г.), с два приложения към него документа на ръководството на „Топлофикация София“ ЕАД, в който сигнал се заявява ясно и еднозначно, че „Топлофикация София“ ЕАД не е доставчик на топлинна енергия в СЕС, а е само топлопреносно предприятие, поради което не е необходимо да сключва писмени договори за продажба на топлинна енергия в СЕС;

7. Изразява становище, че КЕВР без правно основание, предвижда чрез Доклада продажбата на милиони мегавати топлинна енергия от „Топлофикация София“ ЕАД в СЕС, въпреки че дружеството не е доставчик на топлинна енергия;

8. Изразява становище, че КЕВР предвижда в Доклада си извършване на закононарушение от „Топлофикация София“ ЕАД, касаещо планирана продажба на топлинна енергия от дружеството, в пълно противоречие с разпоредбите на ЗЕ;

9. Посочва, че средните суми, изплащани от ФСЕС на „Топлофикация София“ ЕАД, без да се включват последните две години (2022 г. и 2023 г.) възлизат на около 123 млн. лв./год. Счита, че увеличаването на премията за електрическа енергията по чл.33а от ЗЕ от 100,99 лв./MWh с още 265,00 лв./MWh до 365,99 лв./MWh, представлява кръстосано субсидиране;

10. Изразява становище, че множество други топлофикации ще получават значително по-ниска премия по чл. 33а от ЗЕ, спрямо „Топлофикация София“ ЕАД;

11. Посочва, че „Топлофикация София“ ЕАД е получила общо над 812 млн. лв. премия по чл. 33а от ЗЕ за 2022 г. и за 2023 г., а дефицитът във ФСЕС е около 450 - 550 млн. лв. Счита, че не е редно да се повишава цената на електрическата енергия, за да се попълни дефицита във ФСЕС;

12. Г-н Цветанов цитира чл. 69 и 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 обосноващите разходи за дейността на енергийните предприятия;

13. Изказва становище, че за 18 години (от 2005 г. до края на 2023 г.), в „Топлофикация София“ ЕАД са потънали над 5,5 млрд. лева;

14. Изказва становище, че за 18 години (от 2005 г. до края на 2023 г.), загубите на „Топлофикация София“ ЕАД, поради ниска ефективност, са над 3,3 млрд. лв, без да са включени загубите от квоти;

15. Цитира чл. 55 и чл. 59 от Закона за задълженията и договорите и прави извод, че законът императивно задължава „Топлофикация София“ ЕАД да върне обратно в пълен обем надветите суми на клиентите и че не съществува правна възможност за приспадането на същите от бъдещи или други вземания под каквато и да било форма. Твърди, че „Топлофикация София“ ЕАД е получила без основание около 199,8 млн. лв. от клиентите си. Счита, че законът изключва възможността КЕВР да постанови законосъобразно решение, при което половината или каквато и да било друга част от надветите суми от „Топлофикация София“ ЕАД, да не се върне на клиентите на дружеството. В подкрепа на твърденията си, г-н Цветанов съпоставя данните от стр. 34 от Доклада на КЕВР в частта „Корекция по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ“ и определените прогнозни цени на КЕВР от стр. 39. Посочва, че за новия регулаторен период Комисията не е отразила намаление на цената на топлинната енергия поради връщане на надвети суми, въпреки че е записала в Доклада, че стойността на топлинната енергия трябва да се намали с 27,30 лв./ MWh. Прави извод, че цената на топлинна енергия за новия регулаторен период трябва да е по-ниска от заявената от дружеството и сумите да бъдат възстановени в пълен размер. Според г-н Цветанов, безпокойство буди и фактът, че само половината сума от посочената като надвзета от „Топлофикация София“ ЕАД, е предвидена за възстановяване. Посочва, че цената на топлинната енергия за новия регулаторен период трябва да бъде намалена с 54,60 лв./MWh, вместо посочените 27,30 лв./ MWh.

16. По отношение на цената на електрическата енергия за новия регулаторен период г-н Цветанов допълва твърденията си, развити в т.11, а именно, че повишаването на цените е икономически необосновано и нецелесъобразно. Изразява безпокойство, че чрез цената на електрическата енергия, „КЕВР ще пълни незаконно изпразнения ФСЕС“ в резултат на кръстосаното субсидиране на „Топлофикация София“ ЕАД. Отбелязва, че цената на електрическата енергия винаги е влияела пряко върху приходите от ФСЕС, независимо от кого и как се покриват натрупаните загуби. В подкрепа на твърденията си, цитира изказвания на служебният министър на енергетиката г-н Владимир Малинов, в различни медии.

**След обсъждане на становището на г-н Ясен Цветанов, изразено на проведеното обществено обсъждане, както и предоставено с писмо с вх. № Е-12-00-279 от 21.06.2024 г., Комисията счита:**

Неоснователни са твърденията на г-н Цветанов, че заявената от „Топлофикация София“ ЕАД цена на топлинната енергия е завишена необосновано от КЕВР. 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.

Неправилно и несъобразено с нормативната уредба е становището относно установения надвзет приход от „Топлофикация София“ ЕАД и свързаните с него корекции на необходимите годишни приходи. В противоречие с нормативната уредба е разбирането, развито в становището, че надвзетият приход следва да бъде възстановен на потребителите по реда на чл. 50 и чл. 59 от ЗЗД – като неоснователно обогатяване.

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 01.07.2024 г. – 30.06.2025 г. За настоящия ценови период, Комисията е възприела подход за възстановяване на надвзетите суми, а именно същите да се приспадат от сумите, които дружествата ще получават от Фонд „СЕС“.

Предвид горното, е извършена корекция на необходимите годишни приходи на „Топлофикация София“ ЕАД. Корекцията е отразена в раздел „Образуване на цените“, в таблицата озаглавена „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, Комисията е разгледала възможностите за възстановяване на надвзетия приход от „Топлофикация София“ ЕАД, изчислен в съответствие с чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, и с оглед прилагане на общия принцип по чл. 23, т. 4 от ЗЕ за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, е избран най-оптималният вариант. В тази връзка надвзетият приход е отразен в намаление на определената стойност на премията по чл. 33а от ЗЕ. Предвид това твърдението на г-н Цветанов, че надвзетият приход от „Топлофикация София“ ЕАД не е изваден от премията по чл. 33а от ЗЕ, която „Топлофикация София“ ЕАД ще получава от ФСЕС за следващия регулаторен период, е невярно. Надвзетият приход е приспаднал, в резултат на което е определената по-ниска стойност на премията по чл. 33а от ЗЕ в размер на 100,99 лв./MWh, вместо 365,99 лв./MWh. Комисията е възприела подход за възстановяване на надвзетите суми, а именно същите да се приспаднат от сумите, които „Топлофикация София“ ЕАД ще получава от Фонд „СЕС“ през новия регулаторен период. Този подход съвпада с предложението от г-н Цветанов. В тази връзка невярно е и следващото твърдение на г-н Цветанов, че е увеличена премията за електрическа енергията по чл.3 За от ЗЕ от 100,99 лв./MWh с още 265,00 лв./MWh до 365,99 лв./MWh, което представлявало кръстосано субсидиране. Предложената стойност на премията за електрическа енергията по чл. 33а от ЗЕ е 100,99 лв./MWh и не се предвижда увеличение с 265,00 лв./MWh до 365,99 лв./MWh.

Предвид горното 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.

На следващо място, твърдението на г-н Цветанов, че множество други топлофикации ще получават значително по-ниска премия по чл. 33а от ЗЕ, спрямо „Топлофикация София“ ЕАД, е неоснователно и некоректно. Подробни съображения за ценообразуващите елементи на цената на топлинната енергия, преференциалната цена и премията на електрическата енергия на всяко топлофикационно дружество са изложени в мотивите на настоящото решение – в общия подход и в частта, отнасяща се за съответното дружество. Комисията анализира представените от дружествата данни, съпоставя със служебно известната на КЕВР информация и извършва необходимите изчисления, представени в настоящото решение.

По отношение на твърдението на г-н Цветанов, че повишаването на цената на електрическата енергия е с цел да се попълни дефицита във Фонд „СЕС“, следва да се посочи, че същото е невярно. Дефицитът във Фонд „СЕС“ ще бъде компенсиран от държавния бюджет, съгласно решение на Министерския съвет. Следва да се отбележи, че в чл. 36д от ЗЕ е регламентиран начинът за набиране на средства във ФСЕС, а в чл. 36б от ЗЕ е регламентирана целта на създаването на Фонда, а именно за управление на средствата за покриване на определени разходи и компенсации.

В допълнение, следва да се отбележи, че сравняването на данните от стр. 34 от Доклада, където е предложението на дружеството за „Корекция по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ“, с определените прогнозни цени на стр. 39 от същия доклад е некоректно, тъй като г-н Цветанов сравнява първоначално представените данни от дружеството без да се отчитат извършените проверки, анализи и корекции по действащите правила от страна на Комисията.

По отношение на цитираните от г-н Цветанов чл. 69 и 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 обосноващите 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.

По отношение на направения от г-н Цветанов преглед на нормативната уредба, а именно определени текстове от ЗЕ и ЗЗД, касаещи предоставянето на услугата „топлоснабдяване“ от „Топлофикация София“ ЕАД; предоставянето на информация за тълкувателни решения на ВКС, относно предоставянето на услугата „топлоснабдяване“ от „Топлофикация София“ ЕАД; твърденията, че дружеството не е доставчик на топлинна енергия; твърденията във връзка с финансовото състояние на дружеството, неговата ефективност, подадения от г-н Цветанов сигнал в КЕВР с вх. № Е-19-00-2 от 05.06.2024 г., следва да се посочи, че същите са неотнормирани към предмета на настоящото административно производство.



Предвид гореизложеното и 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,

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

считано от 01.07.2024 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 – 278,69 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ - 100,99 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 128,25 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 – 124,40 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 915 418 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 889 066 хил. лв., от които условно-постоянни – 207 256 хил. лв. и променливи – 681 810 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 429 721 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6.13%;
  - Количество електрическа енергия – 774 247 MWh, в т.ч.:
  - количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 738 247 MWh;
  - комбинирана електрическа енергия – 36 000 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 853 214 MWh.

#### 2. На „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 241,35 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 63,65 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 127,19 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 – 126,19 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 118 251 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 107 528 хил. лв., от които условно-постоянни – 29 401 хил. лв. и променливи – 78 127 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 162 564 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 6,60%;
- Количество електрическа енергия – 277 700 MWh, в т. ч.:
- от високоефективно комбинирано производство – 264 108 MWh;
- без показатели за високоефективно комбинирано производство – 13 592 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 221 803 MWh.

### **3. На „Топлофикация - Плевен“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 248,78 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 71,08 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 90,02 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 84,77 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 143 167 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 139 664 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 849 хил. лв. и променливи – 115 815 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 53 852 хил. лв.
  - Норма на възвръщаемост – 6,50%
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 370 000 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 195 100 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 33 400 MWh.

### **4. На „Топлофикация - Бургас“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 329,99 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 152,29 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 81,77 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 53 295 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 51 902 хил. лв., от които условно-постоянни – 12 555 хил. лв. и променливи – 39 347 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 21 344 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,53%;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 102 482 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 116 422 MWh.

### **5. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 254,29 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 76,59 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 131,86 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 31 332 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 28 853 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 473 хил. лв. и променливи – 21 380 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 34 986 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,09%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 658 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 60 912 MWh.

#### **6. На „Топлофикация – Враца“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 322,94 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 145,24 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 100,25 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 33 112 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 32 294 хил. лв., от които условно-постоянни – 9 071 хил. лв. и променливи – 23 222 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 12 330 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,64%;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 335 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 86 485 MWh.

#### **7. На „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 493,17 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 315,47 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 128,61 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 16 240 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 16 019 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 397 хил. лв. и променливи – 11 622 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 151 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,03%;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 18 300 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 36 127 MWh.

#### **8. На „Топлофикация-Разград“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 191,00 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 13,30 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 131,08 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 7 622 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 7 248 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 423 хил. лв. и променливи – 4 824 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 5 526 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 6,78%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 300 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 21 310 MWh.

### **9. На „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 654,65 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 90,79 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
  - Необходими годишни приходи – 1 746 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 708 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 084 хил. лв. и променливи – 624 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 2 188 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 – 508,92 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 331,22 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 92,92 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 121,55 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 190 084 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 186 073 хил. лв., от които условно-постоянни – 43 459 хил. лв. и променливи – 142 614 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 64 597 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,21%;
  - Количество електрическа енергия – 295 303 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 295 174 MWh;
  - от некомбинирано производство – 129 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 965 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 319 679 MWh.

### **11. На „Топлофикация - Перник“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 469,11 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 291,41 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 107,59 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 58,50 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:

- Необходими годишни приходи – 185 506 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 180 286 хил. лв., от които условно-постоянни – 36 193 хил. лв. и променливи 144 093 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 96 499 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 5,41%;
- Количество електрическа енергия – 274 951 MWh, в т. ч.:
- от високоефективно комбинирано производство – 265 951 MWh;
- от невисокоефективно комбинирано производство – 9 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 971 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 281 400 MWh.

## **12. На „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 460,45 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 282,75 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 93,34 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 80,80 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 90 097 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 87 510 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 785 хил. лв. и променливи – 63 725 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 30 681 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,68%;
  - Количество електрическа енергия – 141 533 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 135 406 MWh;
  - от невисокоефективно производство – 6 127 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 103 566 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 144 313 MWh.

## **13. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД**

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 68,69 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи 6 162 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 038 хил. лв. и променливи – 70 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 9 742 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 0,56%;
  - Количества топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 225 MWh.

## **14. На „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 354,32 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 176,62 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 125,54 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 15 035 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 14 308 хил. лв., от които условно-постоянни – 7062 хил. лв. и променливи – 7246 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 13 593 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 5,34%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 30 280 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 – 382,21 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 204,51 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 9536 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 8 953 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 351 хил. лв. и променливи – 4 602 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 9 420 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,19%;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 160 MWh.

#### **16. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 383,36 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 205,66 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 7246 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 6839 хил. лв., от които условно-постоянни – 3183 хил. лв. и променливи – 3656 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 6457 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,31%;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 199 MWh.

#### **17. На „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 447,16 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 269,46 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 4152 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 3932 хил. лв., от които условно-постоянни – 2165 хил. лв. и променливи – 1767 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3985 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,53%;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7147 MWh.

#### **18. На „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 261,49 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 83,79 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 7 118 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 6 847 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 785 хил. лв. и променливи – 4 062 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 5 192 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 5,42%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 900 MWh.

#### **19. На ЧЗП „Румяна Величкова“**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 260,48 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 82,78 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 72,13 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 1 910 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 1 910 хил. лв., от които условно-постоянни – 634 хил. лв. и променливи – 1 276 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 449 хил. лв.;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 700 MWh.

#### **20. На „Алт Ко“ ООД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 188,98 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 11,28 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 2553 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 2500 хил. лв., от които условно-постоянни – 861 хил. лв. и променливи – 1639 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1155 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 4,58%;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8070 MWh.

#### **21. На „Брикел“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 541,15 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 363,45 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 104,22 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 230 035 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 218 558 хил. лв., от които условно-постоянни – 50 602 хил. лв. и променливи – 167 956 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 180 051 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 6,37%;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 268 100 MWh, в т.ч. собствено потребление – 17 270 MWh.
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 201 MWh.

## **22. На „Солвей Соди“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 655,07 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 477,37 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара - 45,32 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 228 817 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 221 473 хил. лв., от които условно-постоянни – 39 395 хил. лв. и променливи – 182 078 хил. лв.;
    - Регулаторна база на активите – 141 218 хил. лв.;
    - Норма на възвръщаемост – 5,20%;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 172 030 MWh, в т.ч. собствено потребление – 168 786 MWh
  - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 562 323 MWh.

## **23. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 573,45 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 395,75 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 228,26 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
  - Необходими годишни приходи – 9 272 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 8 992 хил. лв., от които условно-постоянни – 4227 хил. лв. и променливи – 4 765 хил. лв.;
    - Регулаторна база на активите – 5 389 хил. лв.;
    - Норма на възвръщаемост – 5,20%;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 635 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 34 000 MWh.

## **24. На „Декотекс“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 449,91 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 272,21 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода - 109,90 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара - 109,90 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 3 700 хил. лв., в т. ч.:
    - Разходи – 3 513 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 989 хил. лв. и променливи – 1 524 хил. лв.;
    - Регулаторна база на активите – 3 514 хил. лв.;
    - Норма на възвръщаемост – 5,32%;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 050 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 190 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 163 MWh.



### **25. На „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 306,44 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 128,74 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 152,62 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 144,60 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 5 423 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 5 273 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 3 606 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 1 936 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. На „Димитър Маджаров - 2“ ЕООД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 304,59 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 126,89 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 852 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 852 хил. лв., от които условно-постоянни – 696 хил. лв. и променливи – 156 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 3 418 хил. лв.;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1100 MWh.

### **27. На „Овердрайв“ АД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 462,50 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 863 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 840 хил. лв., от които условно-постоянни – 376 хил. лв. и променливи – 464 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 290 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 7,78%;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 050 MWh.

### **28. На „Нова Пауър“ ЕООД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 381,51 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 203,81 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 374 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 2 207 хил. лв., от които условно-постоянни – 864 хил. лв. и променливи – 1 343 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 2 990 хил. лв.;
- Норма на възвръщаемост – 5,61%;
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 958 MWh.

### **29. На „Оранжерии-Петров дол“ ООД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 300,35 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 122,65 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
  - Необходими годишни приходи – 4 046 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 4 045 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 016 хил. лв. и променливи – 2 028 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 52 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 3,51%;
  - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 989 MWh.

### **30. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 308,04 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 130,34 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 90,21 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 60,99 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
  - Необходими годишни приходи – 497 850 хил. лв., в т. ч.:
  - Разходи – 487 510 хил. лв., от които условно-постоянни – 75 367 хил. лв. и променливи – 412 143 хил. лв.;
  - Регулаторна база на активите – 182 715 хил. лв.;
  - Норма на възвръщаемост – 5,66%;
  - Количество електрическа енергия – 1 439 706 MWh, в т. ч.:
  - от високоефективно комбинирано производство – 359 160 MWh;
  - от невисокоефективно производство – 1 080 546 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 66 576 MWh;
  - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 459 024 MWh.

### **31. „Топлофикация Петрич“ ЕАД**

1. Преференциална цена на електрическата енергия – 337,56 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 159,86 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 10 326 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 9 742 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 956 хил. лв. и променливи – 5 786 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 9 308 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,27%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 22 310 MWh

**Решението подлежи на обжалване пред Административен съд София - град в 14 (четирнадесет) дневен срок.**

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**ЮЛИЯН МИТЕВ**

*(съгласно Заповед № 705 от 27.06.2024 г.)*