

**РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**Комисия за енергийно
и водно регулиране**РЕШЕНИЕ****№ Ц-12****от 30.06.2023 г.****КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

на закрито заседание, проведено на 30.06.2023 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-14-01-8 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация София“ ЕАД, с вх. № Е-14-49-4 от 31.03.2023 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, с вх. № Е-14-04-6 от 01.04.2023 г. от „Топлофикация - Плевен“ АД, с вх. № Е-14-13-6 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация–Бургас“ АД, с вх. № Е-14-53-4 от 04.04.2023 г. от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, с вх. № Е-14-06-5 от 31.03.2023 г. от „Топлофикация – Враца“ ЕАД, с вх. № Е-14-05-6 от 31.03.2023 г. от „Топлофикация-ВТ“ АД, с вх. № Е-14-16-7 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация-Разград“ АД, с вх. № Е-14-56-5 от 04.04.2023 г. от „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, с вх. № Е-14-09-3 от 03.04.2023 г. от „Топлофикация Русе“ ЕАД, с вх. № Е-14-03-3 от 31.03.2023 г. от „Топлофикация Перник“ АД, с вх. № Е-14-07-4 от 31.03.2023 г. от „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД, с вх. № Е-14-11-6 от 04.04.2023 г. от „Топлофикация Габрово“ ЕАД, с вх. № Е-14-24-6 от 03.04.2023 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, с вх. № Е-14-68-2 от 04.04.2023 г. от „КОГРИЙН“ ООД, с вх. № Е-14-81-1 от 31.03.2023 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“, с вх. № Е-14-70-1 от 31.03.2023 г. от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, с вх. № Е-14-73-1 от 31.03.2023 г. от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“, с вх. № Е-14-76-1 от 04.04.2023 г. от „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД, с вх. № Е-14-58-1 от 11.04.2023 г. от „Алт Ко“ ООД, с вх. № Е-14-59-1 от 31.03.2023 г. от ЧЗП „Румяна Величкова“, с вх. № Е-14-31-3 от 31.03.2023 г. от „Брикел“ ЕАД, с вх. № Е-ЗСК-22 от 31.03.2023 г. от „Солвей Соди“ АД, с вх. № Е-14-55-3 от 03.04.2023 г. от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, с вх. № Е-14-61-1 от 31.03.2023 г. от „Декотекс“ АД, с вх. № Е-12-00-201 от 31.03.2023 г. от „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД, с вх. № Е-14-63-1 от 29.03.2023 г. от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД, с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2023 г. от „Овердрайв“ АД, с вх. № Е-14-65-1 от 04.04.2023 г. от „МБАЛ – Търговище“ АД, с вх. № Е-13-308-1 от 03.04.2023 г. от „Нова Пауър“ ЕООД, с вх. № Е-14-74-1 от 30.03.2023 г. от „Оранжерии Петров дол“ ООД, с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2023 г. от „ТЕЦ - Бобов дол“ АД, доклад с вх. № Е-Дк-663 от 22.05.2023 г. и събраните данни и доказателства при проведените на 01.06.2023 г. открито заседание и на 06.06.2023 г. обществено обсъждане, установи следното:

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. 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.

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 премиата.

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-18 от 01.07.2022 г., считано от 01.07.2022 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 **36 дружества** от сектор „Топлоенергетика“.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ, с писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на Комисията (Писмото на КЕВР) на 39 дружества е указано да представят отчетна информация за базисната година и прогнозна информация за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., във връзка с необходимост от извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство, на дружествата от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2023 г.

Във връзка с подадените в КЕВР заявления за утвърждаване на цени на енергия от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ със Заповед № 3-Е-143 от 11.04.2023 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-663 от 22.05.2023 г. (Доклада), приет от КЕВР с решение по Протокол № 169 от 26.05.2023 г., т. 2 и публикуван на интернет страницата на Комисията.

Анализ на общото финансово състояние за 2022 г. на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ на база представените годишни финансови отчети:

I. Финансови резултати и изводи от дейността на дружествата с топлинен товар за битови нужди през 2022 г.

1. „Топлофикация София“ ЕАД

Съгласно представения от „Топлофикация София“ ЕАД предварителен годишен финансов отчет за 2022 г., текущият финансов резултат е *загуба* в размер на 342 946 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2022 г. бележат ръст спрямо предходната година с 64,47%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени с 67,97%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си, както и липсват достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., общият всеобхватен доход на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е с отрицателна стойност 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. За предходната година общият всеобхватен доход е отрицателна величина в размер на 315 хил. лв., формиран от *загуба* в размер на 248 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по план с дефинирани доходи в размер на 67 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия и други свързани с продажбата на електрическа енергия за 2022 г. бележат ръст спрямо предходната година с 83,18%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават с 121,90%, спрямо предходната година.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си, както и липсват достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

3. „Топлофикация – Плевен“ АД

Съгласно представения от „Топлофикация – Плевен“ АД одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., текущият финансов резултат е *загуба* в размер на 6 903 хил. лв., при отчетена *загуба* от 14 384 хил. лв. за предходната година.

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

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2022 г. са се увеличили спрямо предходната година с 93,19%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени с 92,23%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс. Дружеството отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

4. „Топлофикация Русе“ АД

Съгласно представения от „Топлофикация Русе“ АД одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., текущият финансов резултат е *печалба* в размер на 14 521 хил. лв., при отчетена *загуба* от 37 150 хил. лв. за предходната година.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2022 г. се увеличават спрямо предходната година с 51,38%;**

- Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст с 5,34%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, Дружеството отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

5. „Топлофикация – Перник“ АД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., „Топлофикация – Перник“ АД отчита *загуба* в размер на 3 781 хил. лв., спрямо отчетена *печалба* през 2021 г. в размер на 1 154 хил. лв.

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

- Нетните приходи от продажби през 2022 г. бележат ръст спрямо предходната година с 59,90%;

- Разходите от оперативната дейност нарастват с 61,14%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс. Дружеството отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2022 г. справки по Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2022 г. от регулираната дейността отчита загуба в размер на 3 781 хил. лв.

6. „Топлофикация – Враца“ ЕАД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., „Топлофикация – Враца“ ЕАД отчита *загуба* в размер на 3 607 хил. лв., спрямо отчетена *загуба* през 2021 г. в размер на 4 990 хил. лв.

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

- Нетните приходи от продажби през 2022 г. бележат ръст спрямо предходната година с 84,49%;

- Разходите от оперативната дейност се увеличават с 73,15% спрямо предходната година.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

7. „Топлофикация-ВТ“ АД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „Топлофикация-ВТ“ АД за 2022 г. отчита *загуба* в размер на 165 хил. лв., при *загуба* 4 009 хил. лв. за 2021 г.

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

- Нетните приходи от продажба на електрическа и топлинна енергия бележат ръст през 2022 г., спрямо 2021 г. с 59,22%;

- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. с 58,79%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но дружеството отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

„Топлофикация-ВТ“ АД е представило към годишния финансов отчет за 2022 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2022 г. от регулираната дейност отчита загуба в размер на 5 778 хил. лв., която се е увеличила спрямо 2021 г., когато е 4 154 хил. лв.

8. „Топлофикация – Бургас“ АД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г. общият всеобхватен доход на „Топлофикация – Бургас“ АД 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. За предходната година общият всеобхватен доход също е отрицателна стойност в размер на 3 562 хил. лв., формиран от *загуба* в размер на 3 340 хил. лв. и друг всеобхватен доход *загуба* в размер на 222 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби на продукцията за 2022 г. се увеличават спрямо предходната година с 85,36%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават със 128,25%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но дружеството отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

9. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

Съгласно представения неодитиран годишен финансов отчет за 2022 г. общият всеобхватен доход на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е положителна стойност в размер на 915 хил. лв., формиран от *печалба* в размер на 854 хил. лв. и друг всеобхватен доход *печалба* в размер на 61 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход също е положителна стойност в размер на 659 хил. лв., формиран от *печалба* за 2021 г. в размер на 647 хил. лв. и друг всеобхватен доход *печалба* в размер на 12 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби бележат ръст през 2022 г., спрямо 2021 г. със 188,31%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. с 128,67%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си, както и липсват достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

10. „Топлофикация Разград“ АД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г. „Топлофикация Разград“ АД е реализирало **печалба** в размер на 168 хил. лв., при отчетена **загуба** за предходната година в размер на 849 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. със 72,87%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. със 74,84%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си, както и липсват на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения.

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

Дружеството е представило за 2022 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2022 г. от дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ е отчетена печалба в размер на 17 434 хил. лв., увеличена спрямо отчетената печалба през 2021 г., когато е 4 356 хил. лв.

12. „Юлико Евротрейд“ ЕООД

„Юлико Евротрейд“ ЕООД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2022 г. отчита **печалба** в размер на 31 хил. лв., увеличена спрямо 2021 г., когато е в размер на 2 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2022 г. се увеличават спрямо 2021 г. със 102,69%;**

- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. със 102,00%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и не разполага със собствени оборотни средства да обслужва текущите си задължения, но има възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

13. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

Съгласно представения годишен финансов отчет за 2022 г. дружеството отчита **нетна печалба** в размер на 729 463 хил. лв., намалена спрямо предходната година, когато е била 890 304 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия за 2022 г. се увеличават спрямо предходната година със 123,14%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност са увеличени с 212,40%.**

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2022 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.

14. „Топлофикация – Габрово“ ЕАД – не е извършен финансов анализ, тъй като дружеството не е представило годишен финансов отчет за 2022 г.

II. Финансови резултати и изводи от дейността на дружествата с топлинен товар за небитови нужди през 2022 г.

1. „Когрийн“ ООД

Съгласно представения от „Когрийн“ ООД одитиран годишен финансов отчет за 2022 г. е видно, че дружеството отчита *загуба* в размер на 3 612 хил. лв., спрямо 2021 г., когато дружеството отчита печалба в размер на 198 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2022 г. спрямо 2021 г. с 27,98%;**

- **Общите разходи от оперативна дейност се увеличават през 2022 г. спрямо 2021 г. със 77,06%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, не притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и не е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

2. „Алт Ко“ ООД

Финансовият резултат на „Алт Ко“ ООД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., е *печалба* в размер на 1 487 хил. лв., която е увеличена спрямо 2021 г., когато е в размер на 836 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в справките от ЕССО, могат да бъдат направени следните изводи:

- **Нетните приходи от продажба на електрическа енергия се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. с 56,03%;**

- **Оперативните разходи за регулираната дейност, се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. с 68,44%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, дружеството разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2022 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2022 г. от дейността „производство на електрическа енергия“ е отчетена печалба след данъци в размер на 1 207 хил. лв., която се увеличава спрямо отчетената печалба през 2021 г., когато е 809 хил. лв., от нерегулирана дейност през 2022 г. дружеството също отчита печалба в размер на 280 хил. лв., увеличена спрямо отчетената в размер на 27 хил. лв. за 2021 г.

3. „Солвей Соди“ АД

„Солвей Соди“ АД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2022 г., отчита *печалба* в размер на 49 720 хил. лв., при отчетена *печалба* в размер на 111 051 хил. лв. за 2021 г.

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

- Приходите от продажби се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. с 27,75%;
- Себестойността на продажбите също се увеличава през 2022 г., спрямо 2021 г. с 61,58%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2022 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2022 г. приходите, основно са от продажба на електрическа енергия на стойност 2 276 хил. лв., увеличени спрямо предходната година, когато са 666 хил. лв. Финансовият резултат от регулираната дейност е загуба от 22 962 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 11 133 хил. лв. Финансовият резултат от цялостната дейност за 2022 г. е печалба.

4. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2022 г. реализира *загуба* в размер на 877 хил. лв. при отчетена *печалба* за предходната година в размер на 1 268 хил. лв.

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

- Нетните приходи от продажби за 2022 г. се увеличават спрямо 2021 г. със 154,46%;
- Общите разходи от оперативната дейност без стойността на продадените активи нарастват през 2022 г., спрямо 2021 г. с 238,23%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че дружеството е с добра обща ликвидност, както и размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови дълготрайни активи и да обезпечи обслужването на задълженията си.

5. „Декотекс“ АД

„Декотекс“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г. отчита *печалба* в размер на 649 хил. лв., увеличена спрямо 2021 г. когато е 12 хил. лв.

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

- Нетните приходи от продажби за 2022 г. се увеличават спрямо 2021 г. с 19,47%;
- Общите разходи от оперативната дейност през 2022 г. се увеличават спрямо 2021 г. със 7,89%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

6. ЧЗП „Румяна Величкова“

Съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г. ЧЗП „Румяна Величкова“ отчита **печалба** в размер на 755 хил. лв. при **печалба** за 2021 г. 325 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба на продукцията бележат ръст през 2022 г., спрямо 2021 г. със 75,40%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. със 77,11%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, наличие на достатъчно собствени оборотни средства, с които да покрие текущите си задължения, както и възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

7. „МБАЛ-Търговище“ АД

„МБАЛ-Търговище“ АД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2022 г. отчита **печалба** в размер на 104 хил. лв., увеличена спрямо 2021 г., когато е 98 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба на продукцията са намалени през 2022 г., спрямо 2021 г. с 9,81%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност намаляват през 2022 г., спрямо 2021 г. с 8,28%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г. е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, както и не разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения.

8. „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД

„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД, съгласно представения неаудитиран годишен финансов отчет за 2022 г., отчита **загуба** в размер на 35 хил. лв., спрямо отчетената **печалба** за 2021 г. в размер на 1 хил. лв. Общите приходи са намалени със 100% и намалени разходи с 30%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и не разполага със собствени оборотни средства да обслужва текущите си задължения, но има възможност да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

9. „Инертстрой - Калето“ АД

„Инертстрой - Калето“ АД, съгласно представения годишен финансов отчет за 2022 г., отчита нетна **печалба** в размер на 3 287 хил. лв. при 2 473 хил. лв. за 2021 г.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2022 г. се увеличават спрямо 2021 г. с 82,66%;**

- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. със 75,53%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява

дружеството да придобие нови нетекущи активи, разполага с достатъчно собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, и е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

10. „Оранжерии Петров дол“ ООД

„Оранжерии Петров дол“ ООД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., отчита *печалба* в размер на 1 253 хил. лв., увеличена спрямо предходната 2021 г., когато *печалбата* е в размер на 565 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажби за 2022 г. се увеличават спрямо 2021 г. с 40,69%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2022 г., спрямо 2021 г. с 24,05%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но разполага със свободни оборотни парични средства, с които да обслужва текущите си задължения.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2022 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2022 г. приходите, основно са от продажба на електрическа енергия на стойност 2 863 хил. лв., увеличени спрямо предходната година, когато са 2 025 хил. лв. Финансовият резултат от регулираната дейност е печалба от 654 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 399 хил. лв. Финансовият резултат от цялостната дейност за 2022 г. е печалба.

11. „ТЕЦ – Бобов дол“ АД

„ТЕЦ – Бобов дол“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., отчита нетна *печалба* в размер на 14 596 хил. лв., която е увеличена спрямо предходната година, когато е 6 914 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 2022 г. спрямо 2021 г. с 63,64%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност без балансовата стойност на продадените активи намаляват през 2022 г. спрямо 2021 г. с 0,57%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че размерът на собствения капитал позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, по отношение на показателя „обща ликвидност“ е видно, че дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за покриване на текущите задължения, но среща затруднения да обслужва текущите си задължения със собствени оборотни средства.

12. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г. отчита нетна *печалба* в размер на 1 742 хил. лв. при отчетена *печалба* за предходната година от 2 016 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2022 г. спрямо 2021 г. с 28,81%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2022 г. спрямо 2021 г. с 41,71%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г. е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи, и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, но отчита добра обща ликвидност, което е индикатор за наличието на достатъчно оборотни средства, с които дружеството да покрие текущите си задължения.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2022 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, от които е видно, че през 2022 г. приходите, основно са от продажба на електрическа енергия на стойност 4 344 хил. лв., увеличени спрямо предходната година, когато са 2 175 хил. лв. Финансовият резултат от регулираната дейност е *загуба* от 755 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 592 хил. лв. Финансовият резултат от цялостната дейност за 2022 г. е печалба.

13. „Оранжерии Гимел“ АД

„Оранжерии Гимел“ АД, съгласно представения одитиран годишен финансов отчет за 2022 г. отчита нетна *печалба* в размер на 629 хил. лв. при отчетена *печалба* за предходната година от 2 752 хил. лв.

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

- **Нетните приходи от продажба се увеличават през 2022 г. спрямо 2021 г. с 19,23%;**
- **Общите разходи от оперативната дейност също се увеличават през 2022 г. спрямо 2021 г. с 24,90%.**

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2022 г., е видно, че дружеството не разполага със собствени средства за инвестиране в нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс. Коефициентът на ликвидност показва, че дружеството притежава достатъчно собствени оборотни средства, необходими за погасяване на текущите задължения.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2022 г. справки по ЕССО за регулирана и нерегулирана дейност, както следва:

13.1. ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

Приходите през 2022 г. са увеличени на 12 174 хил. лв., спрямо 7 642 хил. лв. за 2021 г. или с 59,30% при увеличени общи разходи с 50,05%. Финансовият резултат от регулираната дейност е *печалба* от 4 790 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 2 761 хил. лв.

13.2. ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

Приходите през 2022 г. са увеличени на 9 005 хил. лв., спрямо 5 135 хил. лв. за 2021 г. или със 75,37% при увеличени разходи с 58,03%. Финансовият резултат от регулираната дейност е *печалба* от 3 540 хил. лв., увеличена спрямо предходната година, когато е 1 697 хил. лв.

Не е извършен финансов анализ, поради непредставяне на годишен финансов отчет за 2022 г. на следните дружества: „Овердрайв“ АД, „Нова Пауър“ ЕООД, „Брикел“ ЕАД и „Димитър Маджаров-2“ ЕООД.

Констатациите от извършения анализ на фактическите технико-икономически и финансови 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 нов 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 01.07.2023 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. В общия случай прогнозните позиции на УПР са запазени на нивото на отчетените през 2022 г. или на нивото през отчетния ценови период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., които са коригирани със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на Националния статистически институт (НСИ). 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, свързани с издадените лицензии и оптимизират всички разходи по дейностите. По тези причини, заявените за новия регулаторен период УПР са коригирани.

1.1. Разходите за амортизации за регулаторни цели са изчислени на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 30 г. за активите в преноса на топлинна енергия. При определяне на амортизационните квоти е съобразен техническият полезен живот на активите, като по отношение на активите в преноса са взети предвид извършените инвестиции в мрежата с подмяна на тръбите с предварително изолирани, което води до по-дълъг полезен живот;

1.2. Относно разходите за ремонт е извършен анализ на планираните и реално извършените ремонтни дейности през 2022 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. В общия случай, разходът за ремонт е коригиран до отчетената стойност през 2022 г., завишен със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ.

1.3. Разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи) са коригирани на база отчетените за базисната година със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ;

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, са коригирани 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 регулаторни цели в РБА не се включва стойността на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи, в съответствие с чл. 14, ал. 3, т. 4 от НРЦЕЕ и чл. 9, ал. 5, т. 4 от НРЦТЕ.

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): в ценовите модели не е извършвана корекция на НВ и същата е приета, така както е предложена от енергийните дружества;

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 2022 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 2022 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 теплопреносните 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 обосновааност на представените от топлоенергийните предприятия прогнозни разходи за покупка на основно гориво на базата на отчетените стойности през 2022 г., периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., включени в цените за изминалия ценови период, сравнителни анализи при използване на данни от националната и международната практика, както и данни от митнически декларации за внос с отчитане на специфичните условия на всяка централа по доставката им. 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, в резултат на извършен бенчмарк анализ и/или митнически декларации, съответните разходи за товаро-разтоварни дейности и транспорт, и съответното количество въглища за ценовия период. Борсовите стойности служат за отчитане на реалните тенденции, поради факта, че доставки за българския пазар реално не се извършват от конкретна борса, поради значително оскъпяване от транспортните разходи;

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 2023 и Q4 2023, Q1 2024 и Q2 2024).

Прогнозните разходи за природен газ за предстоящия ценови период са 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 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. „Булгаргаз“ ЕАД е предвидило част от доставките на природен газ да бъдат по договор с азербайджанска компания, а останалите необходими количества ще бъдат осигурявани по двустранни договори с Mitylineos S.A. и „Шениер Маркетинг Интернешънъл“ ЛЛП (Шениер).

Прогнозите за цените на природния газ са направени въз основа на:

- договорените цени на природния газ, в съответствие с условията на договорите за доставка на природен газ за покриване на вътрешното потребление, които са сключени от обществения доставчик, с период на доставка до края на годината;
- фючърсите на природния газ по тримесечия, снети от следния официален сайт на Intercontinental Exchange, Inc.: <https://www.ice.com>;
- прогнозно помесечно потребление на природен газ в страната, както и влиянието на цените на азербайджанския газ за планирания период на доставка по време на новия регулаторен период до 30.06.2024 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 2023 г.	Q4/ Четвърто тримесечие 2023 г.	Q1/ Първо тримесечие 2024 г.	Q2/ Второ тримесечие 2024 г.	Регулаторен период 01.07.2023 г.- 30.06.2024 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ, лв./MWh	72,22	93,34	103,14	83,79	88,12

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на **240,98 лв./MWh.**

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO₂), 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 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. е направена симулация на търговете за CO₂ квоти, по месеци, като е допуснато увеличение на цените на CO₂ квоти до края на периода в диапазона от 85,0 до 90,0 €/t, при която е постигната средна цена на CO₂ квоти за целия прогнозен период в размер на **88,00 €/t CO₂**.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени при отчетна средна цена на CO₂ квоти за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г. в размер на 81,76 евро/t. (не са взети предвид авиационни EUAA, полски PL и немски DE и NIR квоти) и направена прогноза до края на текущия ценови период (30.06.2023 г.) в размер на 85,0 евро/t. или средна цена за периода в размер на **82,43 €/t**.

Въз основа на верифицирания доклад на съответното дружество за 2022 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. се умножат по прогнозна средна цена на емисиите от **88,00 €/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:

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

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 $Ht-1$, лв.;

t – ценовият период.

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

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 ($Cбг$), 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 ($Cбг$), за изчисляването на годишната индивидуална цена за регулаторния/ценовия период се използва цена ($Cп^I$), изчислена по формулата:

$$Cп^I = 0,5*(Cбг + Cп).$$

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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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.

В съответствие с гореизложеното са определени **коэффициенти за ефективност на производството на електрическа енергия**, както следва:

1. „Топлофикация София“ ЕАД – 0,2799;
2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД – 0,3911;
3. „Топлофикация – Плевен“ АД – 0,3870;
4. „Топлофикация – Бургас“ АД – 0,3157;
5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД – 0,4360;
6. „Топлофикация-Враца“ ЕАД – 0,3172;
7. „Топлофикация Разград“ АД – 0,3899;
8. „Юлико Евротрейд“ ЕООД – 0,4800;
9. „Топлофикация-ВТ“ АД – 0,3290;
10. „Топлофикация Русе“ АД – 0,3183;
11. „Топлофикация – Перник“ АД – 0,3300;
12. „Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД – 0,3060;
13. „Топлофикация-Габрово“ ЕАД – 0,2577;
14. „Когрийн“ ООД – 0,4900;
15. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 500 дка“ – 0,4900
16. „Оранжерии Гимел“ АД – „Оранжерия 200 дка“ – 0,4900;
17. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД – 0,4900;
18. „Инертстрой – Калето“ АД – 0,4932;
19. „Оранжерии Петров дол“ ООД – 0,4863;
20. ЧЗП „Румяна Величкова“ – 0,4952;
21. „Алт Ко“ АД – 0,6626;
22. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД – 0,3124;
23. „Брикел“ ЕАД – 0,3667;
24. „Солвей Соди“ АД – 0,8000;
25. „Декотекс“ АД – 0,6000;
26. „Енергиен център Зебра“ ЕООД – 0,5200;
27. „Овердрайв“ АД – 0,6600;
28. „МБАЛ-Търговище“ АД – 0,8000;
29. „Нова Пауър“ ЕООД – 0,5200.

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. 8в 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 НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период, но са проведени 2 търга, относими частично към трето тримесечие на 2023 г.

<i>Дата</i>	<i>Инициатор</i>	<i>Продукт</i>	<i>Период</i>	<i>Цена лв./MWh</i>
21.06.2023	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	Базов товар	юли 2023	204,17
31.05.2023	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	Базов товар	Q3 2023	175,28

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

Динамиката на фючърсите, относими към българския спот пазар, пряко корелира с фючърсите за региона (румънската и унгарската борси), като в зависимост от търгуваните обеми девиацията спрямо унгарския фючърс варира между 6,00 евро/MWh и 7,50 евро/MWh. Това налага при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се изследват и постигнатите нива на фючърсните сделки.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на Европейската енергийна борса – EEX¹ (European Energy Exchange), които обаче, поради недостатъчна ликвидност, следва да се съпоставят с тези за румънския и унгарския пазар на същата платформа, както и с цените на фючърсните сделки на HUDEX².

В следващата таблица е представено сравнение на цените на фючърсите за H2 2023.

Фючърси	EEX -IBEX	EEX -OPCOM	EEX -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q3 2023	218,37	221,30	230,10	229,56
Q4 2023	284,81	292,63	297,52	295,04
H2 2023	251,59	256,97	263,81	262,30

Горните данни показват, че стандартната девиация между българския и румънския пазар е около 5,38 лв./MWh (2,75 евро/MWh), докато с унгарския – около 12,22 лв./MWh (6,25 евро/MWh). Ако се анализират данните по месеци и/или тримесечия, девиацията български-унгарски пазар варира от 13,50 лв./MWh до 20,00 лв./MWh, в зависимост от търгуваните обеми и цените на капацитетите в региона. Към настоящия момент не са налични данни на EEX относно Q1 2024 и Q2 2024, съответно за H1 2024 за българския и румънския пазар, като такива са публикувани само за унгарския. Те обаче могат да се изчислят, като се използва

¹ <http://www.eex.com>

² <https://hudex.hu>

стандартната девиация спрямо унгарския пазар, за който са налични данни. Изчислените данни са представени по-долу:

Фючърси	ЕЕХ -IBEX	ЕЕХ -HUPEX	HUDEX
	лв./MWh	лв./MWh	лв./MWh
Q1 2024	318,25	330,48	331,42
Q2 2024	257,68	269,90	271,51
H1 2024	287,97	300,19	301,46

От горните данни може да се направи извод, че относимите стойности към българския пазар са за H2 2023 – 251,59 лв./MWh и за H1 2024 – 287,97 лв./MWh или средно за регулаторния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 269,78 лв./MWh.

Основният движещ фактор за динамиката на цените на европейските, съответно регионалните, борси е цената на природния газ на европейските борси. Пряката корелация между тези две цени се обуславя от факта, че основно газови централи затварят цената на европейските борсови пазари. Това обстоятелство се променя, обаче, при наличие на предлагане на по-големи количества електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, което от своя страна се характеризира със спорадичен характер и е трудно за оценка при дългосрочни прогнози.

Предвид обстоятелството, че се наблюдава посока към стабилизиране на газовите цени на относително ниски нива, все още е трудно да се дефинира ясна тенденция, предвид предстоящия активен период на нагнетяване, въпреки че такива дейности текат и към момента. Газохранилищата в Европа са запълнени до около 60%. До началото на отоплителния сезон, започващ през есента, те трябва да са запълнени до 90% в съответствие с изискванията на Европейската комисия. По-голяма е вероятността обаче в Европа да няма нова газова криза, за което ясен знак са изпреварващият ръст в броя и капацитета на терминалите за регазификация, респ. на количествата втечен природен газ, на фона на намаленото потребление и стартирането на различни инициативи, в т.ч. Solidarity Ring (STRING), като последната ще се окаже в основата на формиране на един перспективен и диверсифициран газов пазар, гарантиращ доставките за Централна и Югоизточна Европа. Въпреки това, анализаторите подхождат доста внимателно към бъдещето, като правят паралел с различни периоди от миналото по отношение не само на енергийния пазар, но и на финансовия, поставяйки във фокус и бъдещи политически и геополитически решения, оказващи въздействие върху пазарната ситуация на европейско и глобално ниво. На този фон все още остава трудно да бъдат определени тенденциите, които ще движат и европейския енергиен пазар. Страхове от нова криза, примесени с очаквания за ръст в търсенето на втечен природен газ в Азия след относително слабата 2022 г., пълно спиране на руския природен газ, идващ по газопроводи към Европа, както и една нормална зима в сравнение с по-меката от обичайната такава на 2022/2023 г., допълнително създават опасения за неустойчивост на наблюдаваните към настоящия момент тенденции по отношение на бъдещите ценови нива.

През последните два месеца пазарът на дългосрочни енергийни продукти се характеризираше с изключителна динамичност и волатилност. Стойността на фючърсите на европейските борси относими към българския пазар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. варираше в диапазона от 214,94 лв./MWh до 287,66 лв./MWh. Видно от графиката по долу през май се наблюдава рязък спад, като впоследствие през юни пазарът се възстановява почти до първоначалните нива. Причините са основно в динамиката на пазарите на петрол и природен газ, предизвикано от новините за търсенето на азиатския и американския пазар, както и очакванията през следващите месеци инфлацията да спадне значително още през юни и да продължи да намалява с бързи темпове до към края на годината. Долната графика ясно

показва, че към настоящия момент не съществува ясен тренд, като посоката му се изменя в зависимост от международните политически и икономически процеси, но имайки предвид глобалното забавяне на световната икономика, по-скоро очакванията са ценовите нива да се установят в диапазона между 250,00 лв./MWh и 260,00 лв./MWh, тъй като е вероятно да последват редица бързи спадове, редувани с временни ценови пикове.



При прогнозирането на цената за предстоящия регулаторен период би следвало да се отчетат както горните аргументи, така и асиметричността, наблюдавана в българската пазарна зона, която се дължи на голям приток от нови инвестиции в соларни проекти, като се предвиди допълнително отклонение на цената надолу в размер на около 5%. В тази връзка, след прилагане на посочената корекция, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. следва да е в размер на 256,37 лв./MWh.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. е определена в размер на 256,37 лв./MWh.

Съгласно чл. 376, 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 предоставените от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2022 г. – 31.12.2022 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, 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 пазара „Ден напред“ за календарната 2022 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 пазара „Ден напред“ за 2022 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара „Ден напред“ за 2022 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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.

Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	495,30 лв./MWh
Постигнатата среднопретеглена цена	465,56 лв./MWh
Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	0,93997
Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.	256,37 лв./MWh
Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	240,98 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации, за целите на чл. 33а от ЗЕ, прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 240,98 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 01.06.2023 г. Комисията е провела открито заседание за разглеждане на Доклада и на 06.06.2023 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 01.07.2023 г. Съгласно решение на КЕВР по Протокол № 169 от 26.05.2023 г., т. 2, е осигурена и възможност за дистанционно участие чрез програмата за

комуникация Skype.

Предвид горното, с писмо с изх. № Е-14-00-11 от 26.05.2023 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 в меню „Новини“ и меню „Календар на проявите“, съгласно решение на КЕВР по Протокол № 179 от 02.06.2023 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-03-17-19 от 02.06.2023 г. като заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ са поканени: Министерство на енергетиката, Омбудсман на Република България, Комисия за защита на потребителите, Федерация на потребителите в България, БНА „Активни потребители“, Българска стопанска камара, Българска браншова камара на енергетиците, Българска търговско-промишлена палата, Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори, Конфедерация на независимите синдикати в България, Конфедерация на труда „Подкрепа“, Национална федерация на енергетиците и Независима синдикална федерация на енергетиците в България.

На общественото обсъждане присъствено участие са взели: г-жа Весела Ванева – главен експерт при Омбудсмана на Република България; г-жа Мая Манолова, представляваща Гражданско сдружение „Изправи се.БГ“; г-н Ясен Цветанов, г-н Стоян Грозданов и г-жа Мария Асими – граждани. За общественото обсъждане не са постъпвали заявления за дистанционно участие чрез програмата за комуникация Skype.

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“ ЕАД, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, „Оранжерии-Гимел II“ ЕООД, „Оранжерии Гимел“ АД – 200 дка“ „Оранжерии Гимел“ АД – 500 дка, „Когрийн“ ООД, „Инертстрой-Калето“ АД, както и от проф. д-р Диана Ковачева – Омбудсман на Република България и от г-н Ясен Цветанов – гражданин.

I. ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ НА ТОПЛИННА И ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ПО КОМБИНИРАН НАЧИН И ПРЕМИИ ЗА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“

1. „Топлофикация София“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-01-8 от 03.04.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 137,55 лв./MWh;
 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 – 132,94 лв./MWh;
 3. Преференциална цена на електрическа енергия – 1 034,40 лв./MWh.
- 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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	1 213,28	800,82	762,42	-4,80
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	137,86	137,86	137,55	-0,22
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	133,06	133,06	132,94	-0,09

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

- цена на природен газ – 1 022,45 лв./knm³;
- цена на мазут – 459,08 лв./t;
- цена на газьол – 1 614,83 лв./t.

„Топлофикация София“ ЕАД е приложило документи, съгласно подробен опис към заявлението. Към заявлението е приложен неаудитиран финансов отчет за 2022 г., като не са приложени справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2022 г.

С писмо с изх. № Е-14-01-8 от 12.04.2023 г. от дружеството е изисквана допълнителна информация относно: 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; попълнени справки относно прилагане на ЕССО за целите на регулирането в съответствие с чл. 37 от ЗЕ и т. I.8 от писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на КЕВР, която е предоставена с писмо с вх. № Е-14-01-8 от 25.04.2023 г.

„Топлофикация София“ ЕАД е представило следната обосновка:

Производствена програма за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. – изготвена е при съблюдаване на тенденциите в потреблението на топлинна енергия през последните няколко години, като изпълнението ѝ е резултат от индивидуалното поведение на потребителите при консумиране на топлинната енергия, както и влиянието на климатичните фактори. При определяне прогнозните количества на продажбите са анализирани климатичните фактори и тенденциите на пазара на топлинна енергия по отношение на: брой консуматори,

присъединен топлинен товар, потребление на топлинна енергия за отопление и битово горещо водоснабдяване, поведение на клиентите. Взети са предвид и необходимите дейности за ремонт и инвестиции, които се отразяват на възможността за работа на основните съоръжения за производство и пренос на енергия.

Прогнозните продажби на топлинна енергия за новия ценови период са 3 694 643 MWh съответно 3,14% по-големи от тези през 2022 г., което се дължи на следните предпоставки: продадената топлинна енергия намалява, въпреки нарастващия брой клиенти, което се дължи на предприети мерки за енергийна ефективност, от страна на крайните клиенти. Климатичният фактор оказва основно влияние върху продадената топлинна енергия – денградусите през базовата 2022 г. са 2 484. Това е с около 14,3% по-малко от изчислителните денградуси за град София съответно 2 900. Количеството произведена електрическа енергия в двете топлоелектрически централи ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София Изток“ е определено 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. Прогнозното количество топлинна енергия през новия ценови период е определено в размер на 4 691 274 MWh, което е с 11% повече от отчетеното през изтичащия 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 им дял спрямо отпуснатата топлинна енергия е 19,63%, като през базовата година е бил 19,48%. Прогнозните данни са въз основа на статистическо очакване екстраполирано от 3 годишни отчети от предходен период. Дружеството е представило сравнителна таблица относно промяната в относителните дялове на технологичните разходи по преноса по видове и продадената топлинна енергия за 2020 г., 2021 г. и 2022 г., както и за предстоящия ценови период. Делът на технологичните разходи на топлинна енергия в абонатните станции е прогнозиран в размер на 0,89% от отпуснатата топлинна енергия, близък до средния за периода от последните три години. Прогнозният дял на загубите е запазен отчитайки също ефекта на подмяна на старите абонатни станции на небитовите потребители. Запазен е делът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и делът на загубите от изтичане. Прогнозните стойности по видове технологични разходи са определени както следва: 221 134 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа; 638 305 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях и 40 884 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 94 104 MWh, което представлява около 2,01% от брутната произведена топлинна енергия. Относителният им дял е прогнозиран приблизително съответстващ на базовата година.

Производство на електрическа енергия – през новия ценови период дружеството предвижда електрическата енергия да бъде изцяло произведена по високоефективен комбиниран начин, в съответствие с Наредба № РД-16-267 от 19 март 2008 г.. Произведената по този начин електрическа енергия е прогнозирана в размер на 976 280 MWh, количество с 6,63 % повече спрямо произведеното за изтичащия регулаторен период. Планираната за реализация енергия е 807 993 MWh, което представлява увеличение с 0,3% 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 23 025 MWh или 2,85% 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.

Специфичен разход на условно гориво (СРУГ) – планираните СРУГ за новия ценови период са както следва: специфичен разход на условно гориво за топлинна енергия – 138,25 kg/MWh, формиран за компанията и специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 202,88 kg/MWh.

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 2023/2024 г. възлиза на 681 909 km³ природен газ. Количествата са формираны на база планираните СРУГ, които са в пряка зависимост от техническото състояние и избраните съоръжения, с които ще се произвежда енергията през новия ценови период.

Енергийна ефективност – общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 81,73%, която ще е с 0,44% по-ниска спрямо постигнатата през настоящата ценова година.

Признати годишни разходи за дейността за новия ценови период – планирането на разходите е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част на дружеството с оглед на високите цени на основните ресурси, формиращи променливите разходи на дружеството – природен газ и квоти за въглеродни емисии, като в общия случай стойностите са планирани на нивото на отчетените през базисната 2022 г. или прогнозираните в бизнес плана на дружеството за 2023 г.

Условно постоянни разходи – общият размер на тези разходи е 171 294 хил. лв., като е предвидено увеличение от 18,7% спрямо отчетените през базисната 2022 г. в размер на 144 280 хил. лв.

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 е приложен линеен метод на амортизация. Разходите за амортизация за новия ценови период са на стойност 34 917 хил. лв., планирани при симулирана амортизация за едногодишен период на база предварителния отчет за 2022 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 и компоненти, са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия. Амортизационните разходи на активите от цеховете за комбинирано производство на двете 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% за топлинна енергия и 32% 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 работа на дружеството, са разпределени между производството на електрическа и топлинна енергия и преноса на топлинна енергия на база начислените разходи за работни заплати в съответните производствени структурни звена. В прогнозните амортизационни разходи не е включен ефектът от извършената от лицензиран оценител преоценка на ДМА в отчета към 31.12.2022 г., в резултат на която е определена нова справедлива пазарна стойност на част от активите на дружеството.

Разходи за ремонт – планирането на разходите за ремонти за новия ценови период е извършено след подробна оценка на неотложните ремонтни операции в топлоизточниците и топлопреносната мрежа, необходими за осигуряване на надеждност на системата, качествено топлоснабдяване, повишаване ефективността на производството, подобряване качеството на предоставяните услуги и подобряване дейностите по опазване на околната среда. Включените ремонтни мероприятия са подбрани след обстоен преглед и приоритизация на най-належащите ремонти в четирите топлорайона, като подборът е извършен на база определени критерии. Прогнозните разходи за ремонт са на стойност 6 702 хил. лв. и формират 0,6% от предложените годишни разходи за дейността по лицензията за периода 2023 г. – 2024 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: 739 хил. лв. са за ремонтни дейности отнесени към топлинната енергия, като те включват предвидените ремонти в централи на дружеството, произвеждащи само топлинна енергия; 348 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 2 651 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 2 964 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. Дружеството посочва, че в представените разходи не фигурират разходи с инвестиционен характер.

Разходи за заплати, възнаграждения и осигуровки – общият размер на планираните разходи е 95 487 хил. лв., от които 65 799 хил. лв. за заплати и възнаграждения и 29 688 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 01.01.2023 г., като за регулаторния период не е заложено допълнително увеличение на възнагражденията. В резултат на предприетите конкретни мерки за оптимизация на персонала през последните три години е налице устойчива тенденция за намаляване на общия му брой. От 2019 г. насам заетите в дружеството са намалели със 223 души, а само през 2022 г. заетите в дружеството са намалели със 77 души. Към 31.12.2022 г. средната брутна работна заплата в дружеството е 2 096 лв., докато по данни на НСИ средната брутна заплата в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“ през 2022 г. е 2 558 лв. или с близо 22% по-висока.

Разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – прогнозният размер на тези разходи е 34 845 хил. лв., като в състава им не са включени разходите за вноски във фонд „Сигурност на електроенергийната система“, финансови разходи, разходи за предоставяне на услугата „дялово разпределение“, както и всички разходи, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството. Предвиденото увеличение спрямо отчета за 2022 г. е резултат основно на прогнозно по-високите разходи по позициите: абонаментно поддържане, инкасиране на топлинна енергия, въоръжена и противопожарна охрана, печат и доставка на фактури, 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 от 21 декември 2005 г.), разходи за проверка на уреди, разходи за застраховки, които са планирани в съответствие с поетите от дружеството договорни отношения и инфлационното покачване на цените.

Променливи разходи – планирани са в съответствие с производствената програма и

режимите на работа на съоръженията, както и прогнозните цени на горивата за производство, CO₂ емисиите и останалите суровини, като общият им размер е 932 180 хил. лв. Разходите за природен газ са на стойност 697 220 хил. лв. и формират 63,2% 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 2023 г. За целите на ценообразуването дружеството е използвало наличните към 20.03.2023 г. тримесечни фючърси на холандския газов хъб ТТФ. При тези цени на база прогнозната консумация е получена среднопретеглена цена за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. в размер на 93,15 лв./MWh. Към нея са прибавени съответно: 1,10 лв./MWh – средна цена за пренос през газопреносната мрежа собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газовата година 01.10.2022 г. – 30.09.2023 г. и 1,84 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 96,09 лв./MWh.

Разходите за закупуване на квоти за въглеродни емисии – прогнозираните са в размер на 197 880 хил. лв., като същите са изчислени с прогнозна цена от 92,30 евро/t. CO₂ съгласно формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации на ИАОС, при емисионен фактор и долна топлина на изгаряне на горивото за 2022 г. Общото прогнозно количество генерирани емисии от инсталациите на дружеството е в размер на 1 293 844 t, като за ценовия период са приспаднати по ½ от полагащите се безплатни емисии за 2023 г. и 2024 г. по Европейската схема за търговия с емисии в общ размер на 197 699 t. Общо предвидените за закупуване квоти за новия ценови период възлизат на 1 096 145 t.

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

Корекция по чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ – в резултат на съществените разлики между прогнозните цени и утвърдените помесечни цени за втори пореден регулаторен период „Топлофикация София“ ЕАД натрупва огромен размер недовзет приход и съответно изпитва сериозен ликвиден дефицит, който рефлектира в безпрецедентно нарастване на задълженията към обществения доставчик. В края на регулаторния период дружеството очаква да акумулира недовзет приход в прогнозен размер от 206 155 хил. лв. и посочва, че през последните два регулаторни периода е лишено от изключително голям финансов ресурс, което е предизвикало безпрецедентна ликвидна криза и е основната причина за увеличаване дълг за природен газ, за отчетената загуба към 31.12.2022 г. Дружеството настоява пълният размер на формирания недовзет приход да бъде възстановен през регулаторния период 2023 г. – 2024 г., предвид затрудненото финансово състояние в резултат на увеличените разходи за основните суровини, които са изцяло присъщ и регулаторно признат разход, което ще стабилизира паричните потоци на дружеството и ще му позволи да обслужва текущите си задължения за природен газ.

Регулаторната база на активите (РБА) – РБА за новия ценови период е в размер на 465 620 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 2022 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 55 619 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 133 570 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между топлинна и електрическа енергия и разделно и комбинирано производство е извършено на база дела на дълготрайните активи за съответния продукт/метод на производство. Разпределението между производство и пренос е извършено като 1/8 от признатите разходи с приспадната амортизация за съответната дейност.

Норма на възвращаемост – общата норма на възвръщаемост на капитала за ценови период 2023 г. – 2024 г. е изчислена съгласно Указания-НВ в размер на 4,45%, преди данъци като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2022 г. Съгласно разпоредбите на т. 34 Указания-НВ в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат. Използвана е примерна норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 4,00%, равна на утвърдената от Комисията за последния регулаторен период. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 5,047% и е формирана от лихвата по сключения през 2020 г. договор за заем с банка.

„Топлофикация София“ ЕАД е отчетела приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 570 044,84 лв., като заявява, че стойността им не е включена в отчетните и прогнозни ценообразуващи елементи.

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

Образуване на цените:

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

- разходите за амортизации, отнесени към електрическата енергия и към производството и преноса на топлинна енергия, са коригирани, в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- прогнозните разходи за ремонт, разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (социални осигуровки и социални разходи), разходите за въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи и за квалификация, са коригирани на база отчетните данни за базисната година, завишени със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и при спазване на т. 1, т. 1.2 и т. 1.3 от общия подход;

- Разходи за инкасиране на топлинна енергия не са признати, тъй като не се считат за присъщи разходи за лицензионната дейност.

- разходите за емисии CO₂ са коригирани от 197 880 хил. лв. на 188 658 хил. лв. или с 9 222 хил. лв., като необходимите количества, предложени за утвърждаване от дружеството през новия ценови период в размер на 1 096 145 t се умножат по икономически обосноващата цена на емисиите за периода от 88,00 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Прогнозни емисии CO₂ – 1 096 145 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t (172,11 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t. X 1 096 145 t = 188 658 хил. лв.

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

3. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 902 527 MWh (19,63%) на 689 576 MWh (15,0%) или с 212 951 MWh, в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от общия подход.

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

газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период, по данни, представени от дружеството, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 94,22 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $1,05 + 1,80 = 2,85$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 97,07 лв./MWh.

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

Корекции на НП за отчетния период на "Топлофикация София" ЕАД съгласно чл. 24

1. Корекция по природен газ

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	251 745	245 723	261 468	291 224	637 728	958 553	1 001 796	941 974	911 118	481 446	299 711	274 159	6 556 644
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45	118,45
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	74,59	150,05
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-17 048,20	-44 092,49	-61 382,14	-33 464,53	-2 908,04	-26 494,40	-60 989,32	-5 548,23	10 669,19	9 768,55	12 258,17	13 598,27	-205 633
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	149,81
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,74	
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	149,81

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	1 013 941
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цп	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	17 590,07

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-332 270,16	-335 509,55	-3 239,39

$$Ht = Qg * (Цпг - Цп)t + Qe * (Цпе - Цп)t \pm Pt-1 = -191 282,49$$

„Топлофикация София“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-01-12 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. По отношение на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия**, дружеството възразява срещу извършената корекция, с намаление от 212 951 MWh, до достигане на 15% от отпуснатата от топлоизточниците топлинна енергия. Посочва, че 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 необосновано технически, както и увеличаването на реализираната топлинна енергия. Разполага с топлопреносна мрежа (ТПМ) с дължина 1 030 км, от които 60,9% са положени в канали и тунели, 36,6% са предварително изолирани тръби и 2,5% въздушно положени. Дружеството 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 подгръване на добавъчна вода) на годишна база се оценяват на 3,9% или общо 12,5%, като не са добавени загубите от пропуски на топлоносител по преноса. Взимайки предвид спецификата на инфраструктурата на столицата и необходимостта от предимно канално и тунелно полагане на топлопроводите, признатите от КЕВР загуби от 15% са физически и технологично достижими единствено при напълно рехабилитирана ТПМ. Дружеството заявява, че корекцията на технологичните разходи и съответното завишение на количеството на топлинната енергия, което няма да е в състояние да реализира, ще доведе до директна финансова загуба, възлизаща на близо 29,3 млн. лв.

2. По отношение на **разходите за инкасиране на топлинна енергия**, дружеството възразява срещу определянето им като неприсъщи за лицензионната дейност и цялостното им непризнаване за регулаторни цели, като отбелязва, че този разход до настоящия регулаторен преглед винаги е признаван за ценообразуващ. Разходите за инкасиране на топлинна енергия са формирани изцяло от договорните отношения на дружеството с фирмите, предоставящи платежни услуги. Посочва, че тази възможност за заплащане има изключително важно значение за текущата събираемост на дружеството и положителни ефекти. Отбелязва, че тази корекция ще доведе до директна загуба от близо 5,3 млн. лв. Дружеството има сключени договори с платежни оператори със срок до м. ноември 2025 г.

3. По отношение на **разходите за персонал** възразява срещу извършената корекция, посочвайки, че за поредна година ще рефлектира негативно както върху ликвидността и финансовия резултат на дружеството, така и върху възможността „Топлофикация София“ ЕАД да бъде привлекателно работно място за квалифицирани млади специалисти. Дружеството посочва, че нарастването на разходите за персонал е обусловено от инфлационните процеси и ръста на минималната работна заплата, като през последните години ръководството прилага целенасочена политика по човешките ресурси, която е комбинация от постоянно търсене на възможности за редуциране на персонала чрез модернизация и оптимизация на бизнес процесите, като се осъществява плавно нарастване на възнагражденията. Отбелязва, че средната заплата в дружеството е 2 096 лв., докато по данни на НСИ средната брутна заплата в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“ през 2022 г. е 2 558 лв. или приблизително 22 % по-висока.

4. По отношение на **нормата на възвращаемост** дружеството заявява, че размерът ѝ следва да бъде преразгледан и да бъде увеличен от 4,45% на 7,39%. В тази връзка счита, че при окончателното определяне на цените, нормата на възвръщаемост на собствения капитал следва да се актуализира, чрез прилагане на използвания от КЕВР при предходните регулаторни прегледи модел за оценка на финансовите активи (Capital Assets Pricing Model –

САРМ. На база на описани изходни данни и прилагане на формулата за определяне на цената на собствения капитал по модела САРМ, нормата на възвръщаемост на собствения капитал е в размер на 6,67%. При залагане в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ на ценовия модел актуалната норма на възвръщаемост на собствения капитал, среднопретеглената норма на възвръщаемост за дружеството преди данъчно облагане е в размер на 7,39%.

5. По отношение на корекцията на **разходите за ремонт и разходи за въоръжена охрана**. Дружеството не е съгласно с корекцията на **разходите за ремонт** и намалението им за регулаторния период с 1 944 хил. лв. спрямо заявените, като счита, че намаляването им не кореспондира с мотивите на Комисията за намаляване на технологичните разходи по преноса, в резултат на планираните инвестиционни и ремонтни дейности. Също така, посочва, че в т. 1.2. от приложените към заявлението документи, „Топлофикация София“ ЕАД е представила подробни справки за отчетените през 2022 г. и планираните за регулаторния период ремонтни разходи, по позиции и стойности за всеки от четирите топлорайона, поради което счита, че заявените разходи за ремонт следва да бъдат признати в пълен размер. Относно извършената корекция на **разходите за въоръжена и противопожарна охрана** дружеството отбелязва, че размерът им е планиран в съответствие с поетите договорни отношения на дружеството, свързани с предоставянето на услуга по въоръжена физическа охрана на лицензионните обекти на „Топлофикация София“ ЕАД, като планираното увеличение спрямо 2022 г. е резултат изцяло от увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.04.2022 г. и от 01.01.2023 г., което дава отражение в нарастване на единичната цена за охранител съгласно действащия договор. В сумата са включени и разходи за противопожарна охрана по договори за Абонаментно техническо обслужване на пожарогасители и вътрешни пожарни кранове и абонаментно поддържане, сервиз и проверка на ПИИ и ПГИ, в съответствие с нормативните изисквания.

6. По отношение на **разходите за амортизация в преноса**, дружеството възразява срещу намаляването на признатите разходи за амортизация с общо 4 699 хил. лв. Счита, че непризнаването за регулаторни цели на пълния размер на разходите за амортизация е сред причините за ограничените възможности на дружеството да осигури необходимия инвестиционен ресурс за поддръжка и модернизация на производствените мощности и топлопреносната мрежа, което в дългосрочен план неизменно води до увеличаване на загубите по мрежата, влошаване качеството на услугата и експлоатационните показатели на съоръженията.

В заключение, дружеството настоява да се увеличи преференциалната цена на електрическата енергия, респективно премията, като се запази цената на топлинната енергия, определена в Доклада.

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 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 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 – 19,63%;
- отчетени за 2022 г. – 19,48%;
- признати за новия ценови период – 14,25%.

2. Възражението по отношение на цялостното непризнаване за регулаторни цели на разходите за инкасиране на топлинна енергия се приема.

Корекцията е отразена в Справка № 1 „Разходи за производство“ до размера на

отчетените от дружеството разходи за инкасиране на топлинна енергия за 2022 г., завишен с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 15,3% за периода януари 2022 г. – декември 2022 г. спрямо периода януари 2021 г. – декември 2021 г.

Разходите за инкасиране на топлинната енергия са следните:

- заявени за новия ценови период – 5 331 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 4 105 хил. лв.;
- признати за новия ценови период – 4 735 хил. лв.

3. Възражението по отношение на корекциите на разходите за заплати и възнаграждения за персонала не се приема.

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. По отношение на разходите за възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Няма материалноправна разпоредба, която да изисква разходите за заплати и възнаграждения да се определят на база средна заплата в сектора или в региона. Дружеството има самостоятелност, в рамките на която може да увеличи заплатите в рамките на спестени разходи по целия технологичен процес при условията на добър мениджмънт. Увеличението на работните заплати до достигане на средните за отрасъла ще става плавно в годините, а не шоково увеличение на цените за клиентите. Достигането до средната заплата в отрасъла е процес, обвързан и с други условия и при наличие на възможност.

Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Комисията е коригирала разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи) на база отчетените за базисната година, които е завишила със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ, в съответствие с т.1.3 от общия подход.

Разходите за заплати и възнаграждения са следните:

- заявени за новия ценови период – 65 799 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 52 626 хил. лв.;
- признати за новия ценови период 60 678 хил. лв.

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

Комисията е приела предложената от дружеството стойност на нормата на възвръщаемост, посочена в Справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“,

Нормата на възвръщаемост на капитала е изчислена от „Топлофикация София“ ЕАД в размер на 4,45%, при следните параметри: дял на собствения капитал – 98,86%; дял на привлечения капитал – 1,14%, както и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 4%.

5. Възражението по отношение на корекция на разходите за ремонт и разходи за въоръжена охрана не се приема.

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. По отношение на разходите за ремонт и въоръжена охрана, които са условно-постоянни разходи, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Комисията счита, че за целите на регулирането, коригирането на разходите за ремонт е извършено при съблюдаване на т. 1.2 от общия подход. Дружеството следва да извършва необходимото планиране, при минимални разходи и средства, и да извършва ремонти с нужното качество, така че да не се застрашава безопасната експлоатация на производствените и топлопреносните съоръжения, както и сигурността и качеството на топлинната и електрическата енергия, доставяна на клиентите на дружеството. Комисията няма задължение да отразява в цените предвидените нива на ежегодните повишения на разходи за ремонти. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за ремонти, свързани с лицензионната дейност, следва да бъдат по-високи, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Не могат да бъдат приети доводите на дружеството по отношение на разходите за въоръжена охрана и обвързването им с увеличението на минималната работна заплата считано от 01.04.2022 г., доколкото посоченото увеличение е включено в отчетените разходи за 2022 г., които са приети от КЕВР и допълнително завишени с 15,3 % средногодишна инфлация.

Комисията е коригирала разходите за ремонт и въоръжена охрана в съответствие с т. 1 и т.1.2 от общия подход.

Разходите за ремонт са следните:

- заявени за новия ценови период – 6 702 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 4 127 хил. лв.;
- признати за новия ценови период 4 575 хил. лв.

Разходите за въоръжена охрана са следните:

- заявени за новия ценови период – 4 511 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 3 542 хил. лв.;
- признати за новия ценови период - 4 084 хил. лв.

6. Възражението по отношение на разходите за амортизация в преноса не се приема.

Разходите за амортизации за регулаторни цели са изчислени на база отчетната стойност на активите за производство и пренос и съответните амортизационни квоти при 15 г. за активите в производството и 30 г. за активите в преноса на топлинна енергия. При определяне на амортизационните квоти е съобразен техническият полезен живот на активите, като по отношение на активите в преноса са взети предвид извършените инвестиции в мрежата с подмяна на тръбите с предварително изолирани, което води до по-дълъг полезен живот.

Комисията е коригирала разходите за амортизации в преноса в съответствие с т.1.1 от общия подход.

Разходите за амортизации са следните:

- отнесени към топлинната енергия производство – заявени 12 549 хил. лв.;
- отнесени към топлинната енергия пренос – заявени 18 796 хил. лв.;
- отнесени към топлинната енергия производство – коригирани 14 466 хил. лв.;
- отнесени към топлинната енергия пренос – коригирани 12 641 хил. лв.

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

„Топлофикация София“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение, %
I. Условно-постоянни разходи, хил. лв., в т.ч.:			
1. Разходи за амортизации, отнесени към електрическата енергия, хил. лв.	3 572	3 111	-12,90
2. Разходи за амортизации, отнесени към производството и преноса на топлинната енергия, хил. лв.	31 345	27 107	-13,52
3. Разходи за ремонт, отнесени към производството на електрическа енергия, хил. лв.	348	263	-24,42
4. Разходи за ремонт, отнесени към производството и преноса на топлинната енергия, хил. лв.	3 703	3 389	-8,48
5. Разходи за ремонт, отнесени към двата продукта, хил. лв.	2 651	1 105	-58,43
6. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	65 799	60 678	-7,78
7. Начисления, свързани с разходите за заплати (социални осигуровки и социални разходи), хил. лв.	29 688	27 436	-7,58
8. Разходи за въоръжена и противопожарна охрана, хил. лв.	4 511	4 084	-9,46
9. Експертни и одиторски разходи, хил. лв.	346	223	-35,55
10. Инкасиране на топлинна енергия, хил. лв.	5 331	4 735	
11. Квалификация, хил. лв.	232	180	-22,41
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	465 620	464 095	-0,33
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	19,63	14,25	-5,23
2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	3 694 643	3 942 074	+6,70

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

„Топлофикация София“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	955,92
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	714,94
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	137,93
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	133,79

Ценообразуващи елементи на изчислените цени:

- Необходими годишни приходи – 1 112 194 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 1 091 514 хил. лв., от които условно-постоянни – 156 079 хил. лв. и променливи – 935 435 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 464 713 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 4,45%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 757 993 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 942 074 MWh.

2. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-49-4 от 31.03.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 169,36 лв./MWh;
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 – 168,36 лв./MWh;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 531,80 лв./MWh.

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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	598,52	465,58	531,80	+14,22
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	137,66	137,66	169,36	+23,03
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	136,66	136,66	168,36	+23,20

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природен газ – 1 077,74 лв./knm³.

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 2023 г. – м. юни 2024 г., които са изчислени от дружеството в размер на 479 353 лв. без ДДС. Посочва се, че тези средства ще бъдат за изпълнение на мерки за повишаване на енергийната ефективност, с които „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД ще изпълни определената му за периода от 01.01.2023 г. до 30.06.2024 г. цел за енергийни спестявания при

крайното потребление на енергия.

С писмо с изх. № Е-14-49-4 от 12.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация по отношение на обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, която е представена с писмо с вх. № Е-14-49-4 от 25.04.2023 г.

„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 322 816 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 2022 г. в размер на 9 756 MWh и за новия ценови период прогнозира топлинната енергия за собствени нужди в размер на 10 000 MWh, като посочва, че планираното увеличение с 244 MWh се дължи на лекия ръст в топлинната енергия за отопление на работните помещения и увеличение на потреблението на топлинна енергия с пара поради увеличение на работните часове на инсталация Когенерация спрямо 2022 г. Общата продължителност на работа на всички водогрейни котли се очаква да бъде 4 147 часа.

Прогнозни количества топлинна енергия за технологични разходи – са в размер на 9 250 MWh и дружеството посочва, че съответстват на достигнатите нива през последните шест години. В резултат от отстранените пробиви през 2022 г. дружеството отчита тенденция за намаление на загубите на топлинна енергия от подпитка, при което прогнозира технологични разходи на топлинна енергия от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа в размер на 14 500 MWh. Дружеството прогнозира загубите на топлинна енергия от излъчване в размер на 89 227 MWh, като това количество представлява намаление с 21 609 MWh спрямо най-добрия постигнат резултат през ценовия период 2019 г. – 2020 г., когато дължината на топлопреносната мрежа е била в размер на 182,5 km. Въз основа на така описаните елементи на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, за новия ценови период дружеството прогнозира технологичните разходи по преноса на топлинна енергия да бъдат 112 977 MWh или 35,00% от прогнозното производство на топлинна енергия, като са посочени аргументи в тази посока (дълга топлопреносна мрежа със сравнително ниска плътност).

Прогнозното количество електрическа енергия за собствени нужди и трансформация е в размер на 10 140 MWh, което е с 836 MWh повече от отчетеното през 2022 г. Завишението основават на по-продължително използване на инсталацията, през което време необходимата електрическата енергия няма да се закупува, а ще е собствено производство. Дружеството планира електрическата енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия да се увеличи със 184 MWh, което се дължи на по-продължителната работа на Когенерацията спрямо 2022 г. За инсталация Когенерация, за ценовия период предвижда един по-продължителен престой за ремонт за 7 календарни дни през месец октомври 2023 г.

Регулаторна база на активите – стойността на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията е калкулирана съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ. Активите за новия ценови период са базирани на одобрените с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., като към тях са добавени придобитите за периода и са извадени отписаните активи и амортизационните отчисления. Основни позиции са производствените централи и топлопреносната мрежа с всички прилежащи ѝ компоненти. 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 производството и на двата продукта. С цел оптимизация на производството и подобряване на технико-икономическите и екологични показатели през 2022 г. на площадките на ТЕЦ „Пловдив – Север“ (3 броя) и ОЦ „Пловдив Юг“ (2 броя) са въведени в експлоатация водогрейни котли с номинална мощност от 19 MW всеки. Съоръженията представляват подмяна на вече изведени от експлоатация енергийни съоръжения и ще служат за покриване на върхови товари при нужда от по-големи топлинни мощности в топлопреносната мрежа, както и при невъзможност да бъде използвана основната производствена когенерационна централа. Новоизградените съоръжения притежават горивна инсталация от съвременен тип с по-добри технологични и екологични показатели от заместените, като са проектирани да покриват съвременните критерии за висока ефективност при производство на топлинна енергия, както и да изпълняват изискванията по отношение на екологичните норми. Новоизградените активи служат само за производство на топлинна енергия и стойността им е отнесена в частта за топлинна енергия в разделно производство. Увеличението на РБА за производство на топлинна енергия се отразява на цената на топлинната енергия чрез признаването на тяхната възвръщаемост, като води до нейното повишаване. Стойността на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи ѝ компоненти, са отнесени към РБА, свързани с преноса на топлинна енергия. Други 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 2022 г., съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За периода януари-декември 2022 г. съотношението на отработените часове за дейности, свързани с производство, са 97 926 часа, а тези свързани с пренос 93 107 часа. На тази база 51% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределят за производство на енергия, а 49% се разпределят 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. Към НОК дружеството е включило и разходите представляващи корекции на установени разлики от предходни ценови периоди съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, тъй като счита, че това са оборотни средства, които не са били включени в предходно ценово решение на КЕВР. В резултат на направените изчисления, дружеството предлага да се утвърди НОК в размер на 16 184 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 финансираня на обща стойност 378 хил. лв. След направените изчисления за РБА дружеството е получило 171 689 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 – 1,64%. Въз основа на използваните източници, дружеството посочва, че безлостовият β коефициент за дружествата в енергийния сектор в Европа е 0,50, а този коефициент, при капиталова структура (15,4/84,6) и размер на данъчната ставка 10%, се преобразува в лостов β коефициент със стойност – 0,584. Дружеството предлага Пазарна рискова премия в размер на 8,70%, която е получена като сбор от стойностите на системния риск (5,94%) и специфичния държавен риск за България (2,76%). След извършените изчисления, дружеството е получило Норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 6,72%, а Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 4,40% и 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 – 6,99%.

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации – планирани са в размер на 13 036 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 „Машины, 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 563 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 5 193 хил. лв., която сума е формирана от разходи за заплати и възнаграждения в размер на 4 181 хил. лв. и начисления, свързани с действащото законодателство в размер на 1 012 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 5,2% до 10 453 хил. лв., като тези разходи са планирани на база на отчетните разходи през 2022 г., индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 15,3% за периода януари 2022 г. – декември 2022 г. спрямо периода януари 2021 г. – декември 2021 г.

Вътрешно-групови разходи, свързани с дейността – планирани са в размер на 3 456 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 174 хил. лв., като са получени на база отчетни данни за приходите от услуги, индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 15,3% за периода януари 2022 г. – декември 2022 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 29 045 хил. лв.

Променливи разходи – планирани са в размер на 143 551 хил. лв., което е намаление с 5,3%.

Разходи за материали – дружеството посочва, че се наблюдава намаление на

разходите за материали спрямо базисната 2022 г., като основна тежест има разходът за природен газ. Прогнозните разходи са изчислени с цена на природен газ базирана на сетълмент цени за финансов фючърс за хъб TTF от EEX към ден на търговия 10.03.2023 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 1 237 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 137 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 237 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 1 140 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 22.03.2022 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 81 299 безплатни квоти, като за 2022 г. са 16 548, а за 2023 г. са 16 929. За периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. дружеството прогнозира за закупуване общо за двете централи (ТЕЦ „Север“ и ОЦ „Юг“) 132 201 t CO₂ квоти, при цена 193,87 лв./t или прогнозните разходи възлизат в размер на 25 629 хил. лв.

Разходи за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия – прогнозираните са в размер на 423 хил. лв. на база сумарен небаланс в размер на 2,5% от планираните продажби на електрическа енергия, остойностени със среднопредетеглените цени за отчетния период 2022 г.

В обосновката дружеството е представило извършени изчисления относно корекциите на разходите за природен газ и за CO₂ квоти.

В Искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ, което е приложение към заявлението за цени за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., дружеството отправя искане за включване в необходимите приходи на ЕВН ТР на сумата от 3 279,9 лв. без ДДС за годишни индивидуални цели за енергийни спестявания в размер на 0,57 GWh, представляващи необходими годишни приходи за периода от 01.01.2021 г. до 30.06.2023 г. за финансиране на мерки при крайните клиенти за повишаване на енергийната ефективност. В тази връзка, са изложени съответните доводи.

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 80,0 MW.

Образуване на цените:

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

- разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (социални осигуровки и социални разходи) са увеличени на база отчетните данни за базисната година,

със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и при спазване на т. 1.2 и 1.3 от общия подход;

- разходите за мениджърски и консултантски (по договор за командироване), за счетоводство и други финансови разходи, човешки ресурси, правни и корпоративни въпроси, клиентско обслужване и разходи за координатор на балансираща група не са признати като част от условно-постоянните разходи, тъй като са неприсъщи за лицензионните дейности и не следва да бъдат заплащани чрез цените на енергията от клиентите на дружеството, като корекциите са направени и в съответствие с общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

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

- разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период 01.07.2023 – 30.06.2024 г. не са признати. Дружеството е направило обща оценка, без обосновка и без доказателства дали са извършени тези разходи, какви мерки са предприети и как са остойностени.

- корекциите за природен газ и за CO₂ квоти, 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.

Прогнозни емисии CO₂ – 132 201,00 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t. X 132 201,00 t = 22 753 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 78 345,00km³.

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, в контекста на извършените и предстоящи инвестиции в топлопреносната мрежа и в съответствие с т. 6 от приетия общ подход.

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

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 91,92 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,86 + 3,05 = 3,91 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 95,82 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**

		2022/2023 г.													
		Отчетни данни													
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	45 500	21 743	46 301	53 225	76 986	102 783	103 037	92 196	90 870	67 063	52 570	49 240	801 513	
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	117,32	
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	181,23	294,47	343,65	226,78	120,72	143,27	178,54	124,14	106,74	95,87	96,43	97,42	152,82	
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-3 020,35	-3 888,93	-10 700,58	-6 001,15	-349,99	-2 812,07	-6 348,82	-637,78	961,61	1 361,85	2 090,71	2 386,65	-26 959	
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	152,09	
		-4,94	-3,42	-9,56	-6,58	-2,29	-2,82	-0,79	-0,20	0,00	-2,29	18,88	28,57		
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	183,70	296,18	348,43	230,07	121,87	144,68	178,94	124,24	106,74	97,01	77,55	68,85	150,95	

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	120 444
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	2 089,49

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-34 682,91	-36 173,57	-1 490,66

$$H_t = Q_g * (C_{pg} - C_{pl})_t + Q_e * (C_{pe} - C_{pl})_t \pm Pt-1 = \boxed{-26\,360,02}$$

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-49-7 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. По отношение на т.нар. **„Вътрешногрупови разходи, свързани с дейността“** дружеството не е съгласно с непризнаването им. Дружеството посочва, че има право да възлага изпълнението на отделни части от лицензионната дейност или на други, свързани с нея дейности на трети лица. Именно от тази възможност се е възползвало, като е възложило извършването на административни дейности на „ЕВН Център за услуги“ ЕООД (дружество, свързано с ЕВН ТР). Това е направено с цел оптимизиране на дейността и по-ефективно изпълнение на лицензионните задължения. С цел избягване на дискриминация по отношение на другите дружества в сектора, при които тези разходи са признати (ако и не под наименованието „Вътрешногрупови разходи, свързани с дейността“) счита, че подходът следва да се коригира и вътрешногруповите разходи, свързани с дейността да се признаят изцяло.

2. По отношение на **разходите за балансиране** дружество посочва, че непризнаването на присъщо-необходими разходи и не включването им в цените, във всеки случай се отразява в непълно възстановяване на икономически обосноваваните разходи за дейността и намаление на утвърдената възвръщаемост.

3. По отношение на **технологичните разходи на топлинна енергия по преноса** дружество посочва, че липсва каквато и да е обосновка за драстичното намаляване на процента на технологичните загуби, като предполага, че е техническа грешка, допусната при коригирането на тази компонента. Заявява, че въпреки усилията, които полага и дори (чисто хипотетично) да се предположи, че разполага с необходимите ресурси за целта, на практика е невъзможно технологичните загуби по мрежата да се намалят с повече от 50 % само за една година.

4. По отношение на **корекцията по въглеродни емисии** посочва, че заявеното необходимо количество емисии въглероден диоксид в размер на 124 741 t е намалено на 120 444 t, без да е посочена причината за това.

5. По отношение на **корекцията по природен газ** дружеството посочва, че при изчисляване на тези разходи е приложена средногодишна прогнозна цена на природния газ, а не цена по тримесечия, което е в разрез с изложеното в т. 11 от общия подход. Дружеството счита, че този подход води до изкривяване на размера на признатите разходи и е редно да се приложи прогнозна цена по тримесечия, както правилно е посочено в т. 11, а не средногодишна прогнозна цена, както това е направено в т. 1 от таблицата, съдържаща се на стр. 38 от Доклада.

6. По отношение на **корекцията за период Pt-1** дружеството посочва, че за поредна година калкулация 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 извършена погрешно. Твърди, че в заявлението, във основа на задълбочен анализ и изчисления, основани на реално постигнатите цени на природния газ за периода от 01.7.2021 г. до 30.6.2022 г., се обосновава, че следва да бъдат признати допълнителни разходи за природен газ в размер от 1 367 хил. лв. Съответно, що се отнася до разходите за въглеродни емисии, то те следва да се коригират допълнително с 950 хил. лв., което е резултат на разликата между прогнозните и реалните разходи, използвани за определяне на Нt-1. Тези разлики, възлизащи общо на 2 317 хил. лв. (ведно със сумата от 903 хил. лв. за ценовите периоди, предхождащи период Pt-1), не само не са отчетени, но и без ясна мотивировка е посочено, че променливите разходи за природен газ и въглеродни емисии следва да се намалят с още 407,83 хил. лв. (видно от таблица на стр. 38), което намаление остава изцяло необосновано от Комисията.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на „Вътрешногрупови разходи, свързани с дейността“ се приема.

Разходите за: мениджърски и консултантски услуги, счетоводни и др. финансови дейности, човешки ресурси, правни и корпоративни въпроси, покупки и склад, клиентско обслужване и разходи за координатор на балансираща група са приети до нивото на отчетената стойност за 2022 г и отразени в справка № 1 „Разходи за производство“ в съответствие с особеностите на организационната структура на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ (в т.ч. вътрешногрупови разходи, свързани с дейността), са като следва:

- заявени за новия ценови период – 10 453 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 8 774 хил. лв.;
- признати за новия ценови период – 10 162 хил. лв.

Разходите за закупена енергия в производството са приети до нивото на отчетената стойност за 2022 г.

2. Възражението по отношение на разходите за балансиране не се приема.

Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия и на природен газ, 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. Корекциите са направени в съответствие с т.1.4. от общия подход.

3. 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 от 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 добавячната 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 2022 г. – 43,12%;
- признати за новия ценови период – 23%.

4. Възражението по отношение на корекцията по въглеродни емисии не се приема.

Комисията е извършила корекция на заявените от дружеството количества закупени квоти парникови газове (CO₂) за периода 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. от 124 741 t на 120 444 t. Количествата емисии CO₂, отделени при производството на електрическа и топлинна енергия, за периода 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г. са изчислени на база данните от Приложение № 2 в заявлението на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, както следва:

- отчетни данни за консумацията на природен газ от м. юли 2022 г. до м. февруари 2023 г. вкл. (MWh);
- прогнозни данни за консумацията на природен газ от м. март 2022 г. до м. юни 2023 г. вкл. (MWh);
- отчетни данни за долна топлина на изгаряне на природния газ от м. юли 2022 г. до м. февруари 2023 г. вкл. (kcal/nm³);
- прогнозни данни за долна топлина на изгаряне на природния газ от м. март 2022 г. до м. юни 2023 г. вкл. (kcal/nm³) и от данни на МОСВ:
- емисионен фактор 55,51 t/TJ;
- коефициент на окисление 0,995.

Корекциите на необходимите приходи са извършени в съответствие с т. 14 от общия подход.

5. Възражението по отношение на корекцията по природен газ не се приема.

Цитираната от дружеството т. 11 от общия подход се отнася за прогнозните разходи за природен газ, докато корекцията на необходимите приходи, съгласно чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ, е описана в т. 14 от общия подход. В таблицата на стр. 38 от Доклад са представени данните за корекциите на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ.

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ 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 газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа.

В съответствие с представените отчетни данни на дружеството относно количествата природен газ, консумирани помесечно за изминалия ценови период и заложените стойности по тримесечия за прогнозната цена на природния газ от 01.07.2022 г. е изчислена прогнозната индивидуална цена за изминалия ценови период, при която са определени съответните цени, считано от 01.07.2022 г. С наличието вече и на постигнатите цени, по които дружеството е закупувало горивото, се изчислява разликата, която представлява съответно надвзетия или недовзет приход.

В съответствие с чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ, при утвърждаване на цените на топлинната енергия и 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 следната формула:

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

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

Q_g - отчетено количество природен газ за ценовия период, MWh;

C_{pg} - индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена по реда на ал. 8, т. 2, лв./MWh;

C^I - отчетена 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 газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./ MWh;

Q_e - отчетено количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;

C_{pe} - прогнозна цена на въглеродните емисии, лв./тон;

C^{II} - отчетена средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

P - разлика между прогнозните и отчетните 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.

В случай че постигнатата помесечна цена на природния газ (C_p) по чл. 8, ал. 10: от НРЦТЕ, съответно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ:

1. е по-висока от утвърдената от Комисията цена за съответния месец, по която общественият доставчик продава природния газ на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия (C_{bg}), 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 природния 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 (Цп¹), изчислена по формула:

$$Цп^1 = 0,5 * (Цбг + Цп).$$

Корекциите на необходимите приходи са извършени в съответствие с т. 14 от общия подход.

6. Възражението по отношение на корекцията за период Pt-1 се приема.

Корекциите на необходимите приходи са 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.

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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

Корекциите на необходимите приходи са извършени в съответствие с т. 14 от общия подход.

За „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД извършените корекции са следните:

- недозет приход от природен газ: -26 959 хил. лв.;
- надзет приход от въглеродни емисии: 2 089,49 хил. лв.;
- Нt разликата от предходния регулаторен/ценови период (прогноза): -34 682,91 хил. лв.
- Нt разликата от предходния регулаторен/ценови период (отчет): -36 173,57 хил. лв.
- Pt-1 - разликата между прогнозните и отчетените разходи за предходния регулаторен/ценови период: -1 490,66 хил. лв.;
- Нt е размерът на разликата от предходния регулаторен/ценови период: -26 360,02 хил. лв.

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

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД			
Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение, %
I. Условно-постоянни разходи, хил. лв., в т.ч.:			
1. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	4 181	4 340	+3,8
2. Начисления, свързани с разходите за заплати (социални осигуровки и социални разходи), хил. лв.	1 012	1 040	+2,76
3. Мениджърски и консултантски (по дог. за командироване)	427	370	-13
4. Счетоводство и други финансови разходи	458	398	-13
5. Човешки ресурси	221	191	-14
6. Правни и корпоративни въпроси	371	322	-13
7. Клиентско обслужване	271	235	-13
8. Разходи за координатор на балансираща група	2	2	
II. Променливи разходи, хил. лв., в т.ч.:			

1. Разходи за закупена енергия	1 238	1 210	-2.2
2. Балансираща енергия, хил. лв.	423	0	
3. Корекция газ	30 901	0	
4. Корекция CO ₂ , общо, хил. лв.	-810	0	
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	171 689	170 616	-0,62
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	35,00	23,0	-12
2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	209 839	228 689	+8,98%

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

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	506,12
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	265,14
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	137,96
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	136,96

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 147 321 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 135 382 хил. лв., от които условно-постоянни – 28 941 хил. лв. и променливи – 106 441 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 170 798 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,99%
- Количество електрическа енергия – 282 870 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 269 734 MWh
 - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 13 136 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 689 MWh.

3. „Топлофикация-Плевен“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-04-6 от 01.04.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 209,01 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 215,03 лв./MWh;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 582,24 лв./MWh.

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,	Цени на енергията по	Предложени цени за	Изменение, %
-------------------	---------------------------	-----------------------------	---------------------------	---------------------

	утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4- к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	717,55	549,66	582,24	+5,93
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	96,88	96,88	215,03	+121,95
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	110,24	110,24	209,01	+89,59

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с прогнозна цена на природния газ – 1 227,54 лв./ knm^3 без ДДС.

„Топлофикация-Плевен“ АД е приложило документи, съгласно подробен опис към заявлението. Към него е приложен неаудитиран финансов отчет за 2021 г., като не са приложени справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2021 г.

С писмо с изх. № Е-14-04-6 от 12.04.2023 г., от дружеството е изисквана допълнителна информация относно: попълнени справки за прилагането на ЕССО за целите на регулирането в съответствие с чл. 37 от ЗЕ и т. I.8 от писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на КЕВР, която е представена в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-04-6 от 24.04.2023 г. В допълнение е изпратено и актуализирано Приложение № 2 към заявлението.

„Топлофикация-Плевен“ АД е представило следната обосновка:

1. Техничко-икономическите показатели за новия ценови период са на база постигнатите производствени показатели през предходните няколко години, като разчетът е направен на основата на оптимално натоварване на основните съоръжения през разчетния период. През месец октомври 2023 г. е планиран ремонт на гореща секция на газовата турбина, както и ремонтни дейности по котел-утилизатора. Поради това дружеството очаква занижено производство на електрическа енергия за м. октомври 2023 г. Запазват се постигнатите през последните години нива на разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия. За електрическата енергия разчетът за разходната норма за производство е 137,75 гр.у.г./кWh, а за топлинната енергия разходната норма е 149,17 кг.у.г./MWh при постигнати през 2022 г. съответно 138,95 гр.у.г./кWh и 148,02 кг.у.г./MWh.

2. Според дружеството заложените в разчета за новия ценови период технологични параметри гарантират постигане на критерия за ефективност на работа на централата от 80%. Очакваната за новия ценови период ефективност е 80,47%, която е по-висока от постигнатата през отчетната 2022 г. Като основа на разчета е очакваното повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия със запазване на нивото на собствените нужди на електроенергия. Дружеството предвижда произведената електроенергия да бъде 317 350 MWh, а електрическата енергия за собствени нужди да бъде 24 850 MWh без да има закупена електроенергия през периода, или 7,83% от произведената електрическа енергия. Увеличението на произведената електрическа енергия спрямо отчетната година е с 24 812 MWh. Причината за това предвиждано увеличение е фактът, че изминалата 2022 г. се отличава със значително по-високи от нормалното температури на околната среда през зимните месеци, извършените аварийни ремонти на котел-утилизатора, газовата турбина и генератора през месеците април и май 2022 г., както и пълното спиране на централата през м. септември 2022 г. за извършване на неотложен ремонт на главен парен колектор на централата.

3. Дружеството предвижда увеличение на количествата топлинна енергия за реализация с топлоносител гореща вода спрямо нивото на отчетеното през 2022 г. с около

24 000 MWh, като причина за това са значително по-високите от нормалното температури на околната среда през изминалите зимни месеци. Планира се и незначително увеличение на количеството топлинна енергия с топлоносител пара, а реализираната пара да достигне до 35 700 MWh.

4. Дружеството посочва, че при тези допускания, разходът на природен газ за разчетния период е 98 259 kNm³ или увеличение с 7,9%, 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 актуалната към 31.03.2023 г. цена на природния газ от 106,74 лв./MWh, актуалната цена за пренос – 1,0988 лв./MWh. и постигнатата от дружеството индивидуална цена на капацитетни продукти за м. февруари 2023 г. в размер на 5,0078 лв./MWh., която е различна от утвърдената от КЕВР индивидуална цена за капацитет, поради рязкото увеличение на цените за капацитетни продукти от страна на „Булгаргаз“ ЕАД от м. февруари 2023 г.

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 186 808 t CO₂. Те са остойностени на база средна цена на емисиите CO₂ за м. февруари 2023 г. в размер на 95 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. март и за м. февруари 2023 г., като общият размер на недовзет приход е 38 843 хил. лв.

7. Необходимите годишни приходи са установени при спазване на Указания-НВ по приложения модел /справки от № 1 да № 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 2022 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 01.07.2023 г. -30.06.2024 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2022 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 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 2022 г.

11. Разходите за гориво в отчетния период за 2022 г. са 140 631 хил. лв., като са приспаднати компенсациите по РМС № 31 в размер 20 576 хил. лв. Реално разходът за газ е 161 207 хил. лв.

12. В променливите разходи за отчетния период, разходите за закупена енергия са 854 хил. лв., като са приспаднати компенсациите по РМС в размер на 691 хил. лв. Стойността им без тях е 1 545 хил. лв.

13. Разходите за ремонт за 2022 г. са 4 504 хил. лв., през отчетния ценови период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. са 5 061 хил.лв. и прогнозните разходи за новия регулаторен период са в размер на 6 143 хил. лв. Увеличението е главно поради предстоящите частични ремонти на газовата турбина и ремонта на ротора на генератора на когенерацията. 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.

14. Нормата на възвращаемост на капитала е 6,79%. Дружеството отбелязва, че ставката за възвращаемост на собствения капитал е силно занижена и затруднява не само понататъшното инвестиране, но и текущите разплащания към доставчици, в частност към „Булгаргаз“ ЕАД.

15. Дружеството е използвало фиксиран коефициент за разпределение на горивото в производството – 0,3775.

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

17. Разходите за заплати през новия регулаторен период са 6 000 хил. лв. По предварителни данни на НСИ, през януари 2023 г. месечната инфлация, измерена с индекса на потребителските цени (ИПЦ), е 1,1% спрямо предходния месец, а годишната инфлация за януари 2023 г. спрямо януари 2022 г. е 16,4%. През януари 2023 г. месечната инфлация, измерена с хармонизирания индекс на потребителските цени (ХИПЦ), е 1,0% спрямо предходния месец, а годишната инфлация за януари 2023 г. спрямо януари 2022 г. е 14,1%. Месечната средна работна заплата в отрасъл „Енергетика“ за 2022 г., съгласно данни на НСИ е 2 669 лв., а за „Топлофикация-Плевен“ АД е 2 322 лв. Въпреки направените увеличения на заплатите през изминалата година, дружеството продължава да изостава с около 15%. Предвидено е индексирание на заплатите на служителите.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 68 MW.

Образуване на цените:

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

- разходите за амортизации, отнесени към електрическата енергия и към производството и преноса на топлинна енергия са коригирани, в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- прогнозните разходи за ремонт и разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (социални осигуровки и социални разходи) са коригирани на база отчетните данни за базисната година със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и при спазване на т. 1.2 и т. 1.3. от общия подход;

- прогнозните разходи за „такса събрано инкасо“ не са признати като част от условно-постоянните разходи, тъй като са неприсъщи за лицензионните дейности и не следва да бъдат заплащани чрез цените на енергията от клиентите на дружеството, като корекцията е направена в съответствие с приетия общ подход;

- корекцията за природен газ и за CO₂ квоти, посочена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“ не се признават като ценообразуващ елемент, формиращ условно-постоянните 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.

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

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

Прогнозни емисии CO₂ – 168 165 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t X 168 165 t. = 28 943 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 98 259,00 knm³.

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

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

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2023 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 91,29 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $1,03 + 3,78 = 4,81$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 96,10 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

		Отчетни данни												
месец		07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	60 722	61 967	38 565	64 852	80 213	114 470	109 562	102 099	92 101	70 265	62 698	63 076	920 589
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25	117,25
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	185,98	297,46	352,71	232,79	123,24	146,17	179,27	124,60	106,74	106,74	106,74	106,74	160,94
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-4 179,11	-11 180,45	-9 090,20	-7 511,30	-462,03	-3 301,32	-6 798,52	-723,88	967,98	1 341,36	2 489,11	3 052,88	-35 395
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	155,75
		-0,19	-0,43	-0,50	-0,57	0,23	0,08	-0,06	0,26	0,00	8,58	29,19	37,89	
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	186,07	297,68	352,96	233,07	123,01	146,09	179,30	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	155,70

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	141 519
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	2 455,10

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-47 849,81	-47 849,81	407,83

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{пl}) + Q_e * (C_{пе} - C_{пl}) \pm P_t - 1 = -32 532,55$$

„Топлофикация-Плевен“ АД е представило становище с вх. № Е-14-04-7 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. По отношение на **цената на природния газ**, определена в Доклада, дружеството счита, че Комисията коректно е определила индивидуалната цена на природния газ за новия регулаторен период в размер на 91,29 лв./MWh. Заявява, че постигнатите през настоящия регулаторен период цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, съответно 1,03 и 3,78 лв./MWh, не кореспондират с действащите в момента цени, по които „Булгаргаз“ ЕАД начислява тези разходи. Дружеството посочва, че от м. февруари 2023 г. „Булгаргаз“ ЕАД начислява разходите за пренос и достъп при цени съответно 1,0988 и 5,266 лв./MWh. Обръща внимание, че цитираната цена от 5,266 лв./MWh е само за годишен капацитетен продукт, а дружеството се нуждае от закупуване и на тримесечни и месечни капацитетни продукти. Счита за обосновано Комисията да определи цената за достъп и пренос както следва: $1,0988 + 5,266 = 6,3648$ лв./MWh. Също така посочва, че разходът за добив на природен газ от ПГХ „Чирен“ е обоснован от задължението за изпълнение на разпоредбите на Регламент (ЕС) № 1938/2017 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 г., относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ, както и на разпоредбите на Плана за действие при извънредни ситуации. Обръща внимание, че за възникването на този обоснован разход е уведомило Комисията с писмо с вх. № Е-14-04-6 от 24.04.2023 г., като освен информацията, обуславяща този разход, е представено и коригирано Приложение № 2 към заявлението. Разходът за добив на 203 371,934 MWh природен газ от ПГХ „Чирен“, пресметнат спрямо индивидуалната цена от 91,29 лв./MWh, е в размер на 32 277 хил. лева или 30,3876 лв./MWh и според дружеството следва да бъде взет под внимание при определяне на крайната индивидуална цена на природния газ.

2. По отношение на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия** дружеството категорично възразява срещу намаляването от страна на Комисията на технологичните разходи на топлинна енергия по преноса въз основа на т. 6 от общия подход от 44,15% на 29,98%. Не е съгласно с факта, че 42 444 MWh топлинна енергия са прибавени механично към топлинната енергия за разпределение с топлоносител гореща вода. Посочва, че Комисията е извършила своите пресмятания за определяне на цената на топлинната енергия, отнасяйки разходите към 244 644 MWh, което се различава от предложението на дружеството. Според дружеството няма никакъв технически аргумент, който да оправдае такова механично смесване на намаляването на технологичните загуби с количеството реализирана топлинна енергия. Настоява при определяне на цената на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, КЕВР да извърши своите изчисления с предложеното от тях количество топлинна енергия за реализация - 202 200 MWh.

3. Дружеството обръща внимание, че няма механизъм за компенсирание на приходите между действително реализирана борсова цена и определената прогнозна. Като аргумент посочва, че към края на месец май реално постигнатата среднопредтеглена цена на дружеството е по-ниска, сравнена с прогнозната, а именно 403,92 лв./ MWh към 427,46 лв./MWh, определена от Комисията. Посочват, че след като се включи борсова цена - 200 лв./MWh за месец юни се получава още по-ниска среднопредтеглена цена за периода 387,82 лв./MWh, което е ~40 лв./MWh по-ниска цена от прогнозната.

4. По отношението на **работните заплати** посочва, че проблемът в дружеството се задълбочава и в следствие на това, независимо, че са направили индексация на фонда през 2022 г. работници и служители продължават да напускат, а имайки предвид и тези, които напускат поради настъпила пенсионна възраст, проблемът става сериозен. Дружеството посочва, че въпреки увеличението, което им е признато с 15,3%, не успяват да достигнат средната работна заплата за отрасъл „Енергетика“, която за 2022 г. е 2 669 лв., а за „Топлофикация-Плевен“ АД към май 2023 г. е 2 255 лв.

5. По отношение на **разходите за „такса събрано инкасо“** дружеството възразява срещу непризнаването им. Посочва, че тези разходи са от утвърдените от Комисията разходни позиции на УПР. В тази позиция не влизат разходите, свързани с услугата „дялово

разпределение“. В „такса събрано инкасо“ се осчетоводява комисионната по договор с фирмите за отпечатване на фактурите за топлинна енергия, такса за получени плащания чрез ePay.bg и други такива, които са част от лицензионната дейност на дружеството.

6. По отношение на **разходите за ремонти** посочва, че сравнение с тези за отчетния период на 2022 г. не е удачно, защото оборудването, което предстои да се ремонтира е различно от ремонтираното през 2022 г. и подобен подход води до подценяване на планираните разходи. Счита, че увеличаването на признатите разходи с годишната инфлация за страната от 15,3% е некоректно. Дружеството заявява, че основната част от разходите за ремонти са свързани с труд на чуждестранни специалисти и части от внос, като инфлацията на тези разходи е значително по-голяма. Ръстът на цените на металите през 2022 г. е значително по-голям от 15%, а това е много по-показателно за ръста на разходите за ремонти. Всичко това води до значително подценяване на необходимите средства за ремонт през новия ценови период.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на цената на природния газ не се приема.

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ 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 01.07.2023 г. до 30.06.2024 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-Плевен“ АД в Приложение №2.

Комисията не е извършвала корекции на заявените количества природен газ.

2. Възражението по отношение на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия и количествата топлинна енергия 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 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 – 44,15%;
- отчетени за 2022 г. – 46,84%;
- признати за новия ценови период – 32,05%.

3. Възражението на дружеството, че няма механизъм за компенсиране на приходите между действително реализирана борсова цена на електрическата енергия и определената прогнозна не се приема.

Корекции на необходимите годишни приходи се извършват съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. Разпоредбите предвиждат корекция да се извършва само 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.

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.

4. Възражението по отношението на работните заплати не се приема.

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация.

По отношение на разходите за възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Няма материалноправна разпоредба, която да изисква разходите за заплати и възнаграждения да се определят на база средна заплата в сектора или в региона. Дружеството има самостоятелност, в рамките на която може да увеличи заплатите в рамките на спестени разходи по целия технологичен процес при условията на добър мениджмънт. Увеличението на работните заплати до достигане на средните за отрасъла ще става плавно в годините, а не шоково увеличение на цените за клиентите. Достигането до средната заплата в отрасъла е процес, обвързан и с други условия и при наличие на възможност.

Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Комисията е коригирала разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи) на база отчетените за базисната година, които е завишила със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

Разходите за заплати и възнаграждения са следните:

- заявени за новия ценови период – 6 000 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 5 029 хил. лв.;
- признати за новия ценови период - 5 799 хил. лв.

5. Възражението по отношение на разходи за „такса събрано инкасо“ се приема.

Корекцията е отразена в Справка № 1 „Разходи за производство“ до размера на заявените от дружеството разходи за инкасиране на топлинна енергия.

Разходите за „такса събрано инкасо“ са следните:

- заявени за новия ценови период – 133 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 116 хил. лв.;
- признати за новия ценови период - 133 хил. лв.

6. Възражението по отношение на разходите за ремонт не се приема.

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на

конкретната икономическа ситуация. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топлогоснабдяване“ от друга. По отношение на разходите за ремонт, които са условно-постоянни разходи, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Комисията счита, че за целите на регулирането, коригирането на разходите за ремонт е извършено при съблюдаване на т. 1 и т. 1.2 от общия подход. Дружеството следва да извършва необходимото планиране, при минимални разходи и средства, и да извършва ремонти с нужното качество, така че да не се застрашава безопасната експлоатация на производствените и топлопреносните съоръжения, както и сигурността и качеството на топлинната и електрическата енергия, доставяна на клиентите на дружеството. Комисията няма задължение да отразява в цените предвидените нива на ежегодните повишения на разходи за ремонти. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за ремонти, свързани с лицензионната дейност, следва да бъдат по-високи, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Комисията е коригирала разходите за ремонт в съответствие с т.1 и т.1.2 от общия подход.

Разходите за ремонт са следните:

- заявени за новия ценови период – 6 143 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 4 505 хил. лв.;
- признати за новия ценови период - 5 193 хил. лв.

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

„Топлофикация – Плевен“ АД			
Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение, %
I. Условно-постоянни разходи, хил. лв., в т.ч.:			
1. Разходи за амортизации, отнесени към електрическата енергия, хил. лв.	2 908	2 931	+0,79
2. Разходи за амортизации, отнесени към производството и преноса на топлинната енергия, хил. лв.	857	658	-23,22
3. Разходи за ремонт, отнесени към производството на електрическа енергия, хил. лв.	5 065	4 085	-19,34
4. Разходи за ремонт, отнесени към производството и преноса на топлинната енергия, хил. лв.	1 078	1 108	+2,78
6. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	6 000	5 799	-3,35
7. Начисления, свързани с разходите за заплати (социални осигуровки и социални разходи), хил. лв.	1 193	1 091	-8,54
8. Корекция по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ	38 843	0	100
Справка № 2 – „РБА“			
1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	56 698	49 033	-13,52
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	44,15	32,05	-12,10
2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	202 200	246 013	+21,6%

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

„Топлофикация – Плевен“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	560,24
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	319,26
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	96,94
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	117,89

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 159 394 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 156 064 хил. лв., от които условно-постоянни – 18 502 хил. лв. и променливи – 137 562 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 49 053 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,79%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 292 500 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 246 013 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 35 700 MWh.

4. „Топлофикация - Бургас“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-13-6 от 03.04.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 199,36 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 590,84 лв./MWh.

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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	667,60	531,06	590,84	+11,25
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	94,93	94,93	199,36	+110,01

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

- природен газ – 1 209,10 лв./ km^3 ;
- друг вид гориво (биомаса) – 432,60 лв./t при долна работна калоричност – 4 112 kcal/kg.

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

С писмо с изх. № Е-14-13-6 от 12.04.2023 г. на КЕВР от дружеството е изисквана допълнителна информация към заявлението, както следва: 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; копия на договори за доставка на горива, които са разрешени за използване в горивните инсталации, съгласно комплексното разрешително, издадено на дружеството, заедно с приложенията към договорите; попълнени справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ, която е предоставена от дружеството с писмо с вх. № Е-14-13-6 от 28.04.2023 г.

„Топлофикация - Бургас“ АД е представило следната обосновка:

1. Прогнозните разходи - са определени като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2022-30.06.2023 г. и отчетните за 2022 г. и 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. Разходите за амортизации – на дълготрайните активи (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 2022 г. От общия размер 1 230 хил. лв., 750 хил. лв. са за електрическа енергия, а за топлинна енергия е разпределен на териториален принцип по направления „Производство“ – 353 хил. лв. и „Пренос“ – 50 хил. лв. Амортизациите, начислявани върху ДА общи за двата продукта, са в размер на 77 хил. лв.

3. Разходите за ремонт, посочени 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 души, както и въз основа 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“ (за 106 служителя) и 5 човека - Съвет на директори са в размер на 2 871 хил. лв. и 1 352 хил. лв. за дейността „Пренос на топлинна енергия“ (за 63 служителя) или общо за дружеството планираните средства за заплати и възнаграждения възлизат в размер на **4 223 хил. лв.**

5. Общият прогнозен размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е в размер на 14 523 хил. лв. при 1 528 хил. лв. по отчет за 2022 г. или

увеличение с 12 995 хил. лв. Дружеството посочва, че всички позиции на разходите са определяни на база достигнатия им размер през отчетната 2022 г., като увеличение се наблюдава в позицията, отчитаща разликата между прогнозната и отчетна цена, съгласно чл. 24 от НРЦЕЕ.

6. Не се планират приходи от присъединяване и от топлоносител, тъй като няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител. През 2022 г. също няма реализирани приходи от тези дейности.

Променливи разходи

7. Разходите за горива в енергийната и водогрейна части са определени при цена на природния газ 1 209,10 лв./хпм³ и в съответствие с показателите в ценовите модели.

Посочва се, че през 2020 г. дружеството е стартирало нов проект за газобутанелен двигател на природен газ с номинална електрическа мощност 8,73 MW, който предстои да се реализира през новия регулаторен период 2023/2024 г., с което се обясняват отклоненията в планираните производствени показатели в инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (ИКПТЕЕ) през новия регулаторен период спрямо отчетната 2022 г.

8. Разходът за вода за подпитка в натурално изражение е приет в размер на 9,02 m³/h или **52 516 лв.** за новия ценови период. Разходите за вода за технологични нужди са изчислени при стойност 0,121 m³/MWh_{th} или **69 325 лв.** За битови нужди се използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация“ ЕАД, гр. Бургас при цена 3,952 лв./m³ или прогнозен разход в размер на **8,5 хил. лв.** при разходна норма на водата за битови нужди на ден – 8,5 m³/ден, която е средна стойност за последните 5 години. Дружеството е прогнозирано **общ прогнозен разход на вода** за новия ценови период в размер на **140 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 **546 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_{th} реализирана топлинна енергия е 8,59 kWh/MWh_{th}.

10. Разходите за консумативи са планирани в общ размер на **655 хил. лв.**, при отчетени за 2022 г. в размер на 493 хил. лв. Те включват разходи за: солена разтвор, 20% натриева основа, разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна), за запалителни свещи и др. химикали и консумативи.

11. Разходите за външни услуги са планирани в общ размер на **4 465 хил. лв.** при отчетени за 2022 г. в размер на 3 243 хил. лв. и включват: разходи за небаланс от участие в специална балансираща група, разходи за фонд „Сигурност на електроенергийната система“, разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса и ежемесечните такси за достъп до електропреносната мрежа.

12. Разходите за емисии парникови газове (CO₂) – 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:

- 2023 г. – 7 869 t.CO₂ за топлинна и 0 t.CO₂ за електрическа енергия;

- 2024 г. – 7 656 t.CO₂ за топлинна и 0 t.CO₂ 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 2022 г. е в размер **55 307 t. CO₂** и е изчислено с формуляра за Докладване на годишни емисии на ИАОС.

Дружеството посочва, че за 2022 г. е получило **8 083 безплатни квоти** за топлоенергия

по чл. 10а от Директивата, докато определените за 2023 г. в размер на 7 869 t. CO₂ 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 CO₂ квоти (55 307 – (8 083+0)), , което е в размер на **47 224 t.CO₂**, и представлява недостиг, който трябва да бъде закупен.

За **новия ценови период 2022/2023 г.** са направени изчисления с прогнозно количество на генерираните емисии – **58 165 t.CO₂**, и безплатно количество за 2023 г. в размер на **7 869 t.CO₂**, при което дружеството е получило **50 296 t.CO₂**, което представлява недостиг на CO₂ квоти, които дружеството ще трябва да закупи. Използвана е прогнозна цена на CO₂ квоти в размер на 93 евро/t.CO₂ или прогнозен разход **9 148 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 31.12.2022 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 348 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия“ в размер на 9 896 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 31.12.2022 г., като не включва текущия финансов резултат. **Нормата на възвращаемост** на собствения капитал е в размер на **7%**, утвърдена от КЕВР за предходния ценови период. **Привлеченият капитал** и среднопретеглената 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 12 024 хил. лв. и средно-претеглена лихва 4,97%. 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 **181 302 MWh** и топлинната енергия за собствени нужди в размер на **2 924 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 +2,75% до -18,82%. Общото количество произведена топлинна енергия в размер на **184 226 MWh** е сбор от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на **181 302 MWh** и количеството топлинна енергия за собствени нужди в размер **2 924 MWh**.

Дружеството прогнозира произведена електрическа енергия в размер на **109 693 MWh**, при средна електрическа мощност в размер на **2,226 MW** на мото-час и **49 279 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 **102 632 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 +10,27%. В топлоизточника на дружеството е извършена реконструкция на водо-тръбен котел ВК-100 (№ 4), свързана с поставяне на наклонена скара в пещната камера на съществуващия котел ВК 100 № 4 с цел производство на ТЕ, освен от изгаряне на природен газ и чрез оползотворяване на биомаса.

Дружеството прогнозира произведена топлинна енергия в размер на **114 763 MWh**, при средна топлинна мощност в размер на **2,329 MW** на мото-час и **49 279 мото-часа** на цялата инсталация за новия регулаторен период.

Планираното количество топлинна енергия, произведена от водогрейната част, е в размер на **69 463 MWh** и е разлика между общото количество произведена топлинна енергия в размер на 184 226 MWh и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 114 763 MWh.

Количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на **121 773 MWh**, които включват топлоенергия за отопление – **55 971 MWh** и топлоенергия за битово-горещо водоснабдяване – **65 762 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 2022/2023 г. Количеството топлинната енергия за отопление се планира в размер **55 971 MWh**, при средна външна температура за отоплителните месеци 8,17°C и обща сума на ден-градусите за годината 1 797. 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 **65 762 MW**, като се посочва, че отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средноаритметичната стойност на същия показател за всички периоди е с +0,29%.

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 **50 881 MWh**, което е с 9,25% по-високо от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2019 г. – 2022 г.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции** е в размер на **4 277 MWh** и е с 1,74% по-ниско от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2019 – 2022 г. Определено е на база статистическите данни по години от 2019 г. и Методика, разработена от ТУ-София.

Прогнозното количество топлинна енергия за **технологични разходи от изтичане на топлоносител** от водната топлопреносна мрежа за новия ценови период е в размер на **4 371 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 – 9,02 m³/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 71 и 48. Дружеството счита, че е приемливо да се приеме това количество за новия ценови период, предвид състоянието на топлопреносната мрежа.

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи за периода 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. е в размер на **59 529 MWh**. Отклонението на това количество за новия регулаторен период спрямо средноаритметичната стойност на същия показател за всички периоди е +7,00%.

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 **181 302 MWh**.

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

Образуване на цените:

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

Разходите за ремонт отнесени към електрическата енергия са коригирани спрямо отчета за 2022 г., като са завишени с 15,3%. За целта е използвана информация от официалния сайт на Националния статистически институт, където се посочва, че средногодишната инфлация за 2022 г. е 15,3%. Корекцията е в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

Корекциите за природен газ и за CO₂ квоти, 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.

2. В справка № 5 „Технико-икономически показатели в преноса“ са извършени следните корекции:

Технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са намалени до достигане на стойността на регулирани от комисията загуби с относителен дял 22,35% от топлоотдаване и изтичане, в съответствие с т. 6 от общия подход.

Прогнозни емисии CO₂ – 50 296,00 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t (172,11 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t X 50 296,00 t = 8 656 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са **30 594 knm³** и **15 683 т** биомаса.

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“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 90,52 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 0,87+3,92 = 4,79 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 95,30 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**

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	22 641	22 174	19 568	21 726	22 121	24 844	26 343	26 129	25 357	30 318	26 194	22 769	290 184
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56	116,56
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	186,15	297,53	353,18	233,11	123,02	146,09	179,33	124,34	106,74	106,74	106,74	106,74	166,38
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-1 575,80	-4 016,77	-4 630,56	-2 534,92	-142,68	-733,64	-1 653,56	-203,28	249,01	557,84	1 021,82	1 086,30	-12 576
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	159,92
		-0,02	-0,36	-0,03	-0,25	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	8,58	29,19	37,89	
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	186,16	297,71	353,20	233,23	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	159,90

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	47 224
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии , Цп	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	819,25

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-13 687,18	-13 728,42	-41,23

$$Ht = Qg * (Цпг - Цп) + Qe * (Цпе - Цп) \pm Pt-1 = -11 798,24$$

„Топлофикация - Бургас“ АД е представило становище с вх. № Е-14-13-7 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. По отношение на **разходите за природен газ** дружеството изразява несъгласие с определената от Комисията цена на природния газ от 95,30 лв./MWh, която е с 18,34 лв./MWh по-малко от предложената в заявлението цена. „Топлофикация - Бургас“ АД посочва, че във връзка с нагнетяване, добив и поддържане на запасите на природен газ в ПГХ „Чирен“, съгласно сключен договор за компенсиране на сезонна неравномерност, с доставчика „ТИБИЕЛ“ ЕООД, за компенсиране на годишната неравномерност за периода декември 2023 г. - април 2024 г., среднопретеглената цена на природния газ, нагнетен в ПГХ „Чирен“, е 250 лв./MWh. Дружеството иска да се преразгледа определената от Комисията цена на природния газ включително за пренос и достъп.

2. По отношение на **разходите за ремонт отнесени към електрическата енергия**, дружеството изразява несъгласие с тяхното намаление от 2 491 хил. лв. на 508 хил. лв. или с 1 394 хил. лв. до нивото на отчетната стойност през 2022 г., завишени с 15,3%. Заявява, че разходите за ремонт отнесени към електрическата енергия, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 491 хил. лв. Увеличаването им спрямо отчетната 2022 г. в новия регулаторен период се дължи на междинни ремонти на 10 000 работни часа на газо-бутални двигатели (ГБД) № 1, 2, 3, 4, 5 и 6. Посочва, че тези разходи са включени в разходите за ремонт и поддръжка, тъй като възстановяват производствените характеристики на съоръженията, без да добавят качествени или количествени подобрения и поради този факт са предвидени в ремонтната програма на дружеството.

3. По отношение на **разходите за емисии парникови газове (CO₂)** дружеството изразява несъгласие с тяхното редуциране от 9 148 хил. лв. на 8 656 хил. лв., тъй като цената им е коригирана от 93 евро/t. или 181,89 лв./t. на 88 евро/t. или 172,11 лв./t. Дружеството посочва, че за периода 01.07.2023-30.06.2024 г. предстоящите на закупуване емисии парникови газове за производството на електрическа и топлинна енергия в размер на 9 148 хил. лв. са изчислени при прогнозна цена от 93 евро/t. или 181,89 лв./t. Заявява, че цената, по която реално са закупени емисиите за 2022 г. през месец април 2023 г. е 189,72 лв./t или 97 евро/t, която е по-висока в сравнение с предложената от тях цена. Дружеството иска КЕВР да признае разходите за покриване на дефицита в предстоящия регулаторен период в размер на 9 148 хил. лв. при цена от 93 евро/t или 181,89 лв./t.

4. По отношение на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия** дружеството изразява несъгласие с намалените до достигане на стойността на регулирани от Комисията, топлинни загуби с относителен дял 22,35% от топлоотдаване и изтичане. Дружеството заявява, че няма възможност да достигне предложения от Комисията показател от 22,35%. От дружеството са приложили данни в табличен вид за последните 4 календарни години относно отклонението на реалното количество технологични разходи спрямо прогнозното, което варира между -6,55% до +6,55%.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на разходите за природен газ не се приема.

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ 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 01.07.2023 г. до 30.06.2024 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- Бургас“ АД в Приложение №2.

Комисията не е извършвала корекции на заявените количества природен газ.

2. Възражението по отношение на разходите за ремонт отнесени към електрическата енергия не се приема.

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топлоснабдяване“ от друга. По отношение на разходите за ремонт, които са условно-постоянни разходи, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Комисията счита, че за целите на регулирането, коригирането на разходите за ремонт е извършено при съблюдаване на т. 1 и т. 1.2 от общия подход. Дружеството следва да извършва необходимото планиране, при минимални разходи и средства, и да извършва ремонти с нужното качество, така че да не се застрашава безопасната експлоатация на производствените и топлопреносните съоръжения, както и сигурността и качеството на топлинната и електрическата енергия, доставяна на клиентите на дружеството. Комисията няма задължение да отразява в цените предвидените нива на ежегодните повишения на разходи за ремонти. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за ремонти, свързани с лицензионната дейност, следва да бъдат по-високи, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Комисията е коригирала разходите за ремонт в съответствие с т.1 и т.1.2 от общия подход.

Разходите за ремонт са следните:

- заявени за новия ценови период – 2 906 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 843 хил. лв.;
- признати за новия ценови период 923 хил. лв.

3. Възражението по отношение на разходите за емисии парникови газове (CO₂) не се приема.

Количествата емисии въглероден диоксид за производство на електрическа енергия и топлинна енергия са в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11. и т. 20.12. от Указания-НВ, като изчислените емисии са на база прогнозните, утвърдени от Комисията количества горива.

Комисията е определила прогнозна цена на CO₂ квоти въз основа на данни от календар за търговете на Европейската енергийна борса (European Energy Exchange) за периода от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. с направена симулация на търговете за CO₂ квоти, по месеци, като е допуснато увеличение на цените на CO₂ квоти до края на периода в диапазона от 85,0 до 90,0 €/t, при която е постигната средна цена на CO₂ квоти за целия прогнозен период в размер на 88,00 €/t CO₂.

Корекциите са направени в съответствие с т. 13 от общия подход.

4. Възражението по отношение на 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 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 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 – 32,83%;
- отчетени за 2022 г. – 32,802%;
- признати за новия ценови период – 22,35%.

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

„Топлофикация – Бургас“ АД			
1. Справка 1 – „Разходи“:	Предложение	След корекция	Изменение
1.1. Разходи за ремонт отнесени към електрическата енергия, хил. лв.	2 491	508	-79,6%
1.2. Разлика между прогнозна и отчетна цена, съгл. чл. 24 от Наредба № 1, хил. лв.	12 995	0	-100%
2. Справка 4 – „ТИП в преноса“:			
2.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	32,83	22,35	-10,48%
2.2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	121 773	140 773	+15.60%

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

„Топлофикация – Бургас“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	605,38
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	364,40
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	95,20

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 63 734 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 62 187 хил. лв., от които условно-постоянни – 8 989 хил. лв. и променливи – 53 198 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 21 823 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 7,09%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 102 632 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 140 773 MWh.

5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-53-4 от 04.04.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 144,74 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 534,49 лв./MWh.

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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	632,20	495,59	534,49	+7,85
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	136,51	136,51	144,74	+6,03

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 1 103,06 лв./knm³, без ДДС.

С писмо с изх. № Е-14-53-4 от 12.04.2023 г. на КЕВР от дружеството е изискана допълнителна информация относно: 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; попълнени справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ, която е предоставена в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-53-4 от 20.04.2023 г.

„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 01.07.2023 г.“, в която се коментират: нормата на възвращаемост на капитала, регулаторна база на активите, планираните продажби на топлинна енергия, размер на технологичните разходи, планирани продажби на електрическата енергия, прогнозните цени на природния газ и на въглеродните емисии, цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа, оборотния капитал и др.

По отношение на ценообразуващите елементи и образуването на цените, е изложено следното:

Възвращаемостта на регулаторната база на активите следва концепцията за среднопретеглената цена на капитала. Стандартната методология за изчисляване на среднопретеглената цена на капитала отчита цената на собствения капитал и цената на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура на дружеството. Дружеството 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 възвращаемост е определена по следната формула: НВСК = Безрискова премия + β_e * Пазарна рискова премия.

Безрисковата премия е в размер на 1,8151%. За нейното определяне е приет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, среднопретеглен за последния 12-месечен период от март 2022 г. – февруари 2023 г. по данни на БНБ.

Дружеството е използвало информация, публикувана в сайта на Aswath Damodaran - Stern School of Business, актуална към 05.01.2023 г., от където е получило, че безлостовият отраслов β коефициент за 2022 г. по отношение на дружествата в електроенергийния сектор е

в размер на 0,42. При капиталова структура от 118,75% и размер на данъчната ставка 10%. безлостовият отраслов β коефициент е преобразуван в лостов β коефициент, със стойност 0,874.

По отношение на пазарната рискова премия, дружеството посочва, че съгласно публикациите на Aswath Damodaran, актуализирани към 01.01.2023 г., същият препоръчва стойност от 5,94% за развитите пазари и странови риск за България 2,76%. Сборът от стойностите на системния риск и специфичния странови риск за България представлява **пазарната рискова премия от 8,70%**.

При направените допускания, дружеството е изчислило **норма на възвращаемост на собствения капитал в размер на 9,4182%**.

Дружеството е изчислило **норма на възвращаемост на привлечения капитал** в размер на 3,9362% и е изчислена съгласно т. 40 и т. 41 от Указания-НВ, като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал.

Нормата на възвращаемост на капитала е изчислена от дружеството в размер на **6,92%**, като за пресмятанята са използвани определени параметри: дял на собствения капитал – 46%; дял на привлечения капитал – 54% и корпоративен данък по ЗКПО – 10%, както и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 9,4182%.

За новия регулаторен период условно-постоянните разходи са увеличени с 15,00% (или с 924 хил. лв. спрямо отчета за 2022 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 31.12.2022 г. За новия ценови период се планират в размер на 2 254 хил. лв., което е с 106 хил. лв. повече спрямо отчета за 2022 г.

Разходи за ремонт – планирани са в размер на 991 хил. лв. или са с 152 хил. лв. повече спрямо отчета за 2022 г. (+18%). Дружеството посочва, че увеличението се дължи основно на увеличаването 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. Планираните разходите за заплати и възнаграждения (2 106 хил. лв.) и за осигурителни вноски и социални разходи (588 хил. лв.) за бъдещия регулаторен период възлизат на 2 694 хил. лв., като увеличението е 529 хил. лв. спрямо базисната 2022 г.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са планирани на база отчетените през 2022 г. разходи, индексирани с прогнозна средно годишна инфлация от 7,3%, съобразена с последствията от Ковид-19, пазарната обстановка и очаквания за негативно влияние върху икономиката в резултат от войната в Украйна. За целта е използвана информация от официалния сайт на НСИ, актуална към 28.03.2023 г. Посочва се, че за последните 8 месеца от 07.2022 г. до 02.2023 г. инфлацията е 7,3% (3,0% за периода 12.2022 г. – 02.2023 г.), а средногодишната инфлация за 2022 г. е 15,3%. В тази връзка, дружеството предвижда увеличение на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, в размер на 14,5% (137 хил. лв.), от 954 хил. лв. до 1 092 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 330 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2022 г. с 30 хил. лв.; данъци и такси в размер на 101 хил. лв. или разлика спрямо отчета за 2022 г. с 34 хил. лв.

Променливи разходи – планирани са в размер на 34 256 хил. лв. или увеличение с 2 888 хил. лв. спрямо отчета за базовата 2022 г. (31 367 хил. лв.)

Разходи за основно гориво – планираният разход на природен газ е в размер на

28 243 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“, 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 01.10.2022 г. - 30.09.2023 г.

Разходи за вода – прогнозните разходи за вода са 144 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 26 хил. лв., което посочват, че се дължи на увеличение на цените на водоснабдителните услуги на „Водоснабдяване и канализация-Варна“ ООД – съответно от 01.07.2022 г. с 10% и от 01.01.2023 г. с допълнителни 10%.

Разходи за закупена енергия – разходите за закупена електроенергия са в размер на 271 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. Запазването им в бъдещия период спрямо отчетната 2022 г. се дължи главно на повишението на цената на електрическата енергия на международните пазари и получените финансови компенсации за това. Към тези разходи не са предвидени такси за достъп до електропреносната мрежа на производители на електрическа енергия от ВЕКП.

Разходи за консумативи, химикали и реагенти – са планирани в размер на 27 хил. лв. или с 3 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 216 хил. лв. или това е увеличение с 16 хил. лв. спрямо базисната 2022 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 279 хил. лв. и са определени на база изчисленото количество с помощта на ценовите приложения.

Разходи за емисии парникови газове (CO₂) – разходът за емисии парникови газове (CO₂) възлиза на 5 875 хил. лв. и е получен като произведение на общото количество на дефицита 33 450 t.CO₂, след приспадане на количеството на безплатните квоти, и прогнозна цена 89,80 евро/t.CO₂. Посочва се, че разходът е по-голям спрямо 2022 г., поради увеличението на пазарната цена.

Дружеството е направило съответните изчисления по формулата на чл. 24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ и е получен **окончателният недовзет приход за природен газ** в размер на **6 852 хил. лева** и за **недовзет приход от въглеродни емисии** в размер 799 хил. лв.

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД заявява, че корекцията на установената разлика от предходния ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво – природен газ и разходите за квоти въглеродни емисии, са приложени отделно в Справка 1 „Разходи“ от модела за ценообразуване, съответно като корекция на разходите за природен газ и разходите за въглеродни емисии. За целта в Справка № 1 „Разходи“, дружеството е добавило ред 72 (Надвзет/недовзет приход от газ) за корекцията на

разходите за природен газ и ред 90 (Надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии) за корекцията на разходите за CO₂ квоти. Посочва се, че добавените стойности са включени в сумата на променливите разходи, но **поради добавените редове се е наложило дружеството да промени определени формули в ценообразуващите справки.**

Необходимите годишни приходи са изчислени от дружеството по формулата на чл. 7 от НРЦТЕ и са в размер на **43 722 хил. лв.** или с 4 515 хил. лв. повече спрямо базисната 2022 г. (39 207 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 31.12.2022 г.;
- Вътрешногруповите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията (финансово – административни услуги, правни и корпоративни услуги, човешки ресурси, ИТ и телекомуникация);
- Разходи за ремонт през прогнозния период;
- Разходите за емисии парникови газове (CO₂ 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 2023/2024 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 01.07.2023-30.06.2024 г.

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

Образуване на цените:

1. В справка № 1 „Разходи“ са извършени следните корекции:
- корекциите за природен газ и за CO₂ квоти, 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 НРЦТЕЕ.

2. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е извършена следната корекция:

Прогнозни емисии CO₂ – 33 450 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t X 33 450 t. = 5 757 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 19 393 km³.

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 по месечно, 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“ 2023 г. - 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 92,96 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $1,04 + 2,95 = 3,99$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 96,95 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**

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	10 262	10 007	8 965	10 518	15 331	25 924	26 301	24 113	27 010	19 309	11 436	10 088	199 266
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71	117,71
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	177,79	284,50	337,32	222,86	118,77	140,58	177,97	122,95	106,12	103,08	92,54	85,50	150,19
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-659,52	-1 736,10	-2 040,08	-1 161,22	-48,79	-664,30	-1 602,78	-143,14	304,71	377,50	459,27	492,91	-6 422
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	151,86
		-8,38	-13,39	-15,89	-10,50	-4,24	-5,51	-1,36	-1,39	-0,62	4,92	14,99	16,65	
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	181,98	291,19	345,26	228,11	120,89	143,33	178,65	123,65	106,43	98,16	77,55	68,85	149,94

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	30 550
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	529,99

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-8 969,21	-9 027,05	-57,84

$$Ht = Qg * (Цпг - Цl) + Qe * (Цпе - Цпl) \pm Pt-1 =$$

-5 949,39

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-53-5 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Изразява несъгласие по отношение на корекция на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:

Дружеството посочва, че е допусната техническа грешка като не са нулирани (не са признати) корекциите за надвзет приход от CO₂ квоти (клетка G90) в размер на -799 хил. лв. и съответно да се коригират променливите разходи от 26 097 хил. лв. на **26 896** хил. лв.

2. Изразява несъгласие по отношение на прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за регулаторния/ценовия период:

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 30.05.2023 г. разликите в стойностите на прогнозните фючърси са по-ниски спрямо публикуваните в доклада съответно средно с 13% за Q3 23 и Q4 23 на EEX-IBEX и 12% за Q1 24 и Q2 24 на EEX-HUPEX. Дружеството счита, че актуализацията им е необходима, за да се постигне по-прецизно определяне на прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. за производителите на електрическа и топлинна енергия, произведена от ВЕКП.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекциите за надвзет приход от CO₂ квоти се приема.

Сумата в размер на -799 хил. лв. е нулирана в справка №1 „Разходи“.

2. Възражението по отношение на прогнозна пазарна цена на електрическата енергия за регулаторния/ценовия период не се приема.

За целите на чл. 33а от ЗЕ, комисията е извършила анализи и симулации и е определила прогнозна пазарна цена за производителите на електрическа енергия, произведена от високоэффективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в съответствие с т. 16 от общия подход.

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

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД			
	Предложение	След корекция	Изменение
1. Справка № 1 – „Разходи“:			
1.1. Надвзет/Недовзет приход от газ, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ	6 851	0	-100%
1.2. Надвзет/Недовзет приход от въглеродни емисии, съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ	-798,9	0	+100%
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“:			
2.1. Природен газ, BGN/knm ³	1 103,06	1 042,45	5,5%

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

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	519,20
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	278,22
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	136,99

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 36 298 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 33 927 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 031 хил. лв. и променливи – 26 896 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 34 264 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,92%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 038 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 61 903 MWh.

6. „Топлофикация – Враца“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-06-5 от 31.03.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 257,70 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 612,82 лв./MWh.

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

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	802,63	610,74	612,82	+0,34
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	113,15	113,15	257,7	+127,75

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

- цена на природен газ – 1 237,14 лв./knm³;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 390,00 лв./t; при долна работна калоричност – 4 140 kcal/kg.

С писмо с изх. № Е-14-06-5 от 12.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация относно: комплексно разрешително, издадено на дружеството по Закона за опазване на околната среда, заедно с всички актуализации към него; справки относно

прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ, която е представена в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-06-5 от 25.04.2023 г. В допълнение дружеството е приложило разчет на средна цена на природен газ за ценовия период 07.2023 г. – 06.2023 г., с включени количества от ПГХ „Чирен“.

С писмо с вх. № Е-14-06-5 от 03.05.2023 г. дружеството е предоставило допълнителна информация към заявлението за утвърждаване на цени, а именно подписан договор за компенсиране на сезонна неравномерност чрез природен газ съхранен в ПГХ „Чирен“.

„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 31.12.2022 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, заложи 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 2022 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 ремонти на инсталациите за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в ТЕЦ „Градска“ на когенератор 1 и когенератор 2, съгласно предписанието на производителя с цел гарантиране на безаварийна работа през ценовия период и необходимата топлинна енергия за топлопреносната система. Основната част от ремонтите дружеството планира да извърши със собствени сили. За дейностите по доставка на необходимите резервни части са сключени договори по реда на ЗОП за доставка на резервни части; ремонти на турбокомпресорите, съгласно програмата за поддръжка на производителя – АВВ. Дружеството е обявило процедура по реда на ЗОП за доставка на резервни части и ремонти; ремонти 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 2022 г. отчетените технологичните разходи по преноса са 38,19% и с изпълнение на предвидените дейности в ремонтната програма дружеството предвижда достигане на 38,15%.

3. Разходите за персонал и съответните плащания за осигуровки са прогнозирани на база достигнати разходи през 2022 г. и заложило 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 2023 г., е на база отчета за 2022 г. Минималното увеличение заложено за 2023 г. е във връзка с увеличението на персонала, както и от факта, че решението по повод увеличения размер на ваучерите за храна приет със Закона за държавния бюджет на Република България за 2022 г. е приложен в дружеството от м. юни 2022 г., а не от началото на годината.

5. Разходите пряко свързани с регулираните дейности за новия ценови период са прогнозиран на база достигнатите разходи по отчет за 2022 г. и съответните корекции във връзка с увеличените цени на горивата, енергията, материалите, резервните части и услугите. Най-голямо увеличение има в две пера на разходите – абонаментно поддържане и безплатна храна съгласно нормативен акт, в това число:

- Разходи за абонаментно поддържане – увеличение на прогнозните разходи спрямо отчета за 2022 г. с 40 хил. лв. в сключени нови договори, свързани с дейности по отстраняване на аварии по преносната мрежа и възстановяване общинска инфраструктура. Поради настъпилото увеличение цените на горивата, резервните части, консумативите и материалите са съответно завишени и сумите на договорите в рамките на отчетената инфлация. Към тези разходи се 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“.

Другите разходи пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, бележат минимални увеличения спрямо отчета за 2022 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 72 хил. лв. и спрямо предходната година имат увеличение с 14 хил. лв. Увеличението се дължи основно на увеличените цени на горивата и материалите.

- Разходите за материали за текущо поддържане са завишени с 2 хил. лв. основно във връзка с по-високите цените.

- Разходите за застраховки са на база действително сключени застрахователни полици. Изменението спрямо 2022 г. е увеличение с 3 хил. лв., поради по-висока застрахователна стойност на имуществото в следствие на новопридобитите и въведени в експлоатация през 2022 г. активи.

- Групата разходи – данъци и такси, пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, проверка на уреди, експертни, вода, осветление и отопление, охрана на труда, разходи за публикации и лицензионни такси имат общо увеличение от 36 хил. лв. Основната причина са увеличените цени на горивата, енергията, материалите и консумативите.

- Разходите за наеми през 2023 г. бележат увеличение спрямо 2022 г. с 33 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 са запазени на нивото от 2023 г.

- 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. Поради увеличените им разходи при извършване на дейността има леко завишение на договорените комисионни за 2023 г. Увеличението в размер на 11 хил. лв.

II. Променливите разходи

1. Разходите за гориво за прогнозния период 2023 г. – 2024 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 114,44 лв./MWh, при коефициент на преобразуване 10,81 kWh/m³ или – 1 237,14 лв./1000 nm³ 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, аварията 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 99 хил. лв. Основната причина е скокът в цените на горивата и електрическата енергията от началото на 2022 г.

3. В разходи за външни услуги са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Прямо отчета за 2022 г. е заложено увеличение в размер на 233 хил. лв. Според дружеството основната причина е високият ръст на електрическата енергия на борсата.

III. Регулаторна база на активите – стойността на дълготрайните активи и размерът на амортизациите са съгласно данните по счетоводния баланс на „Топлофикация-Враца“ ЕАД към 31.12.2022 г. Размерът на финансираната за дълготрайни активи са съгласно изготвения баланс към 31.12.2022 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 2022 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 – ниският относителен дял на реализираната топлинна енергия е една от причините да се формира висока цена на топлинната енергия – 257,70 лв./MWh без ДДС.

Дружеството посочва, че ниският 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, както и допълнителните утежняващи фактори породени от войната в Украйна и последиците от COVID кризата, в резултат на което се наблюдава увеличение на инфлацията и съпроводеното с това влошаване популателната способност на абонатите на дружеството, се предлага да бъде запазено равнището на действащата цена на топлинната енергия и през новия ценови период.

Получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения за отчетния период са в размер на 12 191 лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 8,244 MW.

Образуване на цените:

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

- прогнозните разходи за „такса събрано инкасо“ не са признати като част от условно-постоянните разходи, тъй като са неприсъщи за лицензионните дейности и не следва да бъдат заплащани чрез цените на енергията от клиентите на дружеството, като корекцията е направена в съответствие с приетия общ подход;

- корекциите за природен газ и за CO₂ квоти, 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.

2. В справка № 5 „Технико-икономически показатели в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са намалени в съответствие с т. 6 от общия подход.

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“ 2023 - 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 93,21 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $1,02 + 5,00 = 6,02$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 99,23 лв./MWh.

Прогнозни емисии CO₂ – 31 710,38 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t. X 31 710,38 t. = 5 458 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 19 349,20 km³ и 8 697,00 t. биомаса.

[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**

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Q _g	MWh	13 724	14 637	13 171	14 749	18 526	23 745	22 823	22 145	21 543	14 993	13 062	13 520	206 639
Цена на пр. газ, Ц _{пг}	BGN/MWh	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73	117,73
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	184,31	294,91	349,68	231,03	121,87	144,63	179,33	124,34	106,74	106,74	106,74	106,74	165,19
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-926,48	-2 615,20	-3 078,34	-1 688,29	-87,24	-656,07	-1 405,93	-146,38	236,76	293,42	524,81	660,85	-8 888
Цена на пр. газ, Ц _{бг}	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	161,24
		-1,86	-2,98	-3,53	-2,33	-1,14	-1,46	0,00	0,00	0,00	8,58	29,19	37,89	
Цена на пр. газ, Ц _п	BGN/MWh	185,24	296,40	351,45	232,20	122,44	145,36	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	160,74

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Q _e	тона	32 118
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Ц _{пе}	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Ц _п	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	557,19

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-10 812,79	-10 749,97	62,82

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{п}) + Q_e * (C_{пе} - C_{п}) \pm Pt-1 = -8 268,08$$

„Топлофикация - Враца“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-06-5 от 31.05.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Изразява несъгласие по отношение на корекция на **количества на топлинната енергия за технологични разходи по преноса**, които са коригирани от 44 401 MWh (38,15%) на 24 442 MWh (21,00%) или с 19 959 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 увеличението на реализираната топлинна енергия с гореща вода с 19 959 MWh до стойност 91 950 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 корекция на **разходите за компенсиране на сезонна неравномерност чрез природен газ съхраняван в ПГХ Чирен**.

Дружеството посочва, че с писмо с вх. № Е-14-06-5 от 03.05.2023 г. е предоставило допълнително информация към заявлението за утвърждаване на нови цени във връзка с подписан договор за компенсиране на сезонна неравномерност чрез природен газ, съхраняван в ПГХ Чирен. Към писмото е приложена и преизчислена цена на природния газ (Приложение № 2), във връзка с променените обстоятелства и факта, че тези допълнителни разходи не са включени в ценовия модел, изпратен на КЕВР с писмо с вх. № Е-14-06-5 от 31.03.2023 г., и съответно не са намерили отражение в предложението за утвърждаване на цени на топлинната и електрическата енергия, считано от 01.07.2023 г. Поради факта, че разходите за компенсиране на сезонна неравномерност общо за ценовия период са в размер на 6 918 хил. лв. и реално ще формират почти 20% от цената на природния газ, дружеството счита, че тези разходи трябва да бъдат взети под внимание при определяне цените на топлинната и електрическата енергия, считано от 01.07.2023 г.

3. Изразява несъгласие по отношение на **цената за достъп до газоразпределителната мрежа**.

Считано от м. февруари 2023 г. цената за годишен капацитет е трайно увеличена, което води до повишаване на цената за достъп до газоразпределителната мрежа. За новия ценови период среднопретеглената цена за достъп е в размер на 6,70 лв./MWh.

4. Изразява несъгласие по отношение на **цената за пренос през газоразпределителната мрежа**.

Считано от м. октомври 2022 г. цената за пренос през газоразпределителната мрежа е увеличена и е в размер на 1,0988 лв./MWh.

Дружеството твърди, че при определяне **крайната цена на природния газ** в ценовия модел на „Топлофикация - Враца“ ЕАД са взети цени, които не са актуални.

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 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 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 – 38,15 %;
- отчетени за 2022 г. – 38,19 %;
- признати за новия ценови период – 21 %.

2. Възражението на дружеството по отношение на корекция на разходите за компенсирани на сезонна неравномерност чрез природен газ съхраняван в ПГХ Чирен не се приема.

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-Враца“ ЕАД в Приложение №2.

Комисията не е извършвала корекции на заявените количества природен газ.

3. Възражението по отношение на цената за достъп и пренос до газоразпределителната мрежа не се приема.

При изчисляване на еднокомпонентната цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода и преференциалната цена на електрическата енергия Комисията е взела предвид данните, предоставени от „Топлофикация-Враца“ ЕАД в Приложение № 2.

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

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 12 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност.

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

„Топлофикация – Враца“ ЕАД			
1. Справка №1 – „Разходи“:	Предложение	След корекция	Изменение
1.1. Такса събрано инкасо, хил. лв.	67	0	-100%
1.2. Корекция за разлика между прогнозни и отчетни цени на природен газ и въглеродни емисии съгласно чл. 24а на Наредба №1, хил. лв.	9 824	0	-100%
1.3. Корекция юрисконсултски възнаграждения	0	-12	+100%
2. Справка №4 – „ТИП в производството“:			
2.1 Природен газ, BGN/knm ³	1 237,14	1 070,32	-13,5%
3. Справка № 5 – „ТИП в преноса“:			
3.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	38,15	21	-17,15%
3.2 Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	71 991	91 950	+27.72%

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

„Топлофикация – Враца“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	662,18
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	421,20
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	113,08

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 38 953 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 38 262 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 953 хил. лв. и променливи – 31 309 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 11 024 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,27%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 610 MWh;

- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 91 950 MWh.

7. „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-05-6 от 31.03.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 365,93 лв./MWh;
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 791,75 лв./MWh.

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	838,35	653,81	791,75	+21,10
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	131,68	131,68	365,93	+177,89

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

- цена на природен газ – 1 599,25 лв./knm³;
- друг вид гориво (ВЕИ) – 373,00 лв./t.

С писмо с вх. № Е-14-05-6 от 09.05.2023 г. дружеството е представило в КЕВР допълнителна информация към заявлението, а именно: Приложение № 2, в което е включен разходът на гориво (природен газ), компенсиращ годишната неравномерност, съгласно Плана за действие при извънредни ситуации за периода декември 2023 г. – април 2024 г.

„Топлофикация-ВТ“ АД е представило следната обосновка:

Разходи за амортизации – прогнозиран са на стойност **139 хил. лв.**, което е увеличение с 15 хил. лв. спрямо отчета за 2022 г. Прогнозните разходи за амортизации в производството на електрическа и топлинна енергия са 90 хил. лв., в т. ч. за производство на електрическа енергия 43 хил. лв., за производство на топлинна енергия – 47 хил. лв. и прогнозни разходи за амортизации на ДА в преноса на топлинна енергия – 49 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., съгласно т. 31.1., б. „б“ от Указания-НВ.

Разходи за ремонт – планирани са **717 хил. лв.**, в т. ч. за ремонт в производството на електрическа енергия 380 хил. лв., за ремонт в производството на топлинна енергия 186 хил. лв. и за ремонт в преноса на топлинна енергия са 95 хил. лв.

Представени са подробно разписани **разходи, които са отнесени към електрическата и топлинната енергия**, както следва: техническо обслужване, ремонт и поддръжка на когенерация Wartsila 16V25SG, според техническата спецификация и инструкциите за експлоатация и поддръжка от производителя – Wartsila A.B. Техническото обслужване за периода предвижда обслужване на когенерационен модул Wartsila 16V25SG, като извършването на съответните техническите 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. Дружеството предвижда закупуване на резервни части за осигуряване 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, техническо обслужване на турбокомпресори ABB VTR-254-11 и спомагателно оборудване. Предвидените разходи по тази точка възлизат на 481 хил. лв. Към 30.03.2023 г. в подготовката за изпълнение на ремонтната програма, дружеството е извършило частично плащане по предоставени фактури. **Разходите отнесени, към производството на топлинна енергия от ВК и ППК**, са пряко свързани с поддържането в добро техническо състояние на основните производствени мощности за генериране на топлинна енергия. За годишно техническо обслужване на парен котел ПТ-10 дружеството планира да извърши необходимата поддръжка и ремонт. Техническо обслужване на водогреен котел ВК Bertsch. Съгласно ремонтната програма се предвижда основен ремонт и подмяна на всички димогарни тръби 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 са 75 хил. лв. към **общите разходи за двата продукта**, за спомагателно оборудване при производството на топлинна и електрическа енергия в т.ч. ремонт на мрежова помпена станция, ремонт в цех ХВО и цех КИПиА. Стойността на предвидените разходи, възлиза на 56 хил. лв. По отношение на **разходите, отнесени към преноса на топлинна енергия**, дружеството планира да се извършат ремонти по компрометирани участъци от топлопреносната мрежа, ремонт на спирателна арматура и абонатни станции. Планираните разходи са 95 хил. лв. Дружеството заявява, че с предвидените по-високи разходи за ремонт се цели да се гарантира подобряване на качеството на предоставяната от „Топлофикация-ВТ“ АД услуга.

Разходите за заплати и възнаграждения за новия ценови период са прогнозирани в размер на **1 176 хил. лв.**, с 375 хил. лв. повече спрямо отчетените за 2022 г. в размер на 801 хил. лв. Дружеството посочва, че завишаването се дължи на факта, че през месец януари 2023 г. са увеличени работните заплати с около 23%. Дружеството предвижда ново увеличение от 01.07.2023 г. на работните заплати, базирано на съвкупност от фактори – очакван ръст на минималната работна заплата, значителна разлика на средната работна заплата в сектора по данни на НСИ за 2022 г., инфлационните промени в държавата и не на последно място трудния подбор на висококвалифицирани кадри в бранша.

Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са прогнозирани в размер на **2 835 хил. лв.** и включват:

Горивата за транспорт – са планирани в размер на **25 хил. лв.**, което е завишение с 5 хил. лв. в сравнение с отчетените за 2022 г., поради използване на вътрешен транспорт за зареждане на Котел ПТ-10 с дървесен чипс и по-голям разход за горива на автомобилите, обслужващи отдел „Пренос на ТЕ“, поради честите аварии на топлопреносната мрежа.

Материалите за текущо поддържане са планирани в размер на **40 хил. лв.**, които включват подмяна на резервни части на производственото оборудване и консумативи – масло за когенератора, запалителни свещи и др. В дейността „Пренос на ТЕ“ разходите за материали за текущо поддържане са свързани с аварии по топлопреносната мрежа.

Разходите за **въоръжена и противопожарна охрана** са прогнозирани в размер на **60 хил. лв.**, като са увеличени спрямо отчетните за 2022 г., поради промени в договора за

денонощна физическа охрана, във връзка с новия размер на минималната работна заплата за страната.

Променливите разходи са прогнозираны в размер на **16 506 хил. лв.** при отчетени за 2022 г. в размер на 14 184 хил. лв.

Разходи за вода – за новия ценови период са завишени, във връзка с технологични нужди – почистване на димни газове от прах, чрез воден скрубър за котел ПТ-10. За технологични нужди, дружеството заявява, че използва питейна вода от „Водоснабдяване и канализация Йовковци“ ООД.

Разходите за акциз – планирани са в размер на **164 хил. лв.** при отчетени за 2022 г. в размер на 147 хил. лв., като увеличението се дължи на по-голямо количество природен газ за новия ценови период. 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 наименования на заемодателя и вида на кредита, остатък към 31.12.2022 г. и годишния лихвен процент. Дружеството е изчислило **средна норма на възвръщаемост на привлечения капитал** в размер на **6,18%**.

Регулаторна база на активите на дружеството – признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2022 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. Отчетната стойност на ДА, участващи в производството на електрическа енергия, е 48% от отчетната стойност на всички активи, участващи в комбинираното производство. База за разпределение е мощността на когенератора – 5,9 MW, в т. ч. 2,8 MW (електрическа) – 48% и 3,1 MW (топлинна) – 52%.

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:

- разходите за ремонт, разходи за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски, разходи за канцеларски материали и офис техника, разходи за пощенски разходи, телефони и абонаменти са коригирани на база отчетните данни за базисната година със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и при съобразяване с т 1.2.и 1.3. от общия подход;

- Разходи за командировки са коригирани по отчетните стойности за 2022 г.;

- Разходи за публикации са коригирани по отчетните стойности за 2022 г.;

- Разходи за такса събрано инкасо и „Други разходи“ не се признават, тъй като са неприсъщи за лицензионните дейности и не следва да бъдат заплащани чрез цените на енергията от клиентите на дружеството, като корекциите са направени и в съответствие с приетия общ подход. Събирането на задълженията се извършва от служителите на дружеството, чието заплащане е включено в разходната позиция за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски.

Прогнозни емисии CO₂ – 13 523 t. – безплатни 778,5 t = 12 745,1 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t. X 12 745,1 t. = 2 327 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 7 113 km³ и 2 381,00 t. биомаса

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“ 2023 г. - 2024 г., предоставена от дружеството;

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 95,14 лв./MWh;
2. Достъп и пренос по газоразпределителната мрежа (ГРМ) – 10,207 лв./MWh;
3. Съхранение – 0,775 лв./MWh;
4. Пренос по газопреносната мрежа (ГПМ) – 0,69108 лв./MWh;
5. Цена за капацитет – 3,744 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 110,84 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**

2022/2023														
Отчетни данни														
месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:	
Количество, Qg	MWh	5 478	80	0	5 862	6 615	9 556	7 769	8 947	7 912	5 862	5 478	4 852	68 411
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28	118,28
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	184,31	294,91	349,68	231,03	121,78	144,63	179,33	124,34	106,74	106,74	106,74	106,74	141,11
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-366,83	-14,17	0,00	-667,77	-27,22	-258,77	-474,29	-54,22	91,30	117,94	223,13	239,82	-1 191
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	136,03
		-1,86	-2,98	-3,53	-2,33	-1,23	-1,46	0,00	0,00	0,00	8,58	29,19	37,89	
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	185,24	296,40	351,45	232,20	122,40	145,36	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	135,69

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	10 525
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	182,59

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-3 311,86	-3 214,30	97,57

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_l)_t + Q_e * (C_{пе} - C_{пl})_t \pm P_{t-1} = -910,92$$

„Топлофикация-ВТ“ АД е представило становище с вх. № Е-14-05-7 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. По отношение на **разходите за ремонт** дружеството не е съгласно с корекцията от 717 хил. лв. на 459 хил. лв. на база отчетни данни за 2022 г. със средногодишната инфлация за периода януари-декември 2022 г. спрямо периода януари-декември 2021 г., която е 15,3%. Дружеството заявява, че предвидените разходи за ремонт са включени с цел подобряване на качеството на предоставяната от „Топлофикация-ВТ“ АД услуга, както и намаляване на загубите по топлопреносната мрежа, чрез заложена подмяна на големи участъци от топлопреносното трасе.

2. По отношение на **разходите за заплати** е посочено, че 15,3% завишение, което е средногодишната инфлация за периода януари-декември 2022 г. спрямо периода януари-декември 2021 г. не следва да бъде налагано по отношение на заплатите и възнагражденията в „Топлофикация-ВТ“ АД, защото те са под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“. Съществено се намаляват и възможностите да бъдат привлечени нови кадри с експертни познания и добра мотивация за работа. Също така, такава корекция се отразява и на възможността „Топлофикация-ВТ“ АД да задържи квалифицираните си работници, защото заплащането е неконкурентно спрямо останалите работодатели в региона. Дружеството е увеличило значително броя на средносписъчния състав на персонала, което посочва, че неминуемо ще доведе и до увеличение на разходите за заплати и възнаграждения.

3. По отношения на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия**, дружеството посочва, че същите са коригирани на 16,23%. Непризнаване 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. Предвид нивото на амортизация на топлопреносната мрежа, дружеството експлоатира магистрални участъци с голяма дължина при значителни загуби на енергия от топлообмен с околната среда.

4. По отношение на **индивидуалната цена на природния газ** за новия регулаторен период, дружеството заявява, че не е отчетен разходът, който ще извършват за нагнетяване в ПГХ „Чирен“. Дружеството посочва, че съгласно плана за действие при извънредни ситуации, топлофикационните дружества следва да поддържат минимален стандарт за доставка, който трябва да се осигури от предприятията за природен газ с цел гарантиране на доставките към защитените клиенти за най-малко 30 дни. В изпълнение на тези задължения „ТИБИЕЛ“ ЕООД е резервирал капацитетни продукти за ПГХ „Чирен“ и е нагнетил необходимите на „Топлофикация-ВТ“ АД количества съгласно Плана. Доставчикът ще им достави горечитираните количества при цена от 250 лв./MWh.

5. По отношение на **разходите за емисии CO₂ дружеството** посочва, че корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени при отчетна средна цена на CO₂ квоти за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г. в размер на 81,76 евро/t и направена прогноза до края на текущия ценови период (30.06.2023 г.) в размер на 85,0 евро/t или средна цена за периода в размер на 82,43 евро/t. Посочва, че разходът, който е извършило дружеството за месеците 07.2022 г. – 12.2022 г., е по средна цена 96,00 евро/t и разликата между определената от КЕВР средна отчетна цена и тази генерирана от дружеството, намалява недовзетия приход. Според дружеството, така определената цена го ощетява и по този начин „Топлофикация-ВТ“ АД ще претърпи значителни загуби, които ще се отразят върху финансовия резултат.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на разходите за ремонт не се приема.

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топλοςнабдяване“ от друга. По отношение на разходите за ремонт, които са условно-постоянни разходи, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Комисията счита, че за целите на регулирането, коригирането на разходите за ремонт е извършено при съблюдаване на т. 1 и т. 1.2 от общия подход. Дружеството следва да извършва необходимото планиране, при минимални разходи и средства, и да извършва ремонти с нужното качество, така че да не се застрашава безопасната експлоатация на производствените и топлопреносните съоръжения, както и сигурността и качеството на топлинната и електрическата енергия, доставяна на клиентите на дружеството. Комисията няма задължение да отразява в цените предвидените нива на ежегодните повишения на разходи за ремонти. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за ремонти, свързани с лицензионната дейност са недостатъчни, то евентуалното им повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени. В допълнение следва да се има предвид, че заложената подмяна на големи участъци от топлопреносното трасе има характер на инвестиция. За разлика от разходите за ремонти, инвестициите не се включват в годишните разходи, а след въвеждане на съответните активи в експлоатация, стойността им се включва в регулаторната база на активите, като също така се признават и разходи за амортизации.

Комисията е коригирала разходите за ремонт в съответствие с т. 1 и т. 1.2 от общия подход.

Разходите за ремонт са следните:

- заявени за новия ценови период – 717 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 350 хил. лв.;
- признати за новия ценови период – 459 хил. лв.

2. Възражението по отношение на разходите за заплати не се приема.

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация.

По отношение на разходите за възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Няма материалноправна разпоредба, която да изисква разходите за заплати и възнаграждения да се определят на база средна заплата в сектора или в региона. Дружеството има самостоятелност, в рамките на която може да увеличи заплатите в рамките на спестени разходи по целия технологичен процес при условията на добър мениджмънт. Увеличението на работните заплати до достигане на средните за отрасъла ще става плавно в годините, а не шоково увеличение на цените за клиентите. Достигането до средната заплата в отрасъла е процес, обвързан и с други условия и при наличие на възможност.

Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Комисията е коригирала разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи) на база отчетените за базисната година, които е завишила със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари – декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

Разходите за заплати и възнаграждения са следните:

- заявени за новия ценови период – 1 176 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 801 хил. лв.;
- признати за новия ценови период - 924 хил. лв.

3. Възражението по отношение на 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 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. В допълнение следва да се има предвид, че високата цена на услугата отказва потребители от същата, а не осигурява инвестиционни разходи.

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

- заявени за новия ценови период – 46,05%;
- отчетени за 2022 г. – 46,36%;
- признати за новия ценови период – 16,23%.

4. Възражението по отношение на индивидуалната цена на природния газ за новия регулаторен период не се приема.

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ 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 01.07.2023 г. до 30.06.2024 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-ВТ“ АД в Приложение №2.

Комисията не е извършвала корекции на заявените количества природен газ.

5. Възражението по отношение на разходите за емисии (CO₂) не се приема.

Корекциите са направени в съответствие с т.14 от общия подход.

Корекциите на необходимите приходи са извършени при стриктно спазване на чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, като са направени при отчетна средна цена на CO₂ квоти за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г. в размер на 81,76 евро/t и прогноза до края на текущия ценови период (30.06.2023 г.) в размер на 85,0 евро/t или средна цена за периода в размер на 82,43 евро/t. Цитираните разпоредби изрично дефинират, че Ц^{II} представлява

отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон. Следва да се има предвид, че целите на ЗЕ, сред които и целта по чл.2, ал. 1, т. 4 от ЗЕ за енергийни доставки при минимални разходи, са ангажимент на регулираните енергийни дружества, каквото е и „Топлофикация-ВТ“ АД.

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

„Топлофикация ВТ“ АД			
	предложение	След корекция	изменени е
1. Справка 1 – “Разходи”			
1.1. Разходи за ремонт, хил. лв.	717	459	-36%
1.2. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	1 176	924	-21%
1.3. Разходи за социални осигуровки и социални разходи, хил. лв.	231	180	-22%
1.4. Разходи за канцеларски материали и офис техника, хил. лв.	11	6	-45%
1.5. Пощенски разходи, телефони и абонаменти, хил. лв.	13	9	-31%
1.6. Разходи за командировки, хил. лв.	19	4	-79%
1.7. Разходи за публикации, хил. лв.	22	15	-32%
1.8. Такса събрано инкасо, хил. лв.	10	0	-100%
1.9. Други разходи, хил. лв.	578	0	-100%
1.10. Корекции на НП за отчетен период съгласно чл. 24, ал. 5, т. 2 от НРЦЕЕ, хил. лв.	1 614	0	-100%
4. Справка 4 – “ТИП в производство”			
4.1. Друг вид гориво (ВЕИ), t/(knm ³)	3 840	2 381	-38%
4.2. Природен газ, BGN/knm ³	1 599,25	1 192,77	-25%
Справка № 5 – „ТИП в преноса“			
1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	48,20	16,23	-31,97
2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	21 899	34 003	+55.27%

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

„Топлофикация-ВТ“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	672,72
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	431,74
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	131,82

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 15 172 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 14 997 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 304 хил. лв. и променливи – 12 693 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 831 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,18%

- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 245 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 003 MWh.

8. „Топлофикация-Разград“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-16-7 от 03.04.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 409,12 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 161,01 лв./MWh.

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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3
Преференциална цена на електрическата енергия	636,37	477,85	409,12	-14,38
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	144,85	144,85	161,01	+11,16

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 1 295,00 лв./kNm³ (без ДДС и акциз).

С писмо с изх. № Е-14-16-7 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация относно: 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, която е представена с писмо с вх. № Е-14-16-7 от 26.04.2023 г.

„Топлофикация-Разград“ АД е представило следната обосновка:

I. Условно-постоянни разходи

1. Разходи за амортизации – срокът на годност на амортизируемите активи е съгласно счетоводната политика на дружеството при линеен метод на амортизация. Дружеството отчита разходи за амортизации в размер на 383 хил. лв., разделени в няколко категории: отнесени пряко към дейността по производство на електрическа енергия – 20 хил. лв.; отнесени пряко към топлинната енергия – 60 хил. лв. за производство и 85 хил. лв. за пренос; общи за двата продукта – 218 хил. лв. Планираната сума за предстоящия регулаторен период не превишава отчетената за 2022 г.

2. Разходи за ремонт – дружеството отчита разходи за ремонт на обща стойност 91 хил. лв., разпределени както следва: отнесени към топлинната енергия – за производство – 10 хил. лв.; отнесени към преноса – 18 хил. лв.; отнесени към електрическа енергия – за

производство – 11 хил. лв.; Ремонтни и профилактични дейности на инсталацията за комбинирано производство – 10 хил. лв. Общи и за двата продукта – 52 хил. лв.

Дружеството посочва, че 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 дейности. В тази връзка дружеството отчита тенденция, свързана с увеличаване на аварийността на ключови за реализиране на лицензионната дейност съоръжения на дружеството – ИКПТЕЕ, както и водогрейни котли, което респективно води до увеличение на разходите за ремонт. Планирани са разходи за ремонт за предстоящия регулаторен период на стойност 91 хил. лв.

3. Разходи за заплати и възнаграждения – дружеството отчита разходи за заплати и възнаграждения в размер на 642 хил. лв. През последните години дружеството реализира лицензионната си дейност с относително постоянен брой заети лица, като въпреки няколкократно увеличение на размера на минималната работна заплата, увеличението на възнагражденията е незначително. Аварийните ситуации в резултат на остарялата техника, налагат заплащане на суми за извънреден труд. През 2022 г. са изплатени 6 хил. лв. за извънреден труд на персонала, пряко зает в производството и преноса. Средната работна заплата в дружеството изостава, както спрямо средната заплата в сектор „Енергетика“, така и спрямо средната заплата в областта, съгласно данни на НСИ. През последните няколко отоплителни сезони дружеството се намира в затруднено положение за набирането и задържането на квалифицирана работна ръка. Предвид това, предлага увеличение на разходите за работни заплати с общ размер от 732 хил. лв.

4. Начисления, свързани с т. 3 по действащото законодателство – включват осигурителни вноски, начислявани върху работните заплати на персонала, пряко зает в регулираната дейност на дружеството.

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – при отчетени за 2022 г. горива за автотранспорт в размер на 1 хил. лв., за предстоящия регулаторен период се прогнозира 2 хил. лв.; за работно облекло при отчетени 3 хил. лв. се прогнозира 4 хил. лв.; за канцеларски материали при отчетени 1 хил. лв., се прогнозира 3 хил. лв.

Застраховки – планирани са 121 хил. лв. за застраховки на имущество и персонал, поради предстоящо подновяване на полицата за прекъсване на дейността и очаквано завишение на застрахователната премия от страна на застрахователя.

Данъци и такси – за предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 35 хил. лв. Дружеството посочва, че за региона има увеличение в тарифите на местните данъци и такси, които съставляват основен дял в разходите за данъци.

Пощенски разходи, телефони и абонаменти – планирана е сума в размер на 10 хил. лв. Абонаментно поддържане – 245 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сумата от 204 хил. лв. Въоръжена и противопожарна охрана – 19 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 23 хил. лв., поради очакваното завишение на минималните заплати, с което е свързано изплащането на тези разходи. Наеми – 1 хил. лв., планирана сума от 2 хил. лв. Проверка на уреди – 12 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 17 хил. лв. Съдебни разходи – 4 хил. лв., планирана сума от 2 хил. лв. Експертни и одиторски разходи – 3 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума. Вода, отопление и осветление – 3 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума. Безплатна храна – отчетените средства за под хил. лв. Планирани са 1 хил.лв., поради непрекъснато покачване цените на суровините. Охрана на труда – 8 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана същата сума. Служебни карти и пътувания – не са планирани. Командировки – 2 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планирана сума в размер на 4 хил. лв. Услуги граждански договори – отчетени 1 хил. лв., планирани 1 хил.лв. Разходи за публикации – 6 хил. лв. За предстоящия регулаторен период е планираната същата сума. Изпитания на съоръженията – не са планирани. Разходи за лицензионни такси – 19 хил. лв. За предстоящия регулаторен период

е планираната сума в размер на 23 хил. лв. Такса събрано инкасо - отчетени 4 хил. лв., планирани 4 хил.лв. Транспортни услуги – обезпечават лицензионната дейност на дружеството – 69 хил. лв. отчетени. За предстоящия регулаторен период е планираната сума в размер на 72 хил. лв., поради непрекъснато покачване на горивата и връзката им с този вид услуга. Обучение на персонала – отчетени 3 хил. лв., планирани 10 хил.лв. Счетоводно обслужване – планирано е на база постигнатите разходи през 2022 г. – 51 хил. лв.

Управление на човешките ресурси – 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. Отчетени са разходи през 2022 г. – 14 хил. лв. и планирани 36 хил. лв.

Правни услуги – отчетени 12 хил. лв., планирани 12 хил. лв. Разходи за услуги, свързани с екологията – 7 хил. лв. Планирани са 9 хил. лв., съобразно очакваните одити, свързани с тази дейност. Други разходи – планирани 3 хил. лв.

Отчетените през 2022 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 провеждане на процедури по ЗОП и извън приложното поле на закона за обществени поръчки, свързани с избор на изпълнител на доставка на стоки и услуги; разходи за медийно обслужване и ПР; разходи за спазване изискванията на регламента за защита на личните данни; други материали, в състава на които са включени малощенни и малотрайни предмети, стопански инвентар и т.н.

6. Разходи, свързани с нерегулираната дейност – планирани са на база постигнатите разходи през 2022 г.

За 2022 г. отчетените разходи, нормативно непризнати за целите на ценообразуването, са в размер на приблизително 788 хил. лв., основен дял от които съставляват разходите, представляващи ежемесечни 5% вноски от приходите от продажба на електрическа енергия, съгласно чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ в размер на 386 хил. лв., разходи за неустойки за забавено плащане по договори в размер на 125 хил. лв., разходи за дялово разпределение в размер на 103 хил. лв., отписани вземания в размер на 24 хил. лв., неустойки - недостиг (небалансирана електрическа енергия)– 51 хил. лв., социални разходи – 30 хил. лв. и др.

II. Променливи разходи

1. Разходи за материали – 8 688 хил. лв.

1.1. 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 – 5 774 хил. лв.

1.2. 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 – 2 740 хил. лв.

Цената на природния газ, утвърдена в Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г. на КЕВР за „Топлофикация-Разград“ АД е 135,68 лв. без ДДС. Цените се преизчисляват в лева/хил. m³ чрез прилагане на коефициент за преобразуване, различен за различните месеци. Дружеството посочва, че покупната цена на природния газ за производство, съгласно регулирани и утвърдени цени на Комисията, се е увеличила с ръст далеч от планирания.

Разходи за материали за новия регулаторен период – 7 551 хил. лв.

1.1. 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 – 5 243 хил. лв.

1.2. 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 – 2 145 хил. лв.

Цената на природния газ, утвърдена в Решение № Ц-6 от 01.03.2022 г. на КЕВР за „Топлофикация-Разград“ АД е 106,74 лв./MWh, без ДДС.

1.3. Разходи за вода – отчетени 4 хил. лв. Планирана е същата сума.

1.4. Разходи за закупена ел. енергия – планирани са 121 хил. лв., от които 49 хил. лв. за производство, 71 хил. лв. за пренос. 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.

1.5. Консумативи (химикали, реагенти) – отчетени са 24 хил. лв. Планирано е увеличение от 62%, или общо за новия период – 39 хил. лв.

2. Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ – 90 хил. лв. Планираната сума е намалена на 83 хил. лв.

Дружеството не притежава комплексно разрешително по Закона за опазване на околната среда.

През 2022 г. са отчетени инвестиции в размер на 303 хил. лв. в дълготрайни материали активи.

19 хил. лв. – автоматични йоннообменни филтри;

20 хил. лв. – реконструкция на Камера 33;

153 хил. лв. – когенератор подобрене;

81 хил. лв. – ремонт на ТПМ;

3 хил. лв. – Ротационен разходомер;

27 хил. – други.

Дружеството не планира разходи за инвестиции и не прилага инвестиционна програма за новия регулаторен период 2023 г. – 2024 г., поради липса на собствен финансов ресурс, както и невъзможност за привличане на такъв. Дейността на дружеството се обезпечава с активи, пряко участващи в регулираната дейност по производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия, с отчетна стойност 6 959 хил. лв., набрани амортизации – 3 831 хил. лв., с балансова стойност 3 128 хил. лв. Реализираните приходи от оперативна дейност за отчетната 2022 г. са в размер на 10 201 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,041 MW.

Образуване на цените:

1. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени корекции на цената на природен газ, при съобразяване с т.11 от общия подход.

2. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани в съответствие с т. 6 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 газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетния ценови период по данни, представени от дружествата, както следва:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2023 г., предоставена от дружеството;

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 119,08 лв./MWh;
 2. Пренос – 1,08 лв./MWh;
 3. Достъп – 3,38 лв./MWh;
- Крайна цена на природен газ – 123,54 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**

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	681	1 359	1 162	1 347	5 601	9 091	9 234	8 305	9 135	5 287	1 869	1 869	54 940
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37	119,37
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	196,53	308,25	363,57	243,72	133,37	156,45	189,69	134,70	117,10	117,10	117,10	117,10	154,16
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-45,47	-242,57	-271,76	-153,55	-20,39	-242,91	-553,66	-41,27	115,37	112,14	78,18	94,44	-1 171
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	140,69
		10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	10,36	18,94	39,55	48,25	
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	140,69

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-2 409,44	-2 327,28	82,16

$$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_{пl})_t + Q_e * (C_{пe} - C_{пl})_t \pm P_{t-1} = -1\ 089,29$$

„Топлофикация-Разград“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-16-9 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. По отношение на определяне на **разходите за амортизации** дружеството възразява срещу приетия в Доклада в т. 1.1 общ подход за определяне на разходите за амортизации - еднакъв както за всички дружества, така и спрямо различните видове активи, които дружеството посочва, че са с различен полезен живот. В тази връзка посочва, че избраният полезен живот на лицензионните активи е съгласно приетата счетоводна политика на дружеството при линеен метод на амортизация. Твърди, че приетият в общия подход осреднен полезен живот на всички активи от 35 активи е икономически неаргументиран и противоречи на основни постулати на икономическата и счетоводна наука. Активите са различни като видове и полезен живот, придобити са на различни стойности от различни енергийни предприятия и подходът на осредняване води до предимство за някои дружества и ощетява други. Твърди, че осредненият полезен живот от 35 години е значително по-дълъг от реално постижимия за повечето активи.

2. По отношение на **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия** дружеството изразява несъгласие с определените от Комисията стойности. Посочва, че в общия подход технологичните разходи са на база отчетен период, коригирани съобразно ремонтната и инвестиционна програма. Дружеството заявява, че за последните две години поради липса на финансов ресурс, в резултат на незаконосъобразни решения на КЕВР за утвърждаване на цени, дружеството не планира инвестиции, които да доведат до фактическа промяна на технологичните разходи. Ремонтите по преноса са единствено аварийни, за ограничаване на течове, поради ежегодното ограничаване от страна на КЕВР на ремонтната програма до нива от предходни години. Според дружеството не става ясно как КЕВР е спазила Методиката за определяне на технологичните разходи при определяне на нива от 20 % за следващия ценови период; направен ли е от КЕВР фактически анализ на стойностите на технологичните разходи и на възможността за намаляването им в съответствие с инвестиционната програма; за периода извършен ли е сравнителен анализ с технологични разходи в мрежи с подобни характеристики и режим на работа съобразно Методиката. Дружеството посочва, че освен с намаляване на технологичните разходи по преноса, без аргументи е завишена топлинната енергия за разпределение към клиентите с 1452 MWh, което според него води до намаляване на цените на топлинна и електрическа енергия на дружеството.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на определяне на разходите за амортизации е неотнормо.

Комисията не е нааняла корекции в заявените от дружеството разходи за амортизации.

2. Възражението по отношение на 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 драстични мерки по обследване на причините за високия процент на топлинни загуби 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. В допълнение следва да се има предвид, че високата цена на услугата отказва потребители от същата, а не осигурява средства за обновяване на топлопреносната мрежа.

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

- заявени за новия ценови период – 24,97%;
- отчетени за 2022 г. – 28,23%;
- признати за новия ценови период – 20,00%.

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

„Топлофикация-Разград“ АД			
1. Справка 4 – „ТИП в производство“	предложение	След корекция	изменение
1.1 Природен газ, BGN/knm ³	1 295,00	1 326,12	2%
2. Справка 5 – „ТИП в преноса“			
2.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	24,97	20	-4,97%
2.2. Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	20 815	23 392	+6.62%

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

„Топлофикация-Разград“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	497,05
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	256,07
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	145,54

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 9 843 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 9 616 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 982 хил. лв. и променливи – 7 634 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 4 745 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,96%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 145 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 23 392 MWh.

9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-56-5 от 04.04.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 740,83 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 81,31 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Юлико-Евротрейд“ ЕООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-

				к.3/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	733,63	712,78	740,83	+3,94
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	102,02	102,02	81,31	-20,30

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ 1 150,00 лв./кнм³ (без ДДС и акциз).

Към заявлението не е представена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, както и друга информация и документи, изискани с писмото на КЕВР.

С писмо, с изх. № Е-14-56-5 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: 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; отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2021 г. и 2022 г. (Приложения № 4); попълнени справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ и т. I.8 от писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на КЕВР. Изисканата информация е представена от дружеството с писмо с вх. № Е-14-56-5 от 09.05.2023 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,495 MW.

Образуване на цените:

1. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени корекции на цената на природен газ, в съответствие с т.11 от общия подход.

2. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани в съответствие с т. 6 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:

Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството:

1. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 119,22 лв./MWh;

2. Пренос – 0,65 лв./MWh;

3 . Достъп – 3,32 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 123,19 лв./MWh.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:**1. Корекция по природен газ**

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Q _g	MWh	0	0	0	0	98	110	109	98	95	93	0	0	603
Цена на пр. газ, Ц _г	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	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	100,00	100,00	100,00	131,50
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,37	-2,96	-6,55	-0,50	1,19	1,96	0,00	0,00	-7,2
Цена на пр. газ, Ц _г	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	131,22
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,84	22,45	31,15	
Цена на пр. газ, Ц _п	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	131,22

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-41,15	-41,04	0,11

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Юлико Евротрейд“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

„Юлико Евротрейд“ ЕООД			
1. Справка 4 – „ТИП в производство“	Предложение	След корекция	Изменение
1.1 Природен газ, BGN/knm3	1 150,00	1 298,27	13%
2. Справка 5 – „ТИП в преноса“			
2.1. Технологични разходи на топлинна енергия по преноса, %	32,53%	20,00%	-12,53%
2.1 Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	1 684	1 997	+18.59%

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

„Юлико Евротрейд“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	725,58
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	104,27

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 1 876 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 839 хил. лв., от които условно-постоянни – 906 хил. лв. и променливи – 933 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 013 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 7,92%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 019 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 997 MWh.

10. „Топлофикация Русе“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-09-3 от 03.04.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 683,78 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 159,78 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 139,38 лв./MWh.

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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС,	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %

	лв./MWh			
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	637,54	606,43	683,78	+12,75
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	105,48	105,48	139,38	+32,14
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	120,09	120,09	159,78	33,05

Цените на енергия са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на природен газ – 3 822,15 лв./knm³ при калоричност 8 275 kcal/kg;
- цена на въглища – 582,80 лв./t при калоричност 4 790 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 150,25 лв./t при калоричност 9 780 kcal/kg;
- цена на биогориво – 241,48 лв./t при калоричност 3 888 kcal/kg.

С писмо, с изх. № Е-14-09-3 от 12.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация относно: справка за количества закупени квоти за емисии парникови газове (CO₂) за 2022 г. и за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., разходите за закупуването им, както и количествата безплатни CO₂ квоти, разпределени на дружеството, ведно с попълнени формуляри за докладване на годишните емисии, която е представена в КЕВР с писмо с вх. № Е-14-09-3 от 26.04.2023 г.

„Топлофикация Русе“ АД е представило следната обосновка:

При планиране на цените от 01.07.2023 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 планове за присъединяване на нови потребители и очаквано по-голямо потребление на топлинна енергия от клиентите през следващия отоплителен период (зимата на 2022 г. е била с по-високи температури от предвидените и през м. август централата е била в планов ремонт).

2. Увеличено е количеството на високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия спрямо отчетеното през периода 01.07.2022 г. 30.06.2023 г. в съответствие с очакваното завишение на производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и топлинна енергия с топлоносител водна пара.

3. Горивата за новия ценови период са планирани в съответствие с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия, при запазване на общата ефективност, отчетена през периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.

4. Количество закупени емисии парникови газове (CO₂) през текущия ценови период е получено като от изчислените емисии на база прогнозните количества горива се приспадат предвидените безплатни квоти (сума от 1/2 от квотите за 2022 г. и 1/2 от квотите за 2023 г.), по чл. 10а от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО). Отделените въглеродни емисии през новия ценови период, започващ от 01.07.2023 г. са изчислени в съответствие с количеството и емисионните фактори на горивата за периода 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. По отношение на количеството въглеродни квоти, които следва да бъдат закупени за ценовия период от 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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;

За ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., дружеството не е предвидило безплатни квоти за разпределение по чл. 10а и чл. 10 в от Директива 2003/87/ЕО, поради следните съображения:

- 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 31.03.2023 г. На основата на същият и след одобрение от Европейската комисия ще бъдат разпределени предвидените в Доклада квоти по чл. 10а. Поради липсата на окончателно одобрение от страна на ЕК в ценовия модел не са отразени безплатните квоти по чл. 10а за 2023 г. и 2024 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 тържни 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

Очаквани доставки на въглища:

През периода от 01.03.2023 г. – 30.06.2023 г. – 99 000 t. по доставна цена 340,00 \$/t, с включени транспортни разходи до пристанище „Русе“. За периода са предвидени допълнителни разходи за разтоварване и съхранение на въглищата, митническо складиране към всеки съд при внос, стоков и количествен контрол, вземане и разработване на проби на Пристанище „Русе“ в размер на 12,79 лв./t.;

През периода 01.07.2023 г. – 31.12.2023 г. – 6 000 t. по доставна цена 340,00 \$/t, с включени транспортни разходи до пристанище „Русе“. Допълнителни разходи за разтоварване и съхранение за периода са предвидени в размер на 12,79 лв./t.;

Необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01.2024 г. – 30.06.2024 г. – 60 000 t. по доставна цена 340,00 \$/t, с включени транспортни разходи до пристанище „Русе“, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение в размер на 12,79 лв./t.

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.

Към момента „Топлофикация Русе“ АД продължава да ползва услугите на „Дайнинг Енерджи“ ЕООД като доставчик, специализиран в тази област.

Предвид спецификата на въглищата и пазарните условия договорената цена на тон въглища е в размер на 340,00 USD/t. В тази цена се включва цената, заплащана на производителя от „Дайнинг енерджи“ ЕООД, както и всички необходими разходи до пристанище „Русе“.

Изчислената цена на въглищата по доставки в рамките на ценовия период по утвърден от КЕВР образец на Справка - Приложение №2, е 570,01 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: 570,01 лв./t. + 12,79 лв./t. = 582,80 лв./t, където: 12,79 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 на Пристанище Русе.

Цената е изчислена при валутен курс към 29.03.2022 г. 1,80311 лв./\$.

Цена на природния газ: прогнозна цена в размер на 3 822,15 лв./кнм³, получена съгласно Приложение № 2 (за периода 01.07.2022 г. 30.06.2023 г.) и включва цените за достъп и пренос през газопреносната мрежа.

Цена на мазута: прогнозна цена в размер на 1 150,25 лв./т., получена съгласно Приложение № 2 (за периода 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г.).

Разходи за закупена електрическа енергия: планирана е сума от 5 303 хил. лв., каквато е и стойността на разходите за закупена електроенергия за отчетената 2022 г. Те са основно два вида – разходи за електроенергия, закупена при престой на централата и балансираща енергия за отклоненията от производствения график. Дружеството посочва, че голяма част от машините и съоръженията са физически остарели и амортизирани, което води до повече като брой и продължителност аварийни престои, което от своя страна води и до повишаване на разходите за закупуване на електрическа енергия при престой. По отношение на разходите за балансираща енергия, според дружеството основна роля има отново състоянието на оборудването в съчетание и с цените на балансиращата енергия за недостиг. Според дружеството приетият нов период на сетълмент ще доведе до увеличение в разходите за балансираща енергия.

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 19% ръст в годишната инфлация в края на 2022 г. и началото на 2023 г. и обвързаността ѝ с цената на услугите.

Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените през 2022 г. с 20%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2022 г. е в размер на 1 962 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 2022 г. е в размер на 2 934 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.

Разходите за материали за текущо поддържане и останалите условно-постоянни разходи са завишени незначително, като това увеличение е във връзка с увеличената продължителност на работа на централата спрямо базовия период.

Според дружеството влияние върху разходите за химикали и реагенти от променливите разходи оказва влязлата в експлоатация в началото на 2022 г. инсталация за почистване на димни газове ИОДГ-СОИ, която използва адитив хидратна вар. За позиция са предвидени 760 хил.лв., получени от отчетените разходи за 2022 г. 691 хил.лв. с 10% увеличение.

При изчисляване на Регулаторната база на активите са спазени изискванията на т. 30 от Указания-НВ.

Дружеството счита, че е спазило указанието за прилагане норма на възвращаемост 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.

$$\text{-бета коефициент на активите} = 0,55 * (1 + (1 - 10\%) * 37,01\% / 62,99\%) = 0,8408$$

$$\text{-НВск} = 0,5852\% + 0,8408 * 5,82\% = 5,48\%$$

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 5,58%.

$$\text{-Дял на собствения капитал - ДСК} = 62,99\%;$$

$$\text{-Дял на привлечения капитал - ДПК} = 37,01\%$$

-Данъчна ставка - ДС = 10%

В резултат на изчисленията Нормата на възвръщаемост на капитала е 5,90%.

Увеличението на съдебните разходи през 2022 г. е във връзка с извършени разходи по съдебни спорове с НЕК ЕАД и Мечел Карбон, в които „Топлофикация Русе“ АД е ответник.

В резултат на извършените изчисления по Справки-приложения от № 1 до № 9 (разчетни данни за 2023-2024 г.), са прогнозирани необходими приходи от дейността в размер на 187 572 хил.лв.

Съгласно счетоводните записвания, съдебните приходи на дружеството от юрисконсултско възнаграждение за периода са в размер на – 7 350,00 лв. Приходите дружеството използва за образуване на съдебни производства срещу длъжници по дела за доставена, но неплатена топлинна енергия, заплащане на разноски по дела, по които дружеството е ответник, като същите са извадени от общите разходи.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 400 MW, като инсталираната електрическа мощност в топлофикационната част е 180 MW.

Образуване на цените:

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани в съответствие с отчетната стойност на активите, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 15 г. срок за амортизация в производството и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 30 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани до нивото на отчетената стойност през 2022 г., завишена допълнително с 15,3% инфлация по официални данни на НСИ, в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения в преноса са коригирани до нивото на отчетената стойност през 2022 г., завишени с 15,3% инфлация по официални данни на НСИ, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за горива за автотранспорт са коригирани до нивото на отчетената стойност през 2022 г., завишени с 15,3% инфлация, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане в производството са коригирани до нивото на отчетената стойност през 2022 г., завишени с 15,3% инфлация, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за такса дялово разпределение са коригирани, като неприсъщи за лицензионната дейност на дружеството;

- разходите за други разходи по нормативни актове са коригирани, като неприсъщи за лицензионната дейност на дружеството.

Прогнозни емисии CO₂ – 201 633,87 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88 евро/t (172,11 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172.11 лв./t X 201 633,87 t = 34 703 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 600 km³, 1 500 t мазут, 127 065 t въглища и 65 000 t биомаса.

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

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирано е количеството въглища до нивото на отчетената стойност през 2022 г. до достигане показателят обща енергийна ефективност в съответствие с приетите показатели за производство на високоефективна електрическа енергия.

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

[TLP-WHITE]

Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:**1. Корекция по природен газ**

		2022/2023 г.												
		Отчетни данни												
месец		07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	0	0	1 619	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 619
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16	115,16
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh			353,21				179,33	124,34	106,74	106,74	106,74	106,74	353,21
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил. лв	0,00	0,00	-385,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-385
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	353,21
		-186,17	-297,89	0,00	-233,36	-123,01	-146,09	0,00	0,00	0,00	8,58	29,19	37,89	
Цена на пр. газ, Цпl	BGN/MWh	93,09	148,95	353,21	116,68	61,51	73,05	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	353,21

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	185 885
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпl	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	3 224,77

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-6 843,45	-7 174,32	-330,87

$$H_t = Q_g^* (C_{пг} - C_{пl})_t + Q_e^* (C_{пе} - C_{пl})_t \pm P_{t-1} = \mathbf{2\ 508,55}$$

„Топлофикация Русе“ АД е представило становище с вх. № Е-14-09-5 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Изразява несъгласие по отношение на корекция на **разходите за амортизации**, които са намалени в производството с 1 031,3 хил. лв. и в преноса на топлинна енергия с 499,57 хил. лв., поради предстоящо въвеждане на нови производствени съоръжения.

2. Изразява несъгласие по отношение на корекция на **разходите за заплати и възнаграждения и осигурителни вноски, отнесени към преноса.**

Според дружеството направената корекция в Доклада с понижение в размер на 985 хил. лв. е икономически неоправдана, като предвидените по-високи разходи за работни заплати и осигурителни вноски от началото на 2023 г. са във връзка с отчетената инфлация. Предвиденият разход на работни заплати в преноса от 1 650 хил. лв. е в резултат на следваната политика на дружеството и стремежа за покриване по-високия праг на осигурителни вноски и недопускане изоставане на средната работна заплата от отчетената за 2022 г.

3. Изразява несъгласие по отношение на корекция на **разходите за горивата за автотранспорт с 58 хил. лв.**

Дружеството посочва, че заложеното увеличение на горивата за автотранспорт е във връзка с бързо променящата се цена на петрола на Световната борса. През 2022 г. отчита увеличение с 52% в сравнение с 2021 г.

4. Изразява несъгласие по отношение на корекция на **разходите за материали за текущо поддържане** за следващия ценови период. Дружеството е планирало увеличение на производството в сравнение с предходния период и е предвидило и по-високи разходи за снабдяването със спомагателни материали за поддръжка работата на централата.

5. Изразява несъгласие по отношение на непризнаването на **такса дялово разпределение** в размер на 410,3 хил. лв. Дружеството посочва, че това е разход, който ежесечно заплаща на фирми за дялово разпределение, които отчитат използваната топлинна енергия.

6. Изразява несъгласие по отношение на корекция на **оборотен капитал**, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността. Дружеството счита, че е допусната техническа грешка при цитираната корекция от 64 946 хил. лв. на 20 215 хил. лв. в намаление на РБА. Според дружеството коригираната РБА по т. 2.1 е в размер на 62 425 хил. лв. и съответно цената на електрическата енергия е по-висока от определената от Комисията в размер на 601,19 лв.

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

„Топлофикация Русе“ АД няма забележки по корекцията по природен газ.

Дружеството не е съгласно с отчетената цена на въглеродните емисии от 82,43 EUR/t CO₂. За изпълнение на законовите си задълженията, „Топлофикация Русе“ АД е закупила 140 500 t CO₂ по цена 98,10 €/t CO₂. „Топлофикация Русе“ АД е изпратило фактура за закупените емисии.

Дружеството е изчислило недовзет приход от въглеродни емисии в размер на 1 868,60 хил. лв. (140 500 t*(98,10 €/t – 91,30 €/t)*1,95583 = 1 868,60 хил. лв.).

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението по отношение на корекция на разходите за амортизации, които са намалени в производството с 1 031,3 хил. лв. и в преноса на топлинна енергия с 499,57 хил. лв., не се приема.

Дружеството се е аргументирало с предстоящо въвеждане на нови производствени съоръжения, но към настоящия момент тази инвестиция в основни съоръжения не е налична, поради което съответстващият ѝ разход за амортизация не е допустим от регулаторна гледна точка. При наличие на непрекъсваем отоплителен сезон най-вероятно е инвестицията да бъде отразена в инвентарната книга на дружеството в края на предстоящия ценови период и

съответният разход за амортизация да влезе в цените през следващия ценови период. Съгласно т. 31.1, б. „б“ от Указания-НВ в разходите за амортизация не се включват амортизации и други разходи, свързани с реконструкция или ново придобиване на имущество за производство на електрическа и/или топлинна енергия и пренос на топлинна енергия, което не е било въведено като актив към датата на подаване на заявлението за цени.

Стойностите на разходите за амортизации в справка № 1 „Разходи“ са в съответствие с т. 1.1 от общия подход.

Разходите за амортизации са следните:

- заявени за новия ценови период – 5 859 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 5 548 хил. лв.;
- признати за новия ценови период – 4 328 хил. лв.

2. Възражението по отношение на корекция на разходите за заплати и възнаграждения и осигурителни вноски не се приема.

С ежегодното определяне на цени от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация.

По отношение на разходите за възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски, са допуснати увеличения на стойностите в сравнение с отчетените през изминалия регулаторен период с 15,3 % средногодишна инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо същия период на 2021 г. в съответствие с официални данни от НСИ. Инфлацията е измерена чрез Индекс на потребителските цени, който е официалният измерител на инфлацията в Република България.

Няма материалноправна разпоредба, която да изисква разходите за заплати и възнаграждения да се определят на база средна заплата в сектора или в региона. Дружеството има самостоятелност, в рамките на която може да увеличи заплатите в рамките на спестени разходи по целия технологичен процес при условията на добър мениджмънт. Увеличението на работните заплати до достигане на средните за отрасъла ще става плавно в годините, а не шоково увеличение на цените за клиентите. Достигането до средната заплата в отрасъла е процес, обвързан и с други условия и при наличие на възможност.

Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай, че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

Комисията е коригирала разходите за заплати и възнаграждения на база отчетените за базисната година, които е завишила със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари – декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

Стойностите на разходите за заплати, възнаграждения и осигурителни вноски в справка № 1 „Разходи“ са в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

Разходите за заплати и възнаграждения са следните:

- заявени за новия ценови период – 10 795 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 8 595 хил. лв.;
- признати за новия ценови период – 9 810 хил. лв.

Комисията не е коригирала заявените от дружеството разходи за осигурителни вноски.

3. Възражението по отношение на корекции на разходите за горивата за автотранспорт и на разходите за материали за текущо поддържане за следващия ценови период не се приема.

С ежегодното определяне на цени на енергия от първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от

прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на конкретната икономическа ситуация. В същото време основно задължение на Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата топлоснабдяване от друга. Повишаването на разходите за горивата за автотранспорт и материали за текущо поддържане, дори с минимален процент, е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите, свързани с лицензионната дейност, са недостатъчни, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

5. Възражението по отношение на непризнаването на такса дялово разпределение не се приема.

Разходите за такса дялово разпределение са коригирани в справка № 1 „Разходи“ в съответствие с т.1.5 от общия подход, като неприсъщ разход. Такса „дялово разпределение“ се заплаща на топлопреносното дружество от клиентите, отделно от сумите за ползвана топлинна енергия. Съгласно чл. 13 от Общи условия за продажба на топлинна енергия за битови нужди на потребители от системата на „Топлофикация Русе“ ЕАД, одобрени с Решение № ОУ-05 от 16.07.2012 г. на ДКЕВР, купувачът е длъжен да заплаща на продавача суми за извършване на услугата „дялово разпределение“ срещу издадени сметкофактури (или фактури). Купувачът е длъжен да заплаща услугата „дялово разпределение“ ежемесечно.

6. Възражението по отношение на корекция на оборотен капитал, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността не се приема.

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.

Стойностите на оборотния капитал са резултантни в ценовия модел от корекциите в разходите.

7. 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.

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ са извършени при отчетна средна цена на CO₂ квоти за периода 01.07.2022 г. – 30.04.2023 г. в размер на 81,76 евро/t. (не са взети предвид авиационни EUAA, полски PL и немски DE и NIR квоти) и направена прогноза до края на текущия ценови период (30.06.2023 г.) в размер на 85,0 евро/t. или средна цена за периода в размер на **82,43 €/t**.

Корекциите на необходимите приходи са извършени в съответствие с т.13 от общия подход и чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. Цитираните разпоредби изрично дефинират, че Ц^{II} представлява *отчетената средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон*. Следва да се има предвид, че целите на Закона за енергетика, сред които и целта по чл.2, ал. 1, т. 4 от ЗЕ за енергийни доставки при минимални разходи, са ангажимент на регулираните енергийни дружества, каквото е и „Топлофикация Русе“ АД.

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

„Топлофикация Русе“ АД			
	предложение	След корекция	изменение
1. Справка 1 – „Разходи“			
1.1. Разходи за амортизация, отнесени към електрическата енергия, хил. лв.	4 748,3	3 717	-21,7%

1.2. Разходи за амортизация, отнесени към преноса на топлинна енергия, хил. лв.	751,57	252	-66,5%
1.3. Разходи за ремонт, отнесени към електрическата енергия, хил. лв.	4 459	3 143	-29,5%
1.4. Разходи за ремонт, отнесени към преноса на топлинна енергия, хил. лв.	550	340	-38,2%
1.5. Разходи за заплати и възнаграждения, отнесени към преноса, хил. лв.	1 650	665	-59,7%
1.6. Горива за автотранспорт, хил. лв.	511,2	453	-11,3%
1.7. Разходи за материали за текущо поддържане, хил. лв.	1572	964	-38,7%
1.8. Такса дялово разпределение, хил. лв.	410,3	0	-100%
1.9. Други разходи по нормативни актове, хил. лв.	7 791,6	0	-100%
2. Справка 2 – „РБА“			
2.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	64 946	62 425	-3,9%
3. Справка № 5 – Технологични разходи по преноса на топлинна енергия, %	38,40	32,0	-6,4%
3.1 Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	278 968	307 933	+10,38%

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

„Топлофикация Русе“ АД		лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия		601,19
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ		360,21
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода		105,57
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара		133,25

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 165 723 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 162 040 хил. лв., от които условно-постоянни – 27 948 хил. лв. и променливи – 134 092 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 62 425 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,90%
- Електрическа енергия – 216 243 MWh, в т. ч.:
- от високоефективно комбинирано производство – 215 000 MWh;
- от некомбинирано производство – 1 243 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 5 182 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 307 933 MWh.

11. „Топлофикация-Перник“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-03-3 от 31.03.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 591,75 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 180,24 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 72,22 лв./MWh.

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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	657,54	599,75	591,75	-1,33
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	116,71	116,71	180,24	+54,43
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	62,68	62,68	72,22	+15,21

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

- цена на въглища – 133,99 лв./ $t_{н.г.}$ при калоричност 1 975 kcal/kg;
- цена на природен газ – 1 238,85 лв./ knm^3 (без ДДС и акциз).

С писма, с изх. № Е-14-03-3 от 12.04.2023 г. и с изх. № Е-14-00-3 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация относно: обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения, данни за средни стойности на емисионния фактор, долна топлина на изгаряне на съответното гориво, коефициент на окисление на отделните видове горива в общия микс и количеството гориво в прогнозния период, както и попълнен формуляр за докладване на прогнозни количества годишни емисии парникови газове за новия ценови период, която е представена от дружеството с писма с вх. № Е-14-03-3 от 21.04.2023 г. и писмо с вх. № Е-14-03-3 от 26.04.2023 г.

„Топлофикация-Перник“ АД е представило следната обосновка:

Прогнозната информация е определена въз основа на базисната 2022 г., съгласно Указания-НВ.

Производствена програма (отчет и прогноза):

През новия регулаторен период дружеството предвижда подобряване на техническото състояние на съоръженията и увеличение на производството на топлинна и електрическа енергия.

Производство на топлинна енергия – отпусната от съоръженията топлинна енергия към преноса за 2022 г. е 620 544 MWh. Прогнозата за новия ценови период е увеличена с 24,7% до 773 860 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 53,51%. Прогнозира се през новия регулаторен период те да се намалят до 48,27%.

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 244 163 MWh, а за периода 2023 г. – 2024 г. се планира да бъдат произведени 324 672 MWh.

Продадена електрическа енергия – през отчетната 2022 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирала 195 223 MWh на свободния пазар, от които 175 389 MWh, ВЕКП, компенсирани с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“. Общо произведеното нетно количество електроенергия през 2022 г. е в размер на 185 486 MWh. През новия регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 248 436 MWh.

Електрическа енергия за собствено потребление – прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление са планирани на база отчетните данни през базовата 2022 г.

Електрическа енергия за собствени нужди – електрическа енергия за собствени нужди през новия ценови период е 76 236 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 2022 г. възлиза на 5 001 хил. лв. за извършване на големи основни ремонти на съоръженията. През ценови период 07.2023 г. – 06.2024 г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 966 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 въздухоподгревател на ПГ5. Ще бъде направен основен ремонт на охладителна кула № 2 на ТГ5. За периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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 монтаж на 2 броя когенератори с единична мощност по 8,7 MW.

Регулаторна база на активите – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2022 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 73 620 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 01.07.2022 г. – 30.06.2024 г. оборотният капитал за производство е в размер на 7 093 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 2022 г. е 4,67%.

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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. разходите за амортизации са на нивото на 2022 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки – разходите за работна заплата и осигуровки за отчетната дейност през 2022 г. възлизат на 14 467 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 11 689 хил. лв. и за осигуровки 2 778 хил. лв. За периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. необходимите разходи са завишени на 14 142 хил. лв. – разходи за заплати и 3 424 хил. лв. за осигуровки, което се дължи на високия ръст на инфлацията.

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензиите – са увеличени спрямо отчетната 2022 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 CO₂ 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, като се базират на отчетените такива за базовата 2022 г.

Основно гориво за прогнозния период – дружеството планира горивният микс за ТЕЦ „Република“ да се състои от: сурови кафяви въглища, при условията на Договор № 102 от 2014 г. за покупко-продажба на кафяви въглища, сключен с „Хийт Енерджи“ ЕООД, и обогатено енергийно гориво (ОЕГ), доставяно съгласно Договор от 01.11.2013 г. между „Топлофикация-Перник“ АД и „Хийт Енерджи“ ЕООД. Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2023 г., за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 133,99 лв./t. при калоричност 1 975,2 kcal/kg.

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 201 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 6 954 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 1 150 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 2022 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 31.03.2023 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“. Към дата 31.03.2023 г. в ИАОС е входен верификационен доклад. Към момента не е получено от ИАОС потвърдително писмо. 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 2022 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са 160 392 t. Данните са от 30.03.2023 г. Прогнозното

количество на закупените емисии за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. ще бъде 349 564 t. при изгорени твърди горива – 562 890 t., природен газ – 20 100 000 m³.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 105 MW.

Образуване на цените:

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

- разходите за заплати и осигуровки са коригирани в съответствие с т. 1.3. от общия подход.

Прогнозни емисии CO₂ – 387 599,95 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t. X 387 599,95 t. = 66 710 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са природен газ 20 100 km³ и 562 890,00 t. въглища.

2. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани 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.

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“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 92,43 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,07 + 6,89 = 7,96 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 100,39 лв./MWh.

[TLP-WHITE]

Ниво 0

Корекции на необходимите приходи съгласно чл. 24а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ:**1. Корекция по природен газ**

		2022/2023												
		Отчетни данни												
	месец	07	08	09	10	11	12	01	02	03	04	05	06	Общо:
Количество, Qg	MWh	2 903	711	0	5 432	4 599	689	2 211	3 507	5 940	5 940	5 940	5 940	43 812
Цена на пр. газ, Цпг	BGN/MWh	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99	116,99
Цена на пр. газ, Ц търговец	BGN/MWh	200,46	298,18		232,29	121,72	175,63	179,33	128,99	106,74	106,74	106,74	106,74	139,72
надвзет/недовзет приход от природен газ	хил.лв	-200,85	-128,55	0,00	-629,24	-24,73	-20,04	-137,84	-25,78	60,89	111,85	234,27	285,95	-474
Цена на пр. газ, Цбг	BGN/MWh	186,17	297,89	353,21	233,36	123,01	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	127,94
		14,29	0,29	-353,21	-1,07	-1,29	29,54	0,00	4,65	0,00	8,58	29,19	37,89	
Цена на пр. газ, Цпл	BGN/MWh	186,17	297,89	176,61	232,82	122,37	146,09	179,33	124,34	106,74	98,16	77,55	68,85	127,81

2. Корекция по въглеродни емисии

Количество, Qe	тона	201 497
Прогнозна цена на въглеродни емисии, Цпе	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии, Цпц	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил.лв	3 495,61

разходи по прогноза	разходи по отчет	Pt-1, хил. лв.
-12 277,62	-11 839,81	437,81

$$Ht = Qg * (Цпг - Цп) + Qe * (Цпе - Цпц) \pm Pt-1 = 3 459,37$$

„Топлофикация-Перник“ АД е представило становище с вх. № Е-14-03-6 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

Изразява несъгласие по отношение на корекцията на количествата на топлинна енергия за технологични разходи по преноса. Дружеството посочва, че непрекъснато инвестира в рехабилитацията на топлопреносната мрежа и подмяната на съществуващи абонатни станции с нови, съгласно утвърдените стандарти. През отчетната 2022 г. технологичните разходи по преноса са в размер на 53,51%. Със заложените в Инвестиционната програма подмяна на елементи от топлопреносната мрежа, дружеството има за цел да намали технологичните разходи до 48,27%. Дружеството счита, че дължината на топлопреносната мрежа (139 000 m) е тясно свързана със стойността на загубите на топлина по време на преноса и посочва, че корекцията от 24,27% е непосилна за него.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението на дружеството относно направените корекции 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 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 – 48,27%;
- отчетени за 2022 г. – 53,51 %;
- признати за новия ценови период – 24,00%.

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

„Топлофикация-Перник“ АД			
1. Справка 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение
1.1. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	14 142	13 478	-4,7%
1.2. Разходи за социални осигуровки, хил. лв.	3 423	3 203	-6,4%
1.3. Разходи за емисии CO ₂ , хил. лв.	68 368	66 710	-2,4%
2. Справка 5 – „ТИП в преноса“, технологични разходи, %	48,27%	24,00%	-24,27%
2.1 Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	193 400	284 164	+46,93%

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

„Топлофикация-Перник“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	572,25
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	331,27
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	115,94
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	67,79

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 205 915 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 201 908 хил. лв., от които условно-постоянни – 26 170 хил. лв. и променливи – 175 738 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 85 803 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,67%
- Електрическа енергия – 248 436 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 232 936 MWh;
 - от нискоефективно комбинирано производство – 15 500 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 399 960 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 284 164 MWh.

12. „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-07-4 от 31.03.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 677,99 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 120,35 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 97,92 лв./MWh.

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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	542,60	521,13	677,99	+30,10
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	103,92	103,92	120,35	+15,81
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	96,75	96,75	97,92	+1,21

Предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на въглищата – 484,00 лв./t с калоричност 4 932 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 240,00 лв./t калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (ВЕИ) – 143,00 лв./t с калоричност 3 500 kcal/kg;

С писмо, с изх. № Е-14-07-4 от 12.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация относно: 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. Информация е представена с писмо с вх. № Е-14-07-4 от 26.04.2023 г. Дружеството е заявило, че няма присъдени

юрисконсултски възнаграждения. Представило е допълнително и данни за средни стойности на емисионния фактор, долна топлина на изгаряне на съответното гориво, коефициент на окисление на отделните видове горива в общия микс и количеството гориво в прогнозния период.

„Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД е представило следната обосновка:

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя и потреблението на клиентите на гореща вода. През 2021 г. дружеството е реализирало 108 480 MWh топлинна енергия с гореща вода. През 2022 г. дружеството реализира 98 244 MWh топлинна енергия с гореща вода. Независимо, че през изминаващия сезон 2022 г. – 2023 г. средномесечните температури се доближават до типични за преходните месеци ноември и април, за предстоящия ценови период с цел оптимизиране цената на топлинната енергия, в прогнозата дружеството запазва количеството в размер от 97 622 MWh. За 2022 г. продадената топлинна енергия с пара е 139 492 MWh. За предстоящия ценови период прогнозира запазване на общото количество пара в същия порядък.

Количествата електрическа енергия са резултанти от комбинираното производство, при минимално паропроизводство на енергийните котли и постигнати показатели за ефективност през 2022 г. Има планирано спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство в периода 12.06.2024 г. – 30.06.2024 г. През този период не се предвижда производство и продажба на топлинна енергия.

Собствените нужди от електрическа енергия са съобразно работещите ел. двигатели на вентилатори, помпи, съоръжения, свързани с подготовка на горивото за изгаряне, хранене на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.

Условно-постоянни разходи – предвидените УПР в по-голямата си част са увеличени с 36,9% спрямо отчетените разходи през 2022 г.

Прогнозните разходи за амортизации са съобразени с отчетените през 2022 г., въведените в експлоатация съоръжения през същата година, такива с изтекъл амортизационен срок и са запазени в същия размер.

Разходи за заплати: от 01.01.2023 г. с постановление на Министерския съвет минималната заплата за страната е увеличена от 710 лв. на 780 лв. или с 9,9%, а прогнозата за следващото увеличение от 01.01.2024 г. е да превиши 980 лева (50% от средната заплата за страната). Съгласно вътрешните правила на дружеството при промяна на размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. Според дружеството, друга причина, поради която е наложително увеличение на възнаграждението, е ниското възнаграждение за полагащия труд в тежките условия на работа, все по-трудното задържане на персонал и голямо текучество на работници.

Разходи за охрана – съгласно договор за осъществяване на охрана на обекти на дружеството месечната издръжка се формира на база минималната работна заплата. Считано от 01.01.2023 г., вследствие увеличението ѝ на 780 лв., е актуализирана и общата сума, заложена в прогнозата за предстоящия ценови период.

Разходи за вода – цената на водата за град Сливен от 01.03.2023 г. е увеличена с 16,03%. За предстоящия период, със същия процент е увеличен и отчетения през 2022 г. разход. Отчитайки значителното увеличение на цените на хранителните стоки в страната, разходите за безплатна храна съгласно нормативен документ спрямо 2022 г. са увеличени с 45%.

Най-голямо увеличение на цените и разходите дружеството е заложило за „материали за текущо поддържане“. Поради това прогнозното им увеличение е с 80%, спрямо 2022 г.

През тази година изтича двугодишният срок за метрологична проверка на част от топломерите в абонатните станции. Предвижда се разходът за тези проверки да възлезе на 30 хил. лв., което е показано в модела, в разходи за проверка на уреди в преноса.

През 2022 г. след направен анализ на състоянието на база проявени дефекти и с цел оптимизиране работата на централата дружеството е насочило усилия към ремонт на

генериращи съоръжения – енергийни котли, турбина и електрогенератор.

Разпределението на разходите по цехове и звена при обща стойност 2 429,8 хил. лв. за извършените през годината ремонти е: Ремонт на съоръженията по енергиен котел 1 – 440,3 хил. лв.; Ремонт на съоръженията по енергиен котел 2 и скарна предкамера – 587,3 хил. лв.; Ремонт на турбоагрегат и турбинно оборудване за 191,9 хил. лв., включващ: проверка и ремонт на лагери, клапанна кутия, клапани ВН, сервомотори, маятникова настройка, регулираща и маслена системи, проверка ротор електрогенератор; Ремонт на съоръженията в горивоподаване за 46,6 хил. лв.; Ремонтите на електро и КИП и А съоръжения в това число турбогенератор са за 203,1 хил. лв.; Ремонтите по съоръженията и сгради в ХВО са за 172,6 хил. лв.

В направление пренос и разпределение на топлинна енергия е извършена ремонтна дейност за 698,0 хил. лв., включваща: ремонт на промишлени парни и водни магистрали, градски водни магистрали и отклонения, АС и помпи, възстановяване на хоризонтална планировка след аварии.

Ремонтът на съоръжения за почистване е на стойност 53,5 хил. лв., текущ ремонт на сгради е за 35,9 хил. лв.

Инвестиционните разходи на дружеството са за 7 771,5 хил. лв., като от тях 4 907,1 хил. лв. са отделени за доставка на когенерационно оборудване. Приоритетно са отделени средства за енергиен котел 1, депо за неопасни отпадъци и топлопренос.

За предстоящия ценови период ремонтните дейности са свързани с изпълнение на оптимално необходимите задачи с приоритет необходимост от подобряване техническото състояние на електрогенериращите 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.

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.

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 – увеличеното потребление на твърди горива и енергия в световен мащаб, породено от намалените доставки на природен газ, води до затруднения в доставките на твърди горива и повишаване на техните цени. За осигуряване на производствените нужди, дружеството търси оптимално съотношение на горивния микс, при спазване на изисквания за икономичност, екологични и осигуряване на резерви от горива. В отговор на повишените изисквания към качество на българските горива, доставчиците са повишили калоричността им.

Дружеството заявява, че за предстоящия регулаторен период ще ползва български въглища от налични на склад – ООЕГ и каменни антрацитни. Средната цена на микса от гориво въглища е показана в ценовия модел. Цената на биогоривата е запазена, без промяна. Включените в производствената програма видове и количества горива са в съответствие с комплексното разрешително на дружеството.

Изпълнявайки екологичните изисквания за допустими норми на отделяне на серен диоксид, през ценовия период 2023 г. – 2024 г. дружеството ще използва хидратна вар за газоочистващата инсталация в размер на 2 952 тона на обща стойност 853 хил. лв. Завишението спрямо отчетната 2022 г. е продиктувано от технологичната необходимост за изпълнение на нормите за серен диоксид до 360 мгр/м³ и повишена цена на хидратната вар,

която към момента е 289 лв./t. Във връзка с повишеното количество варов разтвор е завишено количеството вода, съответстващо на режима на работа на газоочистващата инсталация. Прогнозните количества вода за технологични нужди за захранване на парогенераторите, производство на пара и за допълване на топлопреносната мрежа са запазени на нивото на 2022 г. Минималното повишение на този разход с 40 хил. лв. спрямо 2022 г. отразява повишение на доставната цена.

Драстичните увеличения на материалите засяга и използваните при химична обработка на сурова вода, химикали и реагенти, като сярна киселина, натриева основа, железен трихлорид, сол и др. Доставните цени при тях са повишени с 50 до 120 процента. Затова дружеството предвижда общият разход по тази позиция да бъде 280 хил. лв., което е завишение със 140 хил. лв. спрямо отчетната 2022 г.

Вследствие включените абонатни станции за битови клиенти е отчетен увеличен разход за електрическа енергия. Очаква се и през следващия ценови период увеличение на този разход от присъединените през предходната година клиенти.

За предстоящия регулаторен период дружеството посочва, че може да разполага с до 6 440 t безплатни емисии, поради което предвижда да закупи разликата между емитираното количество и посочените 6 440 t. 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 2022 г. Прогнозният брой квоти за следващия ценови период 2023 г. – 2024 г. е показан в Справка № 4 в ценовия електронен модел и справка за емисии парникови газове. Разходът за закупуването им е изчислен при цена 95 евро/t.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.

Образуване на цените:

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

Прогнозни емисии CO₂ – 199 297 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t. X 199 297 t. = 34 301 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са 240 t мазут, 104 966,67 t въглища и 19 198,00 t биомаса.

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 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.

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	110 899
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Ц _{pe}	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии , Ц ^{II}	евро/тон	82,43

надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв	1 923,90
--	---------	----------

„Топлофикация-Сливен – инж. Ангел Ангелов“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-07-5 от 31.05.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

Дружеството изразява 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 – 2022 г. Дружеството счита, че въпреки непрекъснатото развитие на пазара на топлинна енергия, увеличения на продажбите в такъв размер, няма да може да постигне.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението на дружеството относно направените корекции 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 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.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД			
	Предложение	Корекция	Изменение, %
Справка № 5 „ТИП в преноса“, технологични разходи по преноса на топлинна енергия, %	34,04	24	10,04
Справка № 5 - Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	97 622	112 482	+15,22

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

„Топлофикация-Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	643,37
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	402,39
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	104,19
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	97,95

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 114 481 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 112 764 хил. лв., от които условно-постоянни – 18 540 хил. лв. и променливи – 94 225 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 31 961 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,37%
- Електрическа енергия – 135 334 MWh
 - от високоефективно комбинирано производство – 132 751 MWh;

- от невисокоэффективно производство – 2 584 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 112 482 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 140 176 MWh.

13. „Топлофикация-Габрово“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-11-6 от 04.04.2023 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 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 720,94 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 211,57 лв./MWh.

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

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	707,65	705,01	720,94	+2,26
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	137,51	137,51	211,57	+53,86

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

- въглища – 631,12 лв./t при калоричност – 4 200 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 200,00 лв./t при калоричност – 9 500 kcal/kg;
- цена на биомаса – 227,96 лв./t при калоричност – 2 435 kcal/kg.

С писмо, с изх. № Е-14-11-6 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: 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; Комплексно разрешително, издадено на дружеството по Закона за опазване на околната среда, заедно с всички актуализации към него и обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения. С писмо с вх. № Е-14-11-6 от 02.05.2023 г. дружеството е представило изисканата декларация, като заявява, че няма издадено комплексно разрешително, тъй като инсталираната топлинна мощност на централата е под 50 MW и няма присъдени юрисконсултски възнаграждения.

„Топлофикация-Габрово“ ЕАД е представило следната обосновка:

I. Справка № 1 – Разходи

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. са определени, като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2022-30.06.2023 г. и отчетните за 2022 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа

през прогнозния период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.

1.1. Разходи за амортизации – дълготрайните активи 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 амортизация са включени 133 хил. лв, от тях 125 хил. лв. са амортизации за производство и 8 хил. лв. за пренос. Разходите за амортизация за производство са разпределени по следния начин: 75 хил. лв. за електрическа енергия и 50 хил. лв. общо за двата продукта.

1.2. Разходите за ремонт – те са в размер на 345 хил. лв., в това число 255 хил. лв. в направление „Производство“ и 90 хил. лв. в направление „Пренос“.

1.3. Разходи за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях – за новия ценови период се предвижда разходите за заплати да бъдат увеличени с 5% от 1 380 хил. лв. на 1 450 хил. лв. за новия ценови период. Увеличението е направено поради значителното изоставане на ръста на заплащане в дружеството, както от средното в отрасъла, така и от фирмите в града и региона, което в последните години е довело до отлив на квалифициран управленски и изпълнителски персонал и незаети работни места.

1.4. Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията – общият размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, по отчет за 2022 г. е 760 хил. лв., а прогнозните за новия ценови период са 846 хил. лв. Увеличението на тези разходи е в следствие увеличение на цените на всички стоки и услуги ползвани от дружеството при неговата дейност.

1.5. Приходи от присъединяване и от топлоносител – през новия ценови период от 01.07.2023 г. не са планирани приходи от присъединяване, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и през 2022 г. също няма реализирани приходи от тези дейности.

1.6. Променливи разходи:

1.6.1. Прогнозни количества и разходи за горива – разходите за горива в енергийната част, посочени в променливите разходи, са в съответствие с показателите по Справка № 4 „ТИП-Производство“.

- **Цена на въглищата** – през прогнозния период се предвижда да бъдат изгорени 2 250 t. черни въглища с долна топлина на изгаряне средно 4 200 kcal/kg. Прогнозната цена на въглищата е 631,12 лв./t и включва 603,89 лв./t натурално гориво и 27,22 лв./t транспортни разходи по дестинацията Сливен-Габрово.

- **Цена на основното гориво – биомаса** – през прогнозния период се предвижда работа на котела на биомаса с общо количество гориво 17 951 t, в съотношение дървесен чипс 11 951 t. с долна топлина на изгаряне 2 000 kcal/kg и пелети от слънчогледова люспа 6 000 t. с долна топлина на изгаряне 3 300 kcal/kg. Средната калоричност на микса горива е 2 435 kcal/kg.

1.6.2. Разходи за закупена електроенергия – разходите за електрическа енергия се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за абонатни станции и количествата закупени в месеците извън отоплителния сезон, в които централата няма собствено производство.

1.6.3. Разходи за външни услуги – те са завишени с 37 хил. лв. спрямо отчетната 2022 г., поради нарасналата необходимост от наемане на външни фирми за периодично почистване на ЕПГ8 от отлагания върху нагревните повърхности и при ремонтите по топлопреносните мрежи.

1.6.4. Разходи за емисии парникови газове (CO₂) – през прогнозния ценови период се предвижда централата да работи с основно гориво биомаса. Изгарянето на въглища ще бъде ограничено – само в случаите на работа на резервния котел ЕПГ2. Дружеството посочва, че за новия ценови период при изгарянето на планираните 2 250 t въглища и 25 t мазут, прогнозното количество емитирани емисии ще бъде 3 506 t. CO₂. Към 31.03.2023 г. дружеството не разполага с безплатни емисии.

II. Справка № 2 - Регулаторна база на активите

Справка № 2 е изготвена като е използвана информацията за балансовата стойност на активите към 31.12.2022 г. В стойността на дълготрайните активи не са включени тези, несвързани с лицензионната дейност и отдадените под наем, както и разходите за придобиване и ликвидация на дълготрайни активи, а само стойността на активите в експлоатация към 31.12.2022 г. Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както и по продукти.

III. Справка № 3 - Норма на възвращаемост на капитала

Стойността на собствения капитал в справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2022 г., като не включва текущия финансов резултат. Нормата на възвращаемост на собствения капитал е в размер на 5,00%. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО – 10%.

IV. Справка № 4 - ТИП-производство – технико-икономическите показатели, използвани за определяне на цените през прогнозния ценови период, са на базата на отчетните данни за предходните години, като разчетът е съобразен с някои особености за изминалата 2022 г. През прогнозния ценови период се предвижда централата да работи само с инсталациите за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, включваща енергиен парогенератор на въглища ЕПГ2, енергиен парогенератор на биомаса ЕПГ8, противоналегателни парни турбини ТГ3 и ТГ2. Предвижда се да се работи основно с ЕПГ8 и с ТГ3. ЕПГ2 и ТГ2 ще бъдат в резерв, като при необходимост ЕПГ2 ще работи и в дните с по-високи топлинни товари. Технико-икономическите показатели, използвани за определяне на цените през новия ценови период, са на базата на анализ на отчетните данни за предходните години, състоянието на оборудването и планираните ремонтни работи. Предвид отчетените по-високите външни температури през изминалите отоплителни сезони, за предстоящия прогнозен период се предвижда по-високо производство на топлинна и електрическа енергия.

1. Количеството произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство – общото прогнозирано количество произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство е 40 220 MWh, от което 32 499 MWh е топлинната енергия с гореща вода, отпусната към преноса и 7 721 MWh топлинна енергия за собствени нужди.

2. Количеството топлинна енергия за собствените нужди – определено е на база на отчетените данни през изминали периоди с отчитане на текущото състояние на съоръженията, приетите режими на работа с двата енергийни котела, външните метеорологични условия, оптимизиране работата на отоплителните инсталации и подгряването на мазутните резервоари.

3. Произведено количество електрическа енергия от инсталацията за комбинирано производство – предвижда се с извършването на планираните ремонтни работи по основните енергийни съоръжения и оптимизиране работата на енергийните парогенератори да се увеличат работните часове и средният електрически товар на ТГ3 и количеството произведена електрическа енергия да достигне 10 300 MWh.

4. Продаденото количество електрическа енергия – предвижда се разходът на електрическа енергия за собствени нужди да бъде намален от 3 675 MWh на 3 300 MWh, поради предвидени повече работни часове на ЕПГ8, при което при произведени 10 300 MWh, продаденото количество електрическа енергия за прогнозния ценови период ще бъде 7 000 MWh.

V. Справка № 5 – ТИП-пренос – през ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. количеството топлинна енергия за разпределение е планирано в размер на 19 800 MWh, което включва само топлинна енергия за отопление.

1. Топлинна енергия за разпределение – топлинната енергия за отопление е определена на базата на анализа по отчетни данни за предишни отчетни периоди, като е взета в предвид аварийността по топлопреносната мрежа, която оказва влияние върху този показател, както и по-високите средни външни температури през последните два

отоплителни сезона. Поради тези причини е предвидено увеличение на количеството топлинна енергия за отопление с 3 306 MWh в сравнение с отчетената през 2022 г. При същите стойности за корекционните фактори и същата изчислителна мощност за отопление, очакваното количество топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2023/2024 г. възлиза на 19 800 MWh.

2. Общо прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи – определено е на базата на отчетеното през минали периоди, състоянието на топлопреносната мрежа и предвидените ремонтно-възстановителни дейности през 2023 г. за намаляване на загубите от топлоносител. За 2022 г. и ценовия период от 01.07.2022 г. до 30.06.2023 г., поради пропуски на топлоносител от амортизирани участъци на топлопреносната мрежа, този показател е съответно 11 712 MWh или 41,5% и 7 734 MWh или 42,5% от отпуснатата към преноса топлинна енергия. Технологичните разходи са определени 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.

С предвидените ремонтни работи по топлопреносната мрежа се очаква аварийността по мрежата да намалее значително и прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи за новия ценови период да бъде намалено до 35%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 12 MW.

Образуване на цените:

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

- разходите за заплати и възнаграждения в преноса са коригирани до нивото на отчетената стойност през 2022 г., завишени с 15,3% инфлация, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са 25 t. мазут, 2250 t. въглища и 17 951 t. биомаса.

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 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.

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	1 297
Прогнозна цена на въглеродни емисии , Ц _{пе}	евро/тон	91,30
Отчетена цена на въглеродни емисии , Ц ^{II}	евро/тон	82,43
надвзет/недовзет приход от въглеродни емисии	хил. лв.	22,50

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

„Топлофикация-Габрово“ ЕАД			
1. Справка 1 – „Разходи“	Предложение	След корекция	Изменение

1.1. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	1575	1413	-11.46%
1.2. Разходи за емисии CO ₂ , хил. лв.	687	0	-100%
2. Справка 2 – „РБА“			
2. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	320	1122	+71.4%
3. Справка 5 – „ТИП в преноса“, технологични разходи по преноса, %	38,32%	20,93%	-17.39%
3.1 Топлинна енергия за разпределение - с гореща вода, MWh	19 800	25 380	+28,18%

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

„Топлофикация-Габрово“ ЕАД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	611,71
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	370,73
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	138,00

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 9 202 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 9 109 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 055 хил. лв. и променливи – 6 054 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 366 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,83%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 25 380 MWh.

14. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-24-6 от 03.04.2023 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода в размер на 59,37 лв./MWh, без ДДС.

С писмо с вх. № Е-14-24-8 от 05.05.2023 г. дружеството е представило в КЕВР допълнителна информация към заявлението за утвърждаване на цени на топлинна енергия за новия регулаторен период, а именно: годишен индивидуален финансов отчет; доклад за дейността на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за 2022 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 2022 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 „Топлоснабдяване“ (ТС). Към разходите за пренос са прибавени административни разходи,

разпределени между електрическата енергия и топлинната енергия на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности - електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия.

Разходите за производство на топлинна енергия са в размер на 198 хил. лв. и съставляват около 4% от общите разходи за производство и пренос на топлинна енергия.

Разходите за пренос по същество представляват разходите на цех ТС. Прогнозата е на стойност 4 838 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2022 г.

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 на цех ТС, чиято основна дейност е топлоснабдяване на небитови и битови клиенти в гр. Козлодуй, се отнасят в отделна счетоводна сметка 611/2 – „Разходи за производство и пренос на топлинна енергия“.

Преките счетоводни разходи за производство и пренос на топлинна енергия, отчетени за 2022 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 408 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 36 хил. лв.

Разпределени разходи - в отчета за 2022 г. относно пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 410 хил. лв., както следва:

Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2022 г. коефициентите на разпределение са: за първо полугодие при численост на персонала в цех ТС от 64 души – 0,0266 (разчетен на база численост на персонала 2 409 бр.) и за второ полугодие при численост на персонала в цех ТС от 66 души – 0,0272 (разчетен на база численост на персонала 2 430 бр.). Разпределените социални разходи за цех ТС за 2022 г. са на стойност 945 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.

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 2022 г. са в размер на 140 хил. лв. За целите на ценообразуването спазвайки т. 19 от Указания-НВ, разходите са намалени с 92 хил. лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са на стойност 5 036 хил. лв. Възвращаемостта на капитала е в размер на 60 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 5 097 хил. лв.

Регулаторната база на активите към 31.12.2022 г. е в размер на 10 781 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2022 г. пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 11 221 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 914 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 473 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 Указания-НВ.

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 31.12.2022 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 199 022 MWh, а размерът на собствените нужди – 86 078 MWh (43% от производството). С оглед същественото влияние на климатичните фактори, прогнозите за потреблението и съответно производството могат да се отклоняват значително от отчетните данни, както това е налице през настоящия регулаторен период. Предвид поредни топли зими, актуализираните прогнозни данни за настоящия регулаторен период са близо до отчетните за 2022 г. Тази тенденция е отчетена в прогнозите за следващия регулаторен период, като прогнозният ръст от 3,5% в производството спрямо отчета за базовата 2022 г. се предвижда от очакван малък ръст в потреблението на битови и небитови клиенти в града.

В Справка № 5 е представена информация за прогнозните продажби на топлинна енергия за новия регулаторен период, както и сравнение с отчетните данни за 2022 г. и с прогнозите за текущия регулаторен период. Дружеството прогнозира общо количество топлинна енергия за реализация в размер на 85 171 MWh, базирано на отчетните данни за 2022 г. и прогноза за малък ръст в потреблението на битови и небитови клиенти в града.

Образуване на цената:

Предвид резултатите от текущото наблюдение и анализа на ценовите 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	59,37

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 5 097 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 036 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 873 хил. лв. и променливи – 163 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 10 781 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 0,56%
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 171 MWh.

15. „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-68-2 от 04.04.2023 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване от Комисията, считано от 01.07.2023 г. следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 461,75 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 159,88 лв./MWh.

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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	526,77	526,77	461,75	-12,34
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	228,18	228,18	159,88	-29,93

Предложените за утвърждаване цени са изчислени с цена на природен газ – 1 159 лв./кнм³, (без акциз и ДДС).

С писмо, с изх. № Е-14-68-2 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: 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; документ за платена такса за разглеждане на заявлението; копия на действащи договори за покупко-продажба на електрическата енергия за 2023 г. – 2024 г., с всички приложения към тях; копия на действащи договори за доставка на природен газ, заедно с приложенията към договорите. Изисканата информация е представена от дружеството с писмо вх. № Е-14-68-2 от 09.05.2023 г.

„Когрийн“ ООД е представило следната обосновка:

Производствена програма – подчинена е на програмата на оранжерийните предприятия на площадката. „Когрийн“ ООД планира през новия ценови период:

- Производство на електрическа енергия – 32 400 MWh;
- Електрическа енергия за собствени нужди – 2 120 MWh;
- Електрическа енергия за продажба – 30 280 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 при извършване на необходимото абонаментно поддържане.

Условно-постоянни разходи – отчетната стойност на дълготрайните материални активи на дружеството към 31.12.2022 г. е 12 147 хил. лв., в съответствие с инвентарната

книга на активите. И в настоящата обосновка „Когрийн“ ООД посочва същия мотив, който е бил посочен и в обосновката за предходния 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. Прилага се 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. Разходът за материали отразява стойността на очакваните разходи за материали, като масло, за доливане и смяна, етилен гликол, леватит и др. химикали за омекотителната инсталация и др. Разходите за външни услуги включват: задължителните застраховки на оборудване и работна сила, абонаментно поддържане на прибори и инсталации, разходи за охрана и други услуги. Разходите за ремонт се формират основно от договора за сервизно и текущо поддържане на агрегатите от специализирана фирма за ремонт на когенератори от този тип. Разходите за заплати и осигуровки съответстват на одобрения щат на дружеството. В „други“ разходи са отнесени обичайни разходи за функциониране на предприятието.

Променливи разходи – над 80% от променливите разходи са разходите за гориво. Разходите за гориво дружеството е оценило при цена природния газ – 1370 лв./ knm^3 . Разходът на природен газ е оценен, 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 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“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2.2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 93,50 лв./MWh;

2.3. 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 – 101,06 лв./MWh.

„Когрийн“ ООД е представило становище с вх. № Е-14-68-3 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Изразява несъгласие по отношение на корекцията на разходите за компенсиране

от предходен регулаторен период в размер на 933,2 хил. лв., изчислени на база определена от КЕВР прогнозна цена за закупуване на природен газ и реално постигнатите цени през този период. Дружеството посочва, че постигнатата цена от „Когрийн“ ООД е вследствие реалните условия на пазара в страната и възможностите за доставка на природен газ, като се стремило да намира най-добрите цени, предлагани на пазара на газ. Твърди, че постигнатата цена от 134,21 лв./MWh надвишава определената от 128,77 лв./MWh и формира дефицит от 933,2 хил. лв., който предлага да бъде признат като разход при определяне на цената за новия регулаторен период.

2. Изразява несъгласие по отношение на корекцията на **цената на природния газ** от 1159 лв./kNm³ на 1065 лв./kNm³, с което се намалява и цената на електрическата енергия. Посочва, че прогнозата за цената на природния газ е направена при актуалните към момента цени в Р България и на международните пазари.

3. Изразява несъгласие с корекцията на **коефициента на електрическа ефективност**, като твърди, че същият е променен на 0,55 спрямо този по техническия паспорт на съоръженията - 0,49. Дружеството счита, че това пряко се отразява върху изчислението на цената и ще окаже негативно влияние върху приходите, които няма да се постигнат на нивата от решението.

4. Изразява несъгласие с **определената прогнозна пазарна цена на електрическата енергия** за новия регулаторен период в размер на 240,98 лв./MWh. Твърди, че на пазарите на енергия в цяла Европа се наблюдава значителен спад на цените на електроенергията, като тази тенденция има траен ефект от началото на 2023 г. и прогнозите са да се запази. Посочва, че постигнатата средна цена на БНЕБ за първите 5 месеца на годината е 223,33 лв./MWh, като само за май тя е 170,86 лв./MWh. Дори фючърсите на унгарската борса, които традиционно са с около 10-15% по високи от цените на БНЕБ за второ полугодие на 2023 г. са на нива от 220 лв./MWh. „Когрийн“ ООД предлага Комисията да преразгледа възможността за корекция на прогнозната пазарна цена на електрическа енергия, като определи такава ненадвишаваща 200 лв./MWh, което да даде възможност дружествата да реализират енергията на борсата без да търпят загуби от дейност, която не е основна за тях.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството, че в УПР не са взети предвид разходите от недовзетия приход не се приема.

Стойността на условно постоянните разходи за дружеството са следните:

- заявени за новия ценови период – 7 995 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 5 761 хил. лв.;
- признати за новия ценови период – 7 062 хил. лв.

Условно постоянните разходи са в съответствие с т.1 от общия подход.

2. Възражението по отношение на корекцията на цената на природния газ не се приема.

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 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., в съответствие с т.11 от общия подход.

Прогнозите за цените на природния газ са направени въз основа на:

- договорените цени на природния газ, в съответствие с условията на договорите за доставка на природен газ за покриване на вътрешното потребление, които са сключени от обществения доставчик, с период на доставка до края на годината;

- фючърсите на природния газ по тримесечия, снети от следния официален сайт на Intercontinental Exchange, Inc.: <https://www.ice.com>;

- прогнозно помесечно потребление на природен газ в страната, както и влиянието на цените на азерския газ за планирания период на доставка по време на новия регулаторен период до 30.06.2024 г.

3. Възражението по отношение на корекция на коефициента на електрическа ефективност, който е променен на 0,55 спрямо този по техническия паспорт на съоръженията – 0,49 се приема.

Коефициент за ефективност на производството на електрическа енергия -0,4900
Стойността е коригирана съгласно заявеното от дружеството.

4. Възражението по отношение на определената прогнозна пазарна цена на електрическа енергия не се приема.

За целите на чл. 33а от ЗЕ, комисията е извършила анализи и симулации 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.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Когрийн“ ООД за следващия ценови период са следните:

„Когрийн“ ООД			
1. Справка № 1 – „Разходи“	Предложение	Корекция	Изменение
Надвзет/недовзет приход от природен газ, хил. лв.	933	0	-100%
2. Справка № 4 – „ТИП в производството“			
Цена на природен газ, BGN/knm ³	1 159	1 065	-8,1%

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

„Когрийн“ ООД		лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия		424,26
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ		183,28
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода		140,97

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 17 682 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 16 938 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 062 хил. лв. и променливи – 9 876 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 13 921 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.

16. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-81-1 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

„Оранжерии Гимел“ АД предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г. преференциална цена на електрическа енергия – 559,91 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел“ АД, за ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	500,59	500,59	559,91	+11,85

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 1 317,50 лв./кнм³, в т. ч.: цена за пренос – 8,00 лв./кнм³, цена за капацитет – 9,00 лв./кнм³, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/кнм³.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ е представило следната обосновка:

1. **Производствена програма** – работата на КГ1 и КГ2 през новия ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. е съобразена с прогнозните нужди от топлинна енергия в Оранжерийен комплекс „200 дка“. Производствената програма е както следва: прогнозни количества електрическа енергия-бруто (21 213 MWh), електрическа енергия за собствено потребление (1 055 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 31.12.2022 г., в размер на 7 311 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид със съответната отчетна стойност, натрупаната амортизация и балансовата стойност към 31.12.2022 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 моточаса на двигателя. Посочва се, че в цената на поддръжката 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 – 1 650,00 лв./кнм³, разходи за консумативи – 75 хил. лв., разход за електрическа енергия – 25 хил. лв., разходи за акциз на природен газ – 129 хил. лв. и разходи за външни услуги – 25 хил. лв.

6. **Условно-постоянните разходи** са планирани при работа на двата когенератора и са следните: разходи за амортизации (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на съществуващ газопровод, който се амортизира с $АН = 4\%$) – 799 хил. лв., разходи за ремонт – 848 хил. лв., разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 14 души) – 425 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 85 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 1 848 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 2 675 хил. лв. при среднопретеглена норма на привлечения капитал в размер на 4,45%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,27% към 31.12.2022 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 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.

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“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 91,75 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $2,32 + 3,02 = 5,34$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 97,09 лв./MWh.

„Оранжеви Гимел“ АД 200 дка е представило становище с вх. № Е-14-81-2 от 31.05.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

Дружеството не е съгласно с определения от Комисията коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата ($K_{ел.}^{КПД}$). Според дружеството, стойността на коефициента не съответства на нормативната уредба и техническите параметри по паспорт на двигателите

и дружеството ще претърпи огромни финансови загуби в рамките на предстоящия регулаторен период.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението на дружеството относно определения от Комисията коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия се приема.

Стойността е коригирана съгласно заявеното от дружеството.

Коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,4900.

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 2 – „РБА“	Предложение	След корекция	Изменение
1.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	1 259	1 362	+8,18
2. Справка 4 – „ТИП в производството“:			
2.1. Природен газ, лв./knm ³	1 317,50	1 288,29	-2,2%

След извършените корекции и в съответствие с общия подход, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	454,24
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	213,26

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 12 152 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 11 698 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 005 хил. лв. и променливи – 7 693 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 7 238 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,27%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 160 MWh.

17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-70-1 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г., преференциална цена на електрическа енергия – 581,89 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел“ АД, за ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цени на енергията, утвърдени с	Цени на енергията по ценови модел,	Предложена цена за периода	Изменение, %
------------------	---------------------------------------	---	-----------------------------------	---------------------

	Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	510,61	510,61	581,89	+13,96

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопотеглена прогнозна цена на природния газ – 1 317,50 лв./кнм³, в т. ч.: цена за пренос – 8,00 лв./кнм³ и цена за капацитет – 9,00 лв./кнм³, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/кнм³.

„Оранжерии Гимел“ АД по отношение на ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ е представило следната **обосновка**:

1. **Производствена програма** – натовареността на двата когенератора на енергийния обект е прогнозирана на база предвижданата производствена програма на дружеството за новия ценови период 01.07.2023-30.06.2024 г.

2. **Регулаторна база на активите** – за целите на изчисляване на РБА стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2022 г., в размер на 3 797 хил. лв.

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 „500 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 моточаса на двигателя. 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 h, 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 – 1 317,50 лв./кнм³, разходи за консумативи – 60 хил. лв., разходи за вода – 5 хил. лв., разход за електрическа енергия – 70 хил. лв., разходи за външни услуги – 20 хил. лв. и разходи за акциз на природен газ – 97 хил. лв.

6. **Условно постоянните разходи** – разходи за амортизации (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на съществуващ газопровод, който се амортизира с АН=4%) – 571 хил. лв., разходи за ремонт – 770 хил. лв., разходи за заплати – 430 хил. лв., разходи за социални осигуровки – 100 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 906 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 среднопотеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство, която е описана в обосновката. При собствен капитал в размер на 352 хил. лв. и норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7%, както и привлечен капитал

в размер на 5 906 хил. лв. при среднопретеглена норма на привлечения капитал в размер на 4,45%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 4,64% към 31.12.2022 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,944 MW.

Образуване на цената:

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.

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:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 93,84 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа – $2,45 + 3,31 = 5,75$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 99,60 лв./MWh.

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „500 дка“ е представило становище с вх. № Е-14-70-2 от 31.05.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Дружеството не е съгласно с определения от Комисията коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата ($K_{ел}^{КПД}$). Посочва, че стойността на коефициента не съответства на нормативната уредба и техническите параметри по паспорт на двигателите и дружеството ще претърпи огромни финансови загуби в рамките на предстоящия регулаторен период.

2. По отношение на **условно-постоянните разходи** дружеството посочва, че са намалени, като не е признат разход от недовзет приход от природен газ в размер на 142 хил. лв. Дружеството иска Комисията да преразгледа извършената корекция.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно определения от Комисията коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия се приема.

Стойността е коригирана съгласно заявеното от дружеството.

Коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,4900.

2. Възражението на дружеството, че в УПР не са взети предвид разходите от недовзетия приход не се приема.

Стойността на условно постоянните разходи за дружеството са следните:

- заявени за новия ценови период – 2 777 хил. лв.;
- отчетени за 2022 г. – 2 360 хил. лв.;
- изчислени за новия ценови период – 2 635 хил. лв.

Условно постоянните разходи са изчислени в съответствие с т. 1 от общия подход.

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“			
	Предложение	Корекция	Изменение
1. Справка 4 – „ТИП в производството“:			
1.1. Природен газ, BGN/knm ³	1 317,50	1 049,84	-20,32%

След извършените корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	380,15
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	139,17

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 7 613 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 423 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 635 хил. лв. и променливи – 4 788 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 4 082 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,64%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 199 MWh.

18. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-73-1 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно подробен опис към заявлението.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г. преференциална цена на електрическа енергия – 484,27 лв./MWh, без ДДС, която е изчислена със среднопретеглена прогнозна цена на природния газ – 1 317,50 лв./knm³, в т. ч.:

- цена за пренос – 8,00 лв./knm³;
- цена за капацитет – 89,60 лв./knm³, и при долна работна калоричност 8 000 kcal/knm³.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цени на енергията, утвърдени с Решение №	Цени на енергията по ценови модел, считано от	Предложена цена за периода 01.07.2023 г.	Изменение, %
------------------	---	--	---	---------------------

	Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	01.07.2022 г., лв./MWh	до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4- к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	527,12	527,12	484,27	-8,13

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 1 317,50 лв./kNm³ (без ДДС и акциз).

„Оранжеви 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 (8 321 MWh), собствено потребление (422 MWh) и нетна електрическа енергия (7 899 MWh).

2. Инвестиционна програма – отчетната стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите, е в размер на 6 696 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.

Натрупаните амортизационни отчисления на активите за периода на ползване, т. е. към 31.12.2022 г., са както следва: 143 хил. лв. – за сгради и 3 560 хил. лв. – за сгради на съоръжения, машини и оборудване. 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 от Hubauer Anlagenbau GmbH, Австрия за превантивна и последваща поддръжка на газобутален двигател Jenbacher JMS 620 GS N.L. от 0 до 59 999 моточаса на двигателя.

4. Променливи разходи – представена е таблица с прогнозни месечни количества изразходван природен газ в периода м. юли 2023 г. – м. юни 2024 г. или общо количество за периода 2 286,452 kNm³

- Разходи за електрическа енергия – 50 хил. лв.;

- Разходи за акциз на природен газ – 52 хил. лв.

5. Условно-постоянни разходи – разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи) – 413 хил. лв.; разходи за ремонт (съгласно ремонтна програма) – 440 хил. лв.; разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) – 420 хил. лв. разходи за социални осигуровки – 80 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 631 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. Собственото участие в проекта е било рефинансирано от „Уникредит Булбанк“ АД, а през 2019 г. от „Обединена Българска

Банка“ АД. Съгласно Справка № 3 (Приложение № 3), дружеството е изчислило **норма на възвръщаемост – 2,00%**.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,044 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.

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“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 94,29 лв./MWh;
3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $1,11 + 8,4 = 9,51$ лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 103,80 лв./MWh.

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД е представило становище с вх. № Е-14-73-2 от 31.05.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

Дружеството не е съгласно с определения от Комисията коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата (Кел.КПД). Посочва, че стойността на коефициента не съответства на нормативната уредба и техническите параметри по паспорт на двигателите и дружеството ще претърпи огромни финансови загуби в рамките на предстоящия регулаторен период.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението на дружеството относно определения от Комисията коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия се приема.

Стойността е коригирана съгласно заявеното от дружеството.

Коефициент за разпределение на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,4900.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД за ТЕЦ „Оранжерия Левски“ за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД			
1. Справка 2 – „РБА“	Предложение	Корекция	Изменение
1.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	195	519	+166,15
2. Справка 4 – „ТИП в производството“:			
2.1. Природен газ, лв./km ³	1 317,50	1 094,19	-16,95%

След извършените корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Гимел II“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	424,93
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	183,95

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 4 633 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 562 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 849 хил. лв. и променливи – 2 713 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 3 520 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 2,00%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 899 MWh.

19. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-76-1 от 04.04.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия в размер на 455,89 лв./MWh. Към заявлението не е приложена част от изисканата с писмото на КЕВР информация и документи, в т. ч. и обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Инертстрой-Калето“ АД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	528,27	528,27	455,89	-13,70

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,358 MW.

С писмо, с изх. № Е-14-76-1 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: 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; писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, придружена с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност; копия на действащи договори за доставка на природен газ заедно с приложенията към договорите.

Образуване на цената:

В справка № 4 „ТИП в производството“ 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“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 90,60 лв./MWh;
3. Цени за пренос чрез автотранспорт до мястото на инсталацията 27,72 лв./MWh.

Крайна цена на природен газ – 118,33лв./MWh.

„Инертстрой-Калето“ АД е представило становище с вх. № Е-14-76-2 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

1. Възражава срещу определената преференциална цена на електрическата енергия в доклада. Посочва, че необходимите годишни приходи на дружеството не се покриват от предложената преференциална цена по количеството произведена електрическа енергия от ВЕКП.

2. Дружеството заявява, че определената индивидуална цена на природния газ е намалена спрямо искането на дружеството с повече от 15%.

3. Дружеството заявява, че не са взети предвид разходите за производство-амортизации, фонд работна заплата и т.н., и недовзетият приход в размер на 2 239 000,00 лв. за ценови период 01.07.2022 г.-30.06.23 г., също така и недовзетият приход за предходния ценови период 01.07.2021 г.-30.06.2022 г. в размер на 2 943 000.00 лв.

4. Дружеството възражава, че в Доклада не е отразена промяната на общата инсталирана мощност на когенератора от 2,027 MW, на 3,358 MW.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството срещу определената преференциална цена на електрическата енергия не се приема.

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 НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и от НРЦЕЕ чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“ 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.

Следва да се има предвид, че утвърдените необходими годишни приходи не се покриват само от произведената електрическа енергия, но и от приходите от произведената топлинна енергия от ВЕКП.

2. Възражението за определената индивидуална прогнозна цена на природен газ за дружеството не се приема.

Съгласно чл. 8, ал. 8, т. 2 от НРЦТЕ разходите за основно гориво природен газ се

остойността 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 01.07.2023 г. до 30.06.2024 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 данните, предоставени от „Инертстрой-Калето“ АД в Приложение № 2.

Комисията не е извършвала корекции на заявените количества природен газ.

3. Възражението на дружеството, че не са взети предвид разходите за производство/амортизации, фонд работна заплата и други и недовзетият приход е неоснователно.

Комисията не е извършвала корекции на заявените от дружеството разходи за производство/амортизации, фонд работна заплата.

4. Възражението на „Инертстрой-Калето“ АД по отношение на общата инсталирана електрическа мощност се приема и същата е коригирана на 3,358 MW.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Инертстрой-Калето“ АД за следващия ценови период са следните:

„Инертстрой-Калето“ АД			
1. Справка № 4 – „ТИП в производството“	Предложение	След корекция	Изменение
1.1. Цена на природен газ - BGN/knm ³	1346,17	1276,87	-5,15%

След извършените корекции, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Инертстрой-Калето“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	384,89
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	143,91

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 10 026 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 9 738 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 785 хил. лв. и променливи – 6 953 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 5 859 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,42%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 900 MWh.

20. ЧЗП „Румяна Величкова“

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-59-1 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени

документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г. следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 444,14 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 97,19 лв./MWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от ЧЗП „Румяна Величкова“ цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	442,32	442,32	444,14	+0,41
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	Не е утвърдена	-	97,19	-

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 561,69 лв./кнм³, при долна работна калоричност 8 200 kcal/кнм³.

ЧЗП „Румяна Величкова“ е представило следната обосновка:

Производствената програма за новия ценови период е подчинена на работата на оранжерията. През 2022 г. когенераторът е работил 3 530 h, като е произведена 4 410 MWh електрическа енергия, от които нетна електрическа енергия 4 131 MWh и е опусната 4 349 MWh топлинна енергия. Работните часове и опуснатата топлинна енергия съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

Дружеството посочва, че е подменено старото и е монтирано ново ко-генерационно съоръжение, което функционира от 01.07.2022 г., т. е. през ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. Демонтажът на старото и монтажът на новото ко-генерационно съоръжение са извършени през м. юни 2022 г.

Амортизационни отчисления – през 2022 г. са извършени текущи ремонтни дейности по когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за сервис с поддържащата фирма. Дълготрайните материални активи на когенерационната мощност към 31.12.2022 г. възлизат на 111 хил. лв.

Посочва се, че след извършване на ремонтните работи по когенератора през 2022 г., фирмата, извършваща одит на финансово-счетоводния отчет, е поискала част от стойността на ремонтните работи да се класифицират като инвестиции и стойността им да бъде отнесена в стойността на ДМА. Адекватно на стойността на ДМА са калкулирани стойностите на амортизационните отчисления.

По отношение на 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 – включват разходи за горива за автотранспорт, текущи материали, двигателно масло за доливане, смяна на антифриз, данъци, такси, застраховки, пощенски разходи, вода, електрическа енергия, химикали и външни услуги.

Променливите разходи, голяма част от които са разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и са значително по-ниски от други подобни инсталации.

През 2022 г. цялото количество топлинна енергия от инсталацията е използвана за производството на растителна земеделска продукция.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,004 MW.

Образуване на цената:

1. В справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ е коригирана цената на природния газ, в съответствие 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 газопредавателната, 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“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 117,27 лв./MWh;
3. Пренос – 1,05 лв./MWh;
4. Достъп – 4,20 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 122,51 лв./MWh.

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	392,18
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	151,20
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	112,53

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 2 821 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 676 хил. лв., от които условно-постоянни – 534 хил. лв. и променливи – 2 142 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 765 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 8,24%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 700 MWh.

21. „Алт Ко“ ООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-58-1 от 11.04.2023 г. от „Алт Ко“ ООД, за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, с което е предложило за утвърждаване от КЕВР за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. преференциална цена на електрическа енергия – 315,05 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Алт Ко“ ООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	487,81	487,81	315,05	-35,42

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 596,47 лв./ km^3 , (без акциз и ДДС).

„Алт Ко“ ООД е представило следната обосновка: В Справка № 1 – „Разходи за производство“ са отразени разходите за ремонт (185 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 непланиран разход от 29 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 ко-генерационната система и да прогнозира нейното поведение по отношение на правилната работа и спазването на екологичните норми. 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 2022 г. и месеците 01-03 на 2023 г. Дружеството не е участник в схемата на парниковите емисии, поради което количества емисии CO_2 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.

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 185 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 231 хил. лв., като същите са увеличени с 24 хил. лв. (увеличение от 10%), което се дължи на двукратното 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 49 хил. лв. за възнаграждение на специалист по мониторинг и анализ на работата на централата, като тези разходи са увеличени спрямо платените на същия през предходния регулаторен период на база целогодишната му работа (през предходния регулаторен период той е работил 7 месеца);
- 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 топлина за отглеждане на растителна продукция – 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 притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 MW.

Образуване на цената:

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. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 118,78 лв./MWh;
3. Пренос – 0,90 лв./MWh;
4. Достъп – 3,09 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 122,76 лв./MWh.

Извършената корекция на ценообразуващите елементи на „Алт Ко“ ООД за следващия ценови период е следната:

„Алт Ко“ ООД			
1. Справка №4 – „ТИП в производството“	Предложение	Корекция	Изменение
1.1. Цена на природен газ, BGN/knm ³	1 596	1 325,97	-16,92%

След извършената корекция, са определени следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Алт Ко“ ООД		лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия		271,60
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ		30,62

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 3 901 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3 837 хил. лв., от които условно-постоянни – 853 хил. лв. и променливи – 2 984 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 396 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,58%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 350 MWh.

22. „Брикел“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-31-3 от 31.03.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 523,57 лв./MWh;
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 107,98 лв./MWh.

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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	527,59	527,59	523,57	-0,76
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	92,84	92,84	107,98	+16,31

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

- Цените са изчислени с прогнозни цени на горивата, без ДДС, както следва:
- цена на въглищата – 185,74 лв./t с долна работна калоричност 2 747 kcal/kg;
 - цена на мазут – 1 254,79 лв./t с калоричност 9 500 kcal/kg.

С писмо, с изх. № Е-14-31-3 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация относно: 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; одитиран годишен финансов отчет за 2022 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, включително доклад за дейността на дружеството; Справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ и т. I.8 от писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на КЕВР. Данни за средни стойности на емисионния фактор, долна топлина на изгаряне на съответното гориво, коефициент на окисление на отделните видове горива в общия микс и количеството гориво в прогнозния период, както и попълнен формуляр за докладване на прогнозни количества годишни емисии парникови газове за новия ценови период, която е представена в непълен обем с писмо с вх. № Е-14-31-3 от 28.04.2023 г.

„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-096-03/14.03.2001 г. за 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 – отпусната от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 28,08% повече от отчетената през базисната година и е в размер на 1 224 587 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 3 707 MWh или 25,58%. 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 изчислена 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 276 416 MWh, а за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. се планира да бъдат произведени 393 800 MWh.

Продадена електрическа енергия: през 2022 г. дружеството отчита нетно производство на електрическа енергия 135 218,151 MWh. За периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. планираното количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100 ал. 6 от ЗЕ е в размер на 200 000 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 за компенсиране с премии с производител по чл. 162а от ЗЕ, сключен с Фонд „СЕС“ № ВЕКП 2/27.06.2018 г.

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 2022 г. Необходимото количество електрическа енергия за собствено потребление е добавено към предвиденото количество електрическа енергия за реализиране при условията на чл. 100, ал. 6 от ЗЕ.

Електрическа енергия за собствени нужди: планирано е запазване на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди на ТЕЦ от 44,83%, спрямо отчетените през базовата 2022 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 (отчет и прогноза): дружеството посочва, че през 2022 г. отчита извършени ремонти на стойност 3 681 хил. лв., докато КЕВР е утвърдила в цените от 01.07.2022 г. разходи за ремонт в размер на 1 413 хил. лв. За новия ценови период са планирани разходи за ремонт в размер на 4 270 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 на планираните разходи за ремонт е спазване на задълженията на дружеството за поддръжка в изправно и работоспособно състояние на енергийните съоръжения, гарантиране на безаварийност и номинални производствени показатели.

Инвестиционна програма – дружеството посочва, че извършените разходи за инвестиции през 2022 г. са подкрепени със съответните разходни документи, като общата изразходвана сума е 14 859 хил. лв. Реализирани са 3 инвестиционни проекта, като единият проект е в развитие от предходните години. През 2022 г. няма закрити инвестиционни проекти, т.е няма формирани нови ДМА. Дружеството предвижда да продължи работата по проекти „Изграждане на депо за неопасни отпадъци“ и „Инженеринг на ИОДГ вкл. CO₂“.

Обект „Система за непрекъснат мониторинг на емисии след СОИ-1“ е закрит януари 2023 г., а обект „Водороден електролизер“ е в процес на 72 часови проби.

Регулаторна база на активите – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2022 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 198 436 хил. лв. Ползният 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 22 942 хил. лв., като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнасят 22 913 хил. лв., а за пренос на топлинна енергия – 29 хил. лв.

Норма на възвръщаемост – използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период, използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2022 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 01.07.2022 г. - 30.06.2023 г. разходите за амортизации са на нивото на 2022 г.

Разходи за работна заплата и осигуровки – „Брикел“ ЕАД посочва, че отчетената в дружеството средна работна заплата през базисната 2022 г. е 1 550 лв. и същата изостава с 39% спрямо средната брутна месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2022 г. в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 2 558 лв., съгласно данни на НСИ. За новия ценови период е планирано увеличение на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година с 16% или планираните разходи за заплати са в размер на 17 480 хил. лв., а разходите за осигуровки са 4 481 хил. лв.

Дружеството посочва, че отчетената в България инфлация, за м. декември 2021 г. спрямо м. декември 2022 г. е 16,9%, което е най-високото ниво на инфлацията на годишна база от септември 2012 г. насам, по данни на НСИ, което следва да бъде отчетено.

Разходи пряко свързани с дейността по лицензиите – те са увеличени спрямо отчетната 2022 г. с 16% на 3 585 хил. лв. Всички разходи са планирани спрямо отчетените разходи от дружеството през базисния период и са коригирани с размера на отчетения от НСИ през 2022 г. и продължаващия ръст на инфлацията, която 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 16% спрямо базисната 2022 г., поради отчетеното повишение на международните пазари, което влияе и на цените на горивата в България. По отношение на лицензионните такси са заложили разходи, равняващи се на начисления размер за 2023 г.

Присъдени юрисконсултски възнаграждения – през 2022 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 2022 г.

Основно гориво – разходите за новия регулаторен период са изчислени като са запазени както отчетните цени на отделните потоци в горивния микс, така и калоричността му на нивото на базовата година, въпреки, че с допълнително споразумение от 13.03.2023 г. от „ММИ“ ЕАД са увеличили транспортните разходи за доставка на въглищата от Рудник „Трояново-1“. Разходите за произвеждания продукт ОЕГ необходим за работата на ТЕЦ са изчислени на база отчетни стойности за базовата година. За периода м. 01 - м. 12.2022 г. цената на микса е 181,00 лв./тнг при калоричност 2 811 ккал/кг. Въз основа на прогнозните количества горива и складовата наличност към 01.03.2023 г., за новия период цената на горивния микс е в размер на 167,33 лв./т. при калоричност 2 811 ккал/кг. Количеството на необходимия мазут за новия регулаторен период е запазено на нивото на 2022 г., в размер на 1254,79 лв./тон.

Предвижда се през следващия регулаторен период работата на горивната инсталация да бъде реализирана с идентични специфични разходи на гориво както следва: за електрическа енергия 215,91 g/kWh и за топлинна енергия 119,91 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.

„Разходи за закупена енергия и балансиране“ възлизат на 13 759 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно хранване 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 3 569 хил. лв., от които с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за почистване на димни газове от серни емисии. Дружеството посочва, че увеличаващата се цена на въглеродните емисии на Европейската електроенергийна борса, неминуемо води и до повишаване на продажната цена на хидратната вар. В разходите за консумативи са включени още: различни видове химични реагенти (киселини, основи и др.) разходи за гориво-смазочни материали за въглеподавателен тракт. Разходите са прогнозирани на база отчетени през 2022 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

„Разходите за външни услуги“ възлизат на 885 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Разходите за електрическа енергия, консумативи и външни услуги са завишени с размера на отчетената през 2022 г. инфлация.

Разходите за закупуване на квоти парникови газове през базовата 2022 г., са определени въз основа на закупените през годината количества емисии въглероден диоксид в размер на 21 568 тона. За отчетния период емитираните количества въглеродни емисии са съгласно верифициран годишен доклад на „Брикел“ ЕАД за 2022 г. в размер на 261 777 тона CO₂. 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 4 007 хил. лв. Прогнозното количество 347 084 тона емитирани CO₂ за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., са изчислени на база прогнозен горивен микс, пропорционален на отчетеното през 2022 г., необходим за изпълнение на производствената програма, като изчисленията са извършени чрез формуляр за докладване на годишните емисии, като са приложени стойностите на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне и коефициента на окисление от верифицирания доклад за базовата 2022 г. Необходимите годишни разходи за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са получени при допускането за прогнозна цена на емисиите от 105 евро/t.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.

Образуване на цените:

В справка № 1 „Разходи“, разходите за закупена енергия и балансиране са коригирани на база отчетни данни за 2022 г., с оглед оптимизиране на разходите на дружеството, съгласно т.1.4 от общия подход.

Прогнозни емисии CO₂ – 116 376,50 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t. X 116 376,50 t. = 20 030 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са 1 596 t. мазут, 419 319 t. въглища и ВЕИ 152 740 t.

„Брикел“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-31-4 от 01.06.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

Изражава несъгласие по отношение на корекция в справка № 1 „Разходи“ на разходите за закупена енергия и балансиране, които са коригирани от 13 759 хил. лв. на 9 261 хил. лв. или изменение с -32,69%, до нивото на отчетените стойности през 2022 г., съгласно т. 1.4 от общия подход.

Дружеството посочва, че от Приложение № 3 „Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2022 г. и за ценовия период 01.07.2023-30.06.2024 г. и отчет и анализ на изпълнените и планирани ремонтни и инвестиционни дейности“, е видно, че залага увеличена производствена програма за новия ценови период, като брутното производство на електрическа енергия ще се увеличи с 42% от 276 416 MWh за базовата година на 393 800 MWh за новия ценови период, а отпуснатата топлинна енергия от съоръженията – общо ще се увеличи с 28% от 956 109 MWh за базовата година на 1 224 587 MWh за новия ценови период. Дружеството счита, че след като променливите разходи възникват вследствие дейността на дружеството по производство на електрическа и топлинна енергия, то те са присъщи и икономически обосновани и непризнаването на присъщи и необходими разходи, респективно невключването им в цената, се отразява в непълно възстановяване на икономически обоснованите разходи за дейността и в намаление на утвърдената възвращаемост, което е в нарушение на чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ. Цитира съдебна практика - Решение № 16269 от 27.12.2018 г. на Върховния административен съд на Република България.

Дружеството заявява, че разходите за закупена енергия, консумативи и външни услуги са изчислени съгласно разходни норми на съоръженията и увеличението е продиктувано от увеличението на количеството изгорено гориво, увеличените количества димни газове за очистване, увеличеното количество вода за пречистване, увеличаването на количествата на използваните за пречистване на газовете и водите консумативи и т.н. вследствие на завишената работа на парогенераторите.

Според дружеството противоречие възниква от обстоятелството, че Комисията приема увеличаването на производствената програма на дружеството за следващия регулаторен период, а в същото време залага променливи разходи съответстващи на производство равняващо се на 2022 г.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението на дружеството относно направената корекция в справка № 1 „Разходи“ на разходите за закупена енергия и балансиране не се приема.

Твърдението на дружеството, че Комисията приема увеличаването на производствената програма на дружеството за следващия регулаторен период, а в същото време залага променливи разходи, съответстващи на производство, равняващо се на 2022 г.

е неоснователно. Към утвърдената от Комисията разходна позиция „Разходи за закупена енергия“ „Брикел“ ЕАД е добавило и разходи за балансиране. Разходите, възникнали в процеса на участие на балансиращия пазар на електрическа енергия, не се признават съгласно т.1.4 от общия подход. Дружеството следва да оптимизира товарите графици с цел минимален дисбаланс или компенсиране чрез съответните количества енергия. 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. В справка № 1 „Разходи“, разходите за закупена енергия и балансиране са признати на база отчетни данни за 2022 г. По отношение на тази разходна позиция нито в заявлението, нито в последващото възражение, дружеството не е посочило и не е обосновало конкретните стойности на разходите за небаланс и за закупена енергия. В тази връзка, възражението на дружеството е неоснователно.

Данните в Справка № 1 „Разходи за производство на „Брикел“ ЕАД“ са следните:

Променливи разходи:

-отчет 2022 г. – 98 341 хил. лв.;

-признати за ценови период 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. – 133 258 хил. лв.

В т.ч. разходи за гориво за производство на комбинирана енергия:

-отчет 2022 г. – 80 714 хил. лв.;

-признати за ценови период 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г. – 97 724 хил. лв.

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

„Брикел“ ЕАД			
1. Справка 1 – „Разходи“	Предложение	Корекция	Изменение
1.1. Разходи за закупена енергия и балансиране, хил.лв.	13 759	9 261	-32,69%

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

„Брикел“ ЕАД		лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия		455,25
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ		214,27
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода		100,60

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 173 603 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 168 214 хил. лв., от които условно-постоянни – 34 957 хил. лв. и променливи – 133 258 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 106 502 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,06%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 200 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 10 783 MWh.

23. „Солвей Соди“ АД

Дружеството е представило чрез Единния портал за електронни административни услуги на КЕВР заявление с вх. № Е-ЗСК-22 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което са приложени документи на електронен носител,

съгласно подробен опис към заявлението. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г., следните цени, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 1 408,28 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 64,37 лв./MWh.

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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	424,38	424,38	1408,28	+231,84
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	142,23	142,23	64,37	-54,74

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозни цени и калоричност на следните горива (без акциз и ДДС):

- въглища (петрококс) – 294,41 лв./t, с калоричност 6 000 kcal/kg;
- газбол – 1 758,54 лв./t, с калоричност 10 500 kcal/kg;
- друг вид гориво (агропелети, които се произвеждат от растителна биомаса – земеделски култури) – 360,70 лв./t с калоричност 3 970 kcal/kg.

„Солвей Соди“ АД е представило следната обосновка:

Производствена програма – единственият консуматор на топлинна и електрическа енергия през 2022 г. са били инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат, собственост на „Солвей Соди“ АД. Производствената програма за 2022 г. е изпълнена. Планирането на производствената програма за предстоящия регулаторен период е базирано на заявената консумация на топлинна и електрическа енергия от инсталациите за производство на калцинирана сода и на бикарбонат. Според дружеството, съществува голям риск за неизпълнение поради засилващите се сигнали за забавяне на световната икономика и последващо намаляване на търсенето на калцинирана сода и на бикарбонат. Посочва се още, че изготвената производствена програма отчита текущото състояние на световните пазари, където „Солвей Соди“ АД реализира над 98% от своята продукция, като се отбелязва, че дружеството е в конкуренция с производители извън Европейския съюз, чиято себестойност на продукцията не е натоварена с разходи за емисии на CO₂.

Условно-постоянни разходи:

- **Разходите за амортизации** се прогнозира 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 2022 се дължи на повишените цени на основни материали и услуги. Приложени са детайлни справки по основни съоръжения за

реализираните разходи през 2022 г. и планираните за 2023 г. и 2024 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 11% на тези разходи през регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. спрямо отчета за 2022 г. е на база на влезлия в сила нов колективен трудов договор.

- **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ**, се прогнозира 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. са увеличени с 12.8% спрямо отчетната 2022 г. въз основа на натрупаната инфлация през миналата година и вече индексирани договори с голяма част от поддоставчиците.

Променливи разходи

- **Разходите за горива** за прогнозния регулаторен период са определени съгласно указанията на Комисията, като среднопретеглена стойност на складови наличности към 01.03.2023 г. и среднопретеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ лева за долар 1,80311, валиден към 30.03.2023 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 89,51 евро/t CO₂.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 MW.

Образуване на цените:

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.

Прогнозни емисии CO₂ – 610 000 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t. (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t. X 610 000 t. = 104 987 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са **220 t. газьол, 474 073 t. въглища и ВЕИ 45 000 t.**

Извършена е корекция, както следва:

„Солвей Соди“ АД			
1. Справка 2 – „РБА“	Предложение	Корекция	Изменение
1.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв., хил. лв.	132 306	143 550	+8,5%

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

„Солвей Соди“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	563,18
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	322,20
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	76,86

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 321 475 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 314 756 хил. лв., от които условно-постоянни – 36 813 хил. лв. и променливи – 277 943 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 143 550 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,68%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 181 437 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 853 288 MWh.

24. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-55-3 от 03.04.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 1 256,15 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара – 163,36 лв./MWh.

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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	403,48	403,48	1256,15	+211,33
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	135,29	135,29	163,36	+20,75

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без акциз и ДДС), както следва:

- природен газ, доставян по газоразпределителната мрежа на „Овергаз мрежи“ АД – 1 348,38 лв./кнм³ с калоричност 8 200 kcal/кнм³;
- въглища – 541,21 лв./t с калоричност 5 378 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса – слънчогледова люспа) – 308,94 лв./t с калоричност 3 950 kcal/kg).

С писмо, с изх. № Е-14-00-3 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изисквана допълнителна информация относно: данни за средни стойности на емисионния фактор, долна топлина на изгаряне на съответното гориво, коефициент на окисление на отделните видове горива в общия микс и количеството гориво в прогнозния период, както и попълнен формуляр за докладване на прогнозни количества годишни емисии парникови газове за новия ценови период; 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; копие на комплексно разрешително, издадено на дружеството по Закона за опазване на околната среда, заедно с всички актуализации към него; копия на договори за доставка на горива, които са разрешени за използване в горивните инсталации, съгласно комплексното разрешително, издадено на дружеството, заедно с приложенията към договорите, с които се гарантират доставките на прогнозните количества горива за предстоящия период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., която е предоставена с писмо с вх. № Е-14-55-4 от 25.04.2023 г.

Във връзка с горепосоченото писмо, дружеството е заявило, че количеството въглища, което ще е налично към 01.07.2023 г. ще е достатъчно за производствената програма до края на 2023 г. За останалото време от шест месеца до края на ценовия период дружеството няма сключени договори с доставчици. Такива ще бъдат сключени на по-късен етап от 2023 г.

С писмо с вх. № Е-14-55-3 от 03.05.2023 г., дружеството е предоставило допълнителна информация към заявлението, а именно: ценови модел с попълнени отчетни данни за 2022 г. и прогнозни данни за новия регулаторен период.

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е представило следната обосновка:

Прогнозните технико-икономически показатели и ценообразуващи елементи са изготвени в съответствие с програмата на двата завода – Завод за спирт и Завод за захар, които са основни консуматори на топлинна енергия от ТЕЦ. За периода се очаква добро натоварване, а именно две кампании със Завод за захар за преработка на 62 000 t сурова захар заедно със Завод за спирт през м. септември – м. октомври 2023 г. и през м. април – м. май 2024 г. с ПГ № 1 при натоварване 50-54 t/h или реализация на 125 282 MW и производство на 7 060 MW.

Предвижда се продажба на 5 500 MWh високоефективна комбинирана електрическа енергия, като – 4 630 MWh е високоефективната комбинирана електрическа енергия, която ТЕЦ ще продаде на заводите от групата на „Захарни заводи“ АД в изпълнение на чл. 162, ал. 1 от ЗЕ и 870 MWh е предвидена за изкупуване на свободния пазар.

Условно-постоянни разходи

Разходи за амортизации – за 2022 г. са отчетени разходи за амортизации на стойност 533 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 лв. През новия ценови период дружеството предвижда да направи инвестиции на стойност 400 хил. лв. На база инвентарната книга на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е направено разделянето на ДМА, участващи при производството на топлинна и електрическа енергия. ДМА, участващи при комбинираното производство 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 топлинна енергия и инсталации за пренос. Клиентите на топлинна енергия са свързани с паропроводи на колектор б ата, захранващ се с отработена пара след турбината. Приложена е справка № 3, където ДМА са разделени съответно за производство на топлинна и електрическа енергия и общо за двата продукта за периода 2022 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 въглеподаване. Предвидени са и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата и дейности, свързани с подобряване условията на труд и запазване на сградите.

Разходи за заплати и възнаграждения – разходите за заплати и възнаграждения са 2 016 хил. лв. спрямо 1 400 хил. лв. за отчетната 2022 г. За новия ценови период разходът е съобразен с числеността на персонала и работната програма на дружеството. Числеността на персонала по време на работа е оптимизиран до 77 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. Отбелязва се 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, включени в тази част, са увеличени спрямо 2022 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчет за 2022 г. Увеличени са с 54 хил. лв. в позиции като горива за автотранспорт, материали за текущо поддържане и др.

Променливи разходи – следват производствената програма и ефективността на производството.

Цената на въглищата е образувана на база наличните въглища на склад към 01.03.2023 г., доставки на въглища по договори и цена на недостиг на количеството за изпълнение на заложената програма. Дружеството посочва, че е направило своите обективни прогнози, вземайки предвид сложната обстановка в Украйна.

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД заявява, че работи с въглища внос, които са висококалорични, марка „Д“. Те притежават определени характеристики и параметри, които са определящи за нормалното и безопасно протичане на технологичния процес – ниско съдържание на сяра до 0,5%, съдържание на летливи вещества до 36%. Друго изискване към въглищата, които се изгарят в ТЕЦ-а е съгласно Условие 9.2.8. от Комплексно разрешително № 54/2005 г., актуализирано с Решение № 54-НО-ИО-А7-ТГ1/2021 г.: *„Притежателят на настоящото разрешително се задължава да използва въглища със съдържание на сяра под 0,5%, гарантиращо спазване на емисионните норми за SO₂“*. Освен това „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД има ограничения относно емисии на прах и азотни окиси, изразяващи се в изисквания за спазване на определени концентрации в димните газове.

Цената на природния газ е определена съгласно указанията, дадени в Писмото на КЕВР. Цената на природен газ включва – пределни цени за пренос и снабдяване през разпределителната мрежа на „Овергаз Мрежи“ АД за количества до 528 MWh е 124,85 лв./MWh. (без акциз и ДДС).

Цена на биогориво: за новия вид гориво е приключила процедурата по актуализация

на комплексно разрешително № 54/2005 г. с Решение № 54-НО-ИО-А7-ТГ1/2021 г., съгласно което се разрешава употребата на биомаса като гориво, отговарящо на определенията, съгласно §1, т. 1 от Допълнителните разпоредби на Закона за управление на отпадъците. Приложен е договор на цената, на която ще бъде закупено биогоривото.

Разходите за закупуване на вода, консумативи (химически реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на енергия и на база промени в цените за закупуването им.

Собствените нужди от електрическа енергия на централата за прогнозния период са изготвени на база анализ на отчета за 2022 г. и прогнозата за производството на топлинна и електрическа енергия, съгласно наличните производствени мощности.

Разходите за закупена електрическа енергия са съобразени с:

- Изграждането на водооборотен цикъл, което налага допълнително закупуване на електрическа енергия за захранване на помпи оборотна вода;
- Провеждане на две кампании със „Завод за захар“;
- Прогнозирана е по-висока цена на купена електрическа енергия, поради тенденцията за нейното увеличение.

Разходите за външни услуги се предвижда да са идентични с отчета за 2022 г.

Разходите за акциз на въглища и газ са съгласно удостоверение за ОАКП.

Разходи за емисии парникови газове през ценови период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.:

За 2022 г. безплатно разпределените квоти на емисии от въглероден диоксид за „Захарни Заводи“ АД са били 17 307 t. Определени за ТЕЦ безплатни квоти са 16 299 t. През изтеклата година са изгорени 26 715,840 t. въглища и 119,213 km³ природен газ, които емитират 52 973 t CO₂. Поради тази причина количествата квоти от въглеродни емисии за закупуване са 36 674 t. Изразходените средства за покупка на емисии за 2022 г. са общо 4 974 хил. лв.

За новия ценови период е предвидено да бъдат изгорени 22 909 t въглища и 112 km³ природен газ, които ще емитират общо 46 057 t. емисии CO₂. Безплатно разпределените квоти за „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за 2022 г. са 16 351 t. CO₂, при което дружеството ще трябва да закупи 29 706 t. CO₂ при прогнозна цена на CO₂ квоти в размер на 100 евро/t., прогнозния разход за недостигащите количества CO₂ квоти е в размер на 5 810 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.

Образуване на цените:

Съгласно чл. 14, ал. 1 от Наредба № РД-16-267 от 19.03.2008 г. за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия е високоефективно, когато води до годишно спестяване на гориво не по-малко от 10 на сто от горивото, необходимо за производството на същото количество топлинна и електрическа енергия поотделно. 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 премиата.

От представените от дружеството данни към заявлението за цени, и по конкретно в ценовия модел (справка № 4 „ТИП в производството“) е видно, че дружеството е планирало за предстоящия ценови период от 01.07.2023 г. годишно спестяване на първичен енергиен ресурс (гориво) $\Delta F = -9,7\%$ (минус девет цяло и седем %), както и обща ефективност на инсталацията (общо) в размер на **71,1%**. С писмо с вх. № Е-14-55-3 от 03.05.2023 г., дружеството е предоставило ценови модел, в който ΔF е $-8,7\%$, а общата ефективност на

инсталацията (ηобщо) е запазена в размер на 71,1%. С оглед на посочените показатели, дружеството не покрива критериите за определяне на комбинираното производство като високоефективно, в съответствие с изискванията на Наредба № РД-16-267 от 19.03.2008 г.

С оглед гореизложеното, при изготвяне на Доклада не са били налице основанията за определяне на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, както и премия по чл. 33а от ЗЕ.

Във връзка с оповестения на интернет страницата на Комисията доклад, относно провеждане на открито заседание, с писмо с вх. № Е-14-55-3 от 31.05.2023 г. дружеството е представило възражение срещу това, че на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД не са определени преференциална цена на електрическа енергия и цена на топлинна енергия, към което е представило коригиран ценови модел, видно от който ΔF е 14,9% и общата ефективност на инсталацията (ηобщо) е в размер на 86,9%.

С оглед на така представените коригирани данни в ценовия модел, са налице основания на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД да се определи преференциална цена на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, премия по чл. 33а от ЗЕ и еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

В тази връзка, образуването на цените е както следва:

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

- прогнозните разходи за заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (социални осигуровки и социални разходи) са коригирани на база отчетните данни за базисната година, завишени със средногодишната инфлация за периода януари – декември 2022 г. спрямо периода януари – декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и при спазване на т. 1.3 от общия подход;

- прогнозните разходи за горива за автотранспорт са коригирани на нивото на отчетените за 2022 г.

Прогнозни емисии CO₂ – 28 522 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88 евро/t (172,11 лв./t.)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t. X 28 522 t. = 4 909 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества природен газ за новия ценови период са 112 knm³, 21 009 t. въглища и 9 103 t. биомаса.

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

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ са извършени следните корекции:

- коригирано е количеството въглища в комбинираната част на централата със 700 t. до достигане на общата енергийна ефективност, отчетена през базисната година.

- коригирано е количеството въглища във водогрейната и парната част на централата с 1 200 t до достигане на общата енергийна ефективност отчетена през базисната година.

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 газопредавателната, 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“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 87,22 лв./MWh;

3. Пренос – 17,32 лв./MWh;

4. Достъп – 0,79 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 105,33 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД			
1. Справка № 1 – „Разходи“:	Предложение	След корекция	Изменение
1.1. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	2016	1614	-19,94%
1.2. Начисления, свързани с разходите за заплати (социални осигуровки и социални разходи), хил. лв.	582	248	-57,39%
1.3. Горива за автотранспорт	78	68	-12,82%
2. Справка № 2 – „РБА“ – преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	3075	2205	-870,00
3. Справка № 4 – „ТИП“ – корекция на количеството въглища:			
3.1 в комбинираната част, t	11 896	11 196	-700
3.2 във парната част, t	11 013	9813	-1 200

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	418,83
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	177,85
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	175,20

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 24 254 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 23 924 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 815 хил. лв. и променливи – 17 109 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 7 050 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,68%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 500 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 125 282 MWh.

25. „Декотекс“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. Е-14-61-1 от 31.03.2023 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 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 627,29 лв./MWh
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 173,95 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 173,95 лв./MWh.

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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	432,13	432,13	627,29	+45,16
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	103,61	103,61	173,95	+67,88
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	103,61	103,61	173,95	+67,88

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 1 653,00 лв./ knm^3 (без ДДС и акциз).

С писмо, с изх. № Е-14-61-1 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: 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; копия на действащи договори за покупко-продажба на електрическата енергия за 2023 г. – 2024 г., с всички приложения към тях; копия на действащи договори за доставка на природен газ заедно с приложенията към договорите; попълнени справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ. Изисканата информация е представена от дружеството с писмо с вх. № Е-14-61-1 от 28.04.2023 г.

„Декотекс“ АД е представило следната обосновка:

Условно постоянни разходи – общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 01.07.2023-30.06.2024 г. е 1 644 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 – те са в размер на 422 хил. лв. и се предвиждат разходи за ремонт вследствие на неизвършени ремонтни дейности, свързани с техническите изисквания на завода-производител за двигателя на когенерационната система Cummins през изминалия отчетен период. Разходите произтичат от следните ремонтни дейности: подмяна на буталната група на двигателя – 380 хил. лв.; подмяна на маслена помпа – 22 хил. лв.; подмяна на водна помпа – 20 хил. лв.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – те са в общ размер на 753 хил. лв. Материалите за текущо поддържане в размер на 190 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 3 893 хил. лв. към 31.12.2022 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края

на 2022 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Необходимият оборотен капитал е изчислен в размер на 830 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 2022 г. – 2023 г. е в размер на 4,31%, изчислена съгласно Указания-НВ като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2022 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 MW.

Образуване на цените:

1. В Справка № 1 „Разходи“ следните разходни позиции, формиращи условно-постоянните разходи: ремонти, отнесени към електрическата енергия и към топлинната енергия, заплати и възнаграждения и свързаните с тях начисления (осигурителни вноски и социални разходи), материали за текущо поддържане и за абонаментно поддържане, са коригирани на база отчетните данни за базисната година, завишени със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ и при спазване на т. 1 от общия подход;

2. В Справка № 1 „Разходи“ позиция „разходи за външни услуги“, формираща променливите разходи, е коригирана на база отчетните данни за базисната година, завишени със средногодишната инфлация за периода януари - декември 2022 г. спрямо периода януари - декември 2021 г., която е 15,3% по официални данни на НСИ. ;

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.

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 газопредавателната, 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“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 116,80 лв./MWh;
3. Пренос – 1,09 лв./MWh;
4. Достъп – 5,37 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 123,26 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Декотекс“ АД за следващия ценови период са следните:

„Декотекс“ АД			
	Предложение	След корекция	Изменение
1. Справка № 1 – „Разходи“:			
1.1. Разходи за ремонт хил. лв.	422	127	-69,90%
1.2. Разходи за заплати и възнаграждения, хил. лв.	225	138	-38,66%
1.3. Начисления, свързани с разходите за заплати (социални осигуровки и социални разходи), хил. лв.	57	32	-43,86%
1.4. Материали за текущо поддържане	190	75	-60,52%
1.5. Абонаментно поддържане	240	35	-85,42%
1.6. Разходи за външни услуги	102	43	-57,84%
2. Справка № 2 – „РБА“ – преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	3 893	3431	-11,86

След извършените 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	395,78
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	154,80
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	182,28
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	182,28

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 3 296 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3 131 хил. лв., от които условно-постоянни – 917 хил. лв. и променливи – 2 214 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 3 431 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,79%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 888 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 4 069 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 948 MWh.

26. „Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-12-00-201 от 31.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г. следните цени, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 190,52 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 183,38 лв./MWh;
3. Преференциална цена на електрическа енергия – 472,96 лв./MWh.

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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	451,97	451,97	472,96	+4,64
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	161,04	161,04	190,52	+18,31
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	157,74	157,74	183,38	+18,51

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена и калоричност на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 441,15 лв./кнм³, при долна работна калоричност 8 203 kcal/кнм³.

„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 2022 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 амортизиациите 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 31.12.2022 г. Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите на дружеството към края на 2022 г., които се използват и са свързани пряко с регулираните дейности. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

Нормата на възвръщаемост за новия ценови период е в размер на 7,00%, като тя е изчислена, съгласно Указания-НВ, като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2022 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:

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.

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2023 - 2024 г., предоставена от дружеството;
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 88,11 лв./MWh;
3. Пренос – 0,00 лв./MWh;
4. Достъп – 0,00 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 88,11 лв./MWh.

Не са извършвани други корекции на ценообразуващите елементи.

В тази връзка са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Енергиен център ЗЕБРА“ ЕООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	354,62
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	113,64
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	163,56
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	155,87

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 6 091 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 934 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и променливи – 4 268 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 018 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.

27. „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-63-1 от 29.03.2023 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 към заявлението. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г. преференциална цена на електрическа енергия в размер на 298,65 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	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	515,49	515,49	298,65	-42,06

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 234 лв./кнм³, при долна работна калоричност 8 345 kcal/кнм³, (без акциз и ДДС).

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 kW и топлинна мощност Q = 1 042 kW. Комбинираното производство се осъществява чрез ко-генератор тип „JMS 316D037C05“. Отделно от ко-генератора, на същата площадка

има инсталирани парен 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, 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 10% - 15% от брутното производство на електрическа енергия се продава на EVN. 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 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.

С писмо, с изх. № Е-14-63-1 от 10.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискано да представи коригирано заявление, в което да бъдат отстранени допуснати явни фактически грешки, в съответствие с изискванията на писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на Комисията. Писмото е получено от служител на дружеството на 13.04.2023 г., което е видно от известие за доставяне на „Български пощи“ ЕАД. С оглед на това, че в указания от Комисията 7-дневен срок, „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД не е отстранил установените нередовности, като не е представил в КЕВР необходимата коригирана информация, поради липса на данни на дружеството не са изчислявани цени за следващия ценови период, считано от 01.07.2023 г. В тази връзка, на основание на разпоредбите на НРЦТЕ и НРЦЕЕ, на дружеството не са определени цени на енергия за новия ценови период от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г.

28. „Овердрайв“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2023 г. за утвърждаване 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 01.07.2023 г. преференциална цена на електрическа енергия – 661,97 лв./MWh (без ДДС).

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „Овердрайв“ АД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	588,46	588,46	661,97	+12,49

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ (без акциз и ДДС) – 1 218,15 лв./kNm³, при долна работна калоричност 8 310 kcal/kNm³.

„Овердрайв“ АД е представило следната обосновка:

Производствена програма – през новия регулаторен период когенерационната инсталация се предвижда да постигне следните производствени показатели:

- Произведена електрическа енергия – бруто – 1 250 MWh;
- Електрическа енергия за собствени нужди – 250 MWh;
- Електрическа енергия за продажба – 1 000 MWh;
- Произведена топлинна енергия – брутна – 1 600 MWh.

Дружеството посочва, че тази производствена програма ще покрие нуждите на предприятието, собственост на „Овердрайв“ АД. Излишната електрическа енергия ще бъде продадена на „Електрохолд България“ ЕООД.

Инвестиционна и ремонтна програма – предвиждат се следните ремонтни дейности: основно обслужване и ремонт на двата когенератора; подмяна на два броя пластинчати топлообменника преди колектора; подмяна на циркулационна помпа; основен ремонт на абсорбиционен чилър и настройка за работа; частичен ремонт на тръбните трасета.

Условно-постоянни разходи – дълготрайните материални активи, с отчетна стойност 869 хил. лв. към 31.12.2022 г. са амортизирани с 211 хил. лв. През 2023 г. ще бъде начислена амортизация в размер на 57 хил. лв.

Променливи разходи – около 87% от тях се изразходват за доставка на природен газ, включително и акциз. Дружеството посочва, че цената на природния газ се утвърждава от КЕВР за доставчика „Овергаз Мрежи“ АД.

Възвръщаемост на капитала – нормата за възвръщаемост на собствения капитал е определена на 7%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,25 MW.

Образуване на цената:

1. В справка № 1 „Разходи“ са коригирани прогнозните разходи за природен газ, в съответствие с приетия общ подход;

- Корекцията за недовзет приход от природен газ, посочена от дружеството в Справка № 1 „Разходи“ не се признава като ценообразуващ елемент, формиращ условно-постоянните разходи.

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

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“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 90,29 лв./MWh;

3. Пренос – 1,04 лв./MWh;

4. Достъп – 3,30 лв./MWh;

Крайна цена на природен газ – 94,62 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Овердрайв“ АД за следващия ценови период са следните:

„Овердрайв“ АД			
	Предложение	Корекция	Изменение
1. Справка 1 – „Разходи“ – прогнозни разходи за природен газ, хил. лв.	482	397	-17,63%
2. Справка 2 – „РБА“ – преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	150	116	-22,66

След извършените корекции е определена следната преференциална цена на електрическата енергия:

„Овердрайв“ АД	
	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	518,90

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 1 008 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 982 хил. лв., от които условно-постоянни – 289 хил. лв. и променливи – 693 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 327 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 000 MWh.

29. „Многопрофилна болница за активно лечение – Търговище“ АД („МБАЛ-Търговище“ АД)

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-65-1 от 04.04.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило документи на хартиен и електронен носител, съгласно описа към заявлението. Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г., преференциална цена на електрическа енергия – 1 198,89 лв./MWh (без ДДС).

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от „МБАЛ-Търговище“ АД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показател	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	525,00	525,00	1 198,89	+128,36

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 300 лв./knm³ (без акциз и ДДС), при долна работна калоричност 8 261 kcal/knm³.

С писмо, с изх. № Е-14-65-1 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изискана допълнителна информация към заявлението, както следва: 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;

попълнени справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ и т. I.8 от писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на КЕВР; копия на действащи договори за изкупуване на електрическата енергия за периода 2023 г. – 2024 г., с всички приложения към тях, така както е изискано по т. II.5 от писмо с изх. № Е-14-00-3 от 27.02.2023 г. на КЕВР. Изисканата информация е предоставена от дружеството с писмо с вх. № Е-14-65-1 от 02.05.2023 г. В писмото се посочва, че към настоящия момент и впоследствие фактуриране на продадената електрическа енергия се извършва по ежедневни почасови прогнозни графици ден напред.

„МБАЛ – Търговище“ АД не е представило подробна обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за новия ценови период, но посочва, че съгласно изискванията на завода-производител за експлоатация на ко-генерационния модул, на всеки 1 250 работни часа е необходимо да бъде извършен задължителен текущ ремонт по определен алгоритъм. За поддържане на доброто техническо състояние на инсталацията се спазват всички изисквания на производителя. През изминалия регулаторен период, задължителен ремонт съгласно отработените мото часове е извършен на стойност 4 783,70 лв. без ДДС. През последните 18 месеца се наблюдава повишаване на аварийността, предвид физическото остаряване на оборудването. Същевременно, моралното му остаряване обуславя по-трудното диагностициране и ефективно отстраняване на проблемите. Видно от отчет/прогнозата за настоящия регулаторен период, през над 50% от разполагаемото време, инсталацията е била в престой или е работила с намален капацитет. В резултат, отчетната себестойност на единица електроенергия е почти два пъти по-висока от прогнозната. Изхождайки от тези обективни обстоятелства, за следващия регулаторен период предвижда аварийни престои през 50% от разполагаемото време, като приемат, че са равномерно разпределени във всички месеци.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,104 MW.

Образуване на цената:

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

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход и индивидуалното потребление 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“ 2023 г. – 2024 г., предоставена от дружеството;

Крайна цена на природен газ – 161,57 лв./MWh.

Извършена корекция на ценообразуващите елементи на „МБАЛ – Търговище“ АД за следващия ценови период е следната:

„Многопрофилна болница за активно лечение – Търговище“ АД			
	Предложение	Корекция	Изменение
1. Справка 2 – „РБА“ – преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	606	615	+1,48

След извършената корекция, е определена следната преференциална цена на електрическата енергия:

„МБАЛ – Търговище“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	1 098,66

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 275 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 241 хил. лв., от които условно-постоянни – 160 хил. лв. и променливи – 81 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 615 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 113 MWh.

30. „Нова Пауър“ ЕООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-13-308-1 от 03.04.2023 г. за утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представена допълнителна информация с писмо с вх. № Е-13-308-1 от 26.04.2023 г. Дружеството е предложило за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия в размер на 451,09 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „Нова Пауър“ ЕООД цени на енергия и действащите цени на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	452,50	452,50	451,09	-0,31

Предложената преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 308,83 лв./кнм³ (без акциз и ДДС), при долна работна калоричност 8 000 kcal/кнм³.

„Нова Пауър“ ЕООД е представило следната обосновка:

В производствената програма на ко-генерационната инсталация за новия регулаторен период – 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. предвиждат 1 440 работни часа. Брутно производство на електрическа енергия в размер на 3 499 MWh и продадено нетно количество 3 377 MWh.

Разходи за амортизации – дружеството прогнозира разходи за новия ценови период в размер на 84 хил. лв.

Разходи за ремонт – прогнозираните са в размер на 327 хил. лв. От дружеството, че извън предвидените стандартни годишни разходи по текуща поддръжка на всички системи в структурата на ко-генерационната инсталация, през новия регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 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 е поискало оферта, приложена към заявлението.

Разходи за заплати и възнаграждения – за прогнозирания ценови период са в размер на 36 хил. лв. Дружеството заявява, че броят на персонала и разходите за заплати и осигуровки на работещите се запазват, като през новия регулаторен период е заложена 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 92 хил. лв.

Променливи разходи - прогнозирани са в размер на 1 216 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,05 MW.

Образуване на цените:

Разходната позиция в Справка № 1 „Разходи“ с наименование „Недовзет приход от определена по-ниска пазарна стойност на ел. енергията през регулаторен период 2022 г. – 2023 г.“ не се признава като ценообразуващ елемент.

Извършената корекция на ценообразуващите елементи на „Нова Пауър“ ЕООД за следващия ценови период е следната:

„Нова Пауър“ ЕООД			
1. Справка 1 – „Разходи“	Предложение	Корекция	Изменение
Недовзет приход от определена по-ниска пазарна стойност на ел. енергията през регулаторен период 2022 г. – 2023 г, хил. лв.	11	0	-100%

След извършената корекция е определена следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Нова Пауър“ ЕООД		лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия		373,12
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ		132,14

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 1 648 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 558 хил. лв., от които условно-постоянни – 535 хил. лв. и променливи – 1 023 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 212 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 7,44%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 377 MWh;
- Количество топлинна енергия с гореща вода – 3 093 MWh.

31. „Оранжерии Петров дол“ ООД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-74-1 от 30.03.2023 г. за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което са приложени документи на хартиен и електронен носител, съгласно опис към заявлението. Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2023 г. преференциална цена на електрическа енергия – 466,23 лв./MWh, без ДДС.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложената от

„Оранжерии Петров дол“ ООД цена на енергия и действащата цена на дружеството:

Показатели	Цени на енергията, утвърдени с Решение № Ц-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложена цена за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	437,70	437,70	466,23	+6,52

Предложената преференциална цена на електрическата енергия е изчислена с прогнозна цена на природния газ – 1 603,09 лв./ knm^3 , (без акциз и ДДС) и при долна работна калоричност 8 279 kcal/ knm^3 .

„Оранжерии Петров дол“ ООД е представило обосновка, както следва:

Производствена програма – прогнозни количества електрическа енергия-бруто (8548 MWh), електрическа енергия за собствено потребление (407 MWh) и нетна електрическа енергия (8 141 MWh). Предвижда се когенерационната инсталация да работи с натовареност в периода от октомври 2023 г. до април 2024 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 2022 г., е в размер на 297 хил. лв. (РБА = А – АМ). А = 1150 хил. лв. – активи, в т. ч.: 651 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 – 499 хил. лв. и амортизация за периода на използване АМ = 853 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 1603,09 лв./ knm^3 ; разход за ел.енергия – 190 хил.лв. и разходи за акциз на природен газ – 51 хил. лв. ($85\,684\text{ GJ} * 0,60\text{ лв./GJ} = 51\,410\text{ лв.}$).

Условно – постоянни разходи – разходи за амортизации – 260 хил. лв.; разходи за заплати (при средно-списъчен персонал – 12 души) – 448 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски – 85 хил. лв. и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – 594 хил. лв., в т. ч.: материали за текущо поддържане – 343 хил. лв., застраховки – 25 хил. лв., данъци и такси – 160 хил. лв. и други, описани в Справка № 1 – 66 хил. лв.

Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала – при изчисляването на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозния период 01.07.2023 – 30.06.2024 г. е използвана прогнозната капиталова структура на дружеството към 31.12.2022 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 817 хил. лв. при среднопретеглена норма на привлечения капитал в размер на 3,24%, дружеството е изчислило норма на възвръщаемост на капитала в размер на 3,38% към 31.12.2022 г.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,00 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.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по месечно 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“ 2023 - 2024 г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 96,13 лв./MWh;

3. Цени за пренос и достъп през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – 1,09+2,81 = 3,91 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 100,03 лв./MWh.

Извършените корекции на ценообразуващите елементи на „Оранжерии Петров дол“ ООД за следващия ценови период са следните:

„Оранжерии Петров дол“ ООД			
	Предложение	Корекция	Изменение
1. Справка 2 – „РБА“			
1.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	298	277	-7,05%
3. Справка 4 – „ТИП в производството“:			
29.1. Природен газ, BGN/knm ³	1 603,09	1 071,61	-33,15%

След извършените корекции, е определена следната цена на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„Оранжерии Петров дол“ ООД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	346,94
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	105,96

Ценообразуващи елементи на определената цена:

- Необходими годишни приходи – 4 094 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 084 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 387 хил. лв. и променливи – 2 697 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 277 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,38%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 141 MWh.

32. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД

Дружеството е подало заявление с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2023 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 – 398,15 лв./MWh;
2. еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 18,91 лв./MWh;
3. еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 17,82 лв./MWh.

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-18 от 01.07.2022 г., без ДДС, лв./MWh	Цени на енергията по ценови модел, считано от 01.07.2022 г., лв./MWh	Предложени цени за периода 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г., без ДДС, лв./MWh	Изменение, %
к. 1	к. 2	к. 3	к. 4	к. 5 = (к.4-к.3)/к.3*100
Преференциална цена на електрическата енергия	512,51	512,51	398,15	-22,31%
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода	39,63	39,63	18,91	-52,28%
Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара	38,24	38,24	17,82	-53,40%

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 1 570 kcal/kg и цена на мазут – 1 278,77 лв./t. при калоричност 9 500 kcal/kg.

С писмо, с изх. № Е-14-33-3 от 18.04.2023 г. на КЕВР, от дружеството е изисквана допълнителна информация към заявлението, както следва: справка за количествата закупени квоти за емисии парникови газове (CO₂) за 2022 г. и за ценовия период 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г., разходите за закупуването им, както и количествата безплатни емисии CO₂; копия на действащи договори за изкупуване на електрическата енергия за периода 2023 г. – 2024 г., с всички приложения към тях, която е представена с писмо с вх. № Е-14-33-3 от 05.05.2023 г. „ТЕЦ - Бобов дол“ АД не е представило изискваните с писмото на КЕВР справки относно прилагането на ЕССО в съответствие с чл. 37 от ЗЕ.

Обосновката на дружеството е следната:

„ТЕЦ-Бобов дол“ АД изпълнява дейността по лицензия за 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 2022 г., съгласно Указания-НВ. Дружеството планира увеличение на разходите спрямо 2022 г. с около 12% колкото е признатата инфлация на база 12 месеца, с изключение на разходи за горива.

Производствена програма: дружеството предвижда производство на топлинна и електрическа енергия за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода и водна пара – дружеството планира отпусната от съоръженията топлинна енергия през новия ценови период да е в размер на 284 000 MWh с гореща вода и 254 000 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, произведена от енергийния блок, който работи в топлофикационен режим, е изчислена 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 1 340 000 MWh бруто, като в това число и 219 000 MWh високоефективни произведени съобразно топлинния товар.

Електрическа енергия за собствени нужди: процентното отношение на ел. енергия за собствени нужди на топлофикационния блок е определена на 13,13%, което съответства на отчитаните до момента и включва разхода за циркулационните помпи в топлопроизводството.

Ремонтна програма (отчет и прогноза): целта на тези ремонти 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 е свързано с достигане и спазване на екологичните норми. За новия регулаторен период дружеството предвижда ремонтна програма отнесена към топлофикационната част на централа на стойност 27 722 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. Ориентируващата стойност на необходимите инвестиционни разходи за периода е 15 000 хил. лв. за цялата централа.

Регулаторна база на активите – предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2022 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 215 867 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 01.07.2022-30.06.2023 г. оборотният капитал за производство е в размер на 71 114 хил.лв.

Норма на възвръщаемост – използваната „Норма на възвръщаемост на привлечения капитал“ е съгласно среднопретеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2022 г.

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 4,5%, а изчислената обща НВ е 7,67%.

Условно-постоянни разходи: условно-постоянните разходи са изчислени на база инфлация от 12,0%, 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 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. разходите за амортизации са 9 472 хил. лв.

Разходи за работна заплата и осигуровки – за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г. необходимите разходи са 19 085 хил. лв. - разходи за заплати и 6 169 хил. лв. за осигуровки. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството остава същият както е в края на 2022 г. В прогнозата е отчетено 12% 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 заложили 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 CO₂ 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./t. усл. г., франко ТЕЦ и биомаса при цена на доставчика 89,36 лв./t.

Разходите за гориво за разпалване (мазут) са изчислени по цена 1 278,77 лева/t. Разходи за консумативи за новия ценови период възлизат на 5 671 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за почистване 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 2022 г., EF за въглища от 85,04 t.CO₂/TJ и фактор на окисление от 94,55% и за мазут EF 77,40 t.CO₂/TJ и фактор на окисление 100%. Така общото прогнозно количество въглероден диоксид, което се очаква да емитира топлофикационният блок на централата е изчислено на 709 250 t.CO₂. Безплатни разрешителни по чл. 10а и чл.

10в Директива 2003/87/ЕС за новия ценови период не са разпределени.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 210,00 MW.

Образуване на цените:

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

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2022 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2023 г. - 30.06.2024 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии, както следва:

Прогнозни емисии CO₂ – 709 250 t.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 88,00 евро/t (172,11 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 172,11 лв./t X 709 250 t = 122 069 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са 6 100 t мазут, 1 272 573 t въглища и 401 656 t ВЕИ.

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.

„ТЕЦ-Бобов дол“ ЕАД е представило становище с вх. № Е-14-33-5 от 31.05.2023 г. относно Доклада и направените корекции на разходите, както следва:

Изявява несъгласие по отношение на **корекция на прогнозните условно-постоянни разходи (УПР)**. Дружеството посочва, че в справка № 1 – „Разходи за производство“ - прогнозните условно-постоянни разходи (УПР) са определени като отчетните през базовата година стойности са индексирани с инфлационен коефициент в размер на 12%. Видно от изложеното в Доклада, този индекс по официалните данни на НСИ е в размер на 15,3%. Дружеството предлага да бъде извършена корекция в прогнозните условно постоянни разходи в съответствие с официално обявената средногодишна инфлация от НСИ, с изключение на тези разходи, за които инфлацията е неприложима.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

Възражението на дружеството относно направените корекции на корекция на прогнозните условно-постоянни разходи (УПР) не се приема. Комисията не е извършвала корекции на заявените от дружеството условно-постоянни разходи в справка № 1 – „Разходи за производство“.

Извършена е следната корекция:

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД			
	Предложение	Корекция	Изменение
1. Справка 2 – „РБА“			
1.1. Преизчисление на РБА – 1/8 от утвърдените годишни парични разходи, хил. лв.	215 867	199 208	-7,72%

След извършената корекция и в съответствие с общия подход, са определени следните цени на енергия и премия по чл. 33а от ЗЕ:

„ТЕЦ - Бобов дол“ АД	лв./MWh, без ДДС
1. Преференциална цена на електрическата енергия	380,98
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ	140,00
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода	40,00
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара	37,68

Ценообразуващи елементи на определените цени:

- Необходими годишни приходи – 460 390 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 445 111 хил. лв., от които условно-постоянни – 69 082 хил. лв. и променливи – 376 029 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 199 208 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 7,67%
- Електрическа енергия – 1 164 000 MWh
 - от високоефективно комбинирано производство – 219 000 MWh;
 - от нискоефективно производство – 945 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 184 000 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 254 000 MWh.

След проведеното обществено обсъждане на 06.06.2023 г., с писмо с вх. № Е-04-04-9 от 06.06.2023 г. Омбудсманът на Република България представя следното становище:

Заявява, че е категорично против планираното повишение на цените на топлинната енергия за битовите клиенти за периода от 1 юли 2023 г. до 30 юни 2024 г., както и че поскъпването на парното и топлата вода е неприемливо за гражданите предвид сегашната нестабилна икономическа ситуация в страната, както и възможностите, които нормативната уредба дава на КЕВР за балансиране на интересите на потребителите и дружествата. Омбудсманът посочва, че проектът за решение предвижда увеличение на регулираните цени на топлинната енергия за крайните клиенти на топлофикационните дружества с основно гориво природен газ в диапазона 0,05% - 0,48%. Според проф. Ковачева това е недопустимо, особено в условията на силно и продължително понижаване на цените на природния газ, които съгласно прогнозата на КЕВР ще спаднат средно с 23,82% за следващия регулаторен период. Аргументът на Омбудсмана е, че при поевтиняването на основното гориво е обосновано и логично да се обсъжда намаление на цените на произведената топлинна енергия от природния газ за топла вода и отопление за крайните клиенти, а не увеличение.

В становището се посочва, че съгласно представените от КЕВР аргументи, запазването на действащите цени на топлинната енергия и тяхното повишение с части от процента се дължи главно на недовзетия приход на дружествата в размер на общо около 276 млн. лв., като сумата е формирана в резултат на натрупаните разлики между прогнозните и реалните цени на природния газ през настоящия регулаторен период 2022 г. – 2023 г. Омбудсманът посочва, че това е потвърждение за обективната невъзможност на КЕВР да прави реалистични прогнози за движението на основните ценообразуващи фактори за една година напред. В становището са посочени конкретните стойности на недовзетия приход за големите топлофикационни дружества, като Омбудсманът счита, че той се дължи изцяло на извънредната ситуация с доставките и с цените на природен газ на европейския пазар, която особено тежко е засегнала българските потребители, като отбелязва, че действащите регулаторни механизми не са настроени за подходяща реакция в условията на енергийна криза с подобна тежест и мащаб.

В становището си, Омбудсманът посочва, че при значително по-ниски цени на природния газ за периода от м. декември 2021 г. до м. май 2022 г., топлофикационните дружества са получавали държавна подкрепа от ФСЕС, която според обществения защитник

е била допустима и препоръчителна за страните членки на ЕС, като преждевременно тази подкрепа е била прекратена, още преди цените на природния газ да са достигнали върховите си стойности. Компенсациите за потребителите на природен газ и за топлофикационните дружества с основно гориво природен газ не са били подновени през 2022 г. и 2023 г., въпреки възможностите за това в рамките на решения на национално равнище, предвидени в Регламент 2022/1854 на Съвета на ЕС от 6 октомври 2022 г. за спешна намеса за справяне с високите цени на енергията.

Омбудсманът обръща внимание на цените на енергия, определени за „Топлофикация София“ ЕАД, като посочва, че дружеството следва да получи допълнително през новия период 191 282 000 лв., поради образуван недовзет приход през 2022-2023 г., като тежестта за осигуряване на този финансов ресурс е прехвърлена изцяло върху цените на топлинната енергия, касаеща битови клиенти на топлинна енергия, докато цената на електрическата енергия е намалена с 21,21%, при спадане на премията с 9,02%. Посочва, че финансовият ефект от това преразпределение на тежестта е в размер на около 53,6 млн. лв., които ще влязат само в сметките на клиентите на топла вода и парно. Заявява, че категорично не може да приеме подобен начин на прехвърляне на тежестта за следващия едногодишен регулаторен период.

Заявява, че предложеното от КЕВР минимално повишение на цените на топлинната енергия в действителност ще се превърне в значително поскъпване на топлата вода и парното, а именно с малко над 11% от 1 юли 2023 г., поради повишението на ставката на ДДС от 9% на 20%. Така потребителите ще се окажат в абсурдната ситуация при значително намаление на цените на природния газ да заплащат по-високи цени за топлинна енергия, каквито не е имало дори по време на безпрецедентната енергийна криза през 2022 г. В становището си Омбудсманът отправя към КЕВР следните предложения:

1. Да бъдат разгледани и използвани всички възможности за компенсиране на недовзетия приход на топлофикационните дружества с основно гориво природен газ, като се използват други източници, вместо чрез повишението на крайните цени на топлинната енергия, като смята за правилно цените на топлата вода и парното да бъдат намалени с цел компенсиране на повишението на ставката на ДДС от 9% на 20%.

2. Да бъде извършен обстоен анализ на баланса на средствата във ФСЕС в съпоставим период до 30 юни 2023 г., с оглед обсъждане на възможностите за поемане на тежестта от недовзетия приход на топлофикационните дружества за регулаторния период 1 юли 2022 г. – 30 юни 2023 г. от Фонда.

3. Да се анализира възможността за разсрочено компенсиране на разликите между прогнозните и отчетните разходи на дружествата за природен газ – за няколко следващи периода, с цел по-равномерно разпределяне във времето на финансовата тежест за крайните клиенти при изплащането на недовзетия приход на топлофикационните общо в размер на около 276 млн. лв.

Обръща внимание и на необходимостта от извършване на анализ на действието на НРЦТЕ с цел прецизиране на правилата за ценообразуване на топлинната енергия и намаляване на тежестта на прогнозните фактори и по-добро гарантиране на правата на потребителите, както и на необходимостта от детайлна оценка на прилагането на метода „норма на възвръщаемост на капитала“, който се използва от КЕВР в продължение на повече от 11 години. Според Омбудсмана, от една страна този метод не отчита в достатъчна степен качеството на предоставяните топлоснабдителни услуги на гражданите, а от друга дружествата от сектора не отбелязват желаните подобрения на технико-икономическите и финансови показатели.

След преглед на постъпилото становище от Омбудсмана на Република България Комисията счита:

По т. 1: Комисията е разгледала възможността за компенсиране на недовзетия приход на топлофикационните дружества с основно гориво природен газ, изчислен в съответствие с чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, чрез набраните приходи на ФСЕС, с цел недопускане на по-голямо увеличение на цените на енергията 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. Към настоящия момент, Комисията не разполага с други законови възможности и механизми за компенсиране на дружествата, с цел намаляване на цените на енергията за крайните потребители. В допълнение, съгласно чл. 16, ал. 1 от НРЦТЕ, цените на топлинната енергия, продавана от топлопреносните предприятия на клиентите, се образуват въз основа на сумата от необходимите годишни приходи на производителите и на топлопреносните предприятия съгласно чл. 7 от същата наредба, разделени на прогнозното количество топлинна енергия за продажба. В НРЦТЕ не е предвиден ред и условия за намаляване на цените на топлинната енергия, при намаляване или увеличаване на ставката на ДДС и Комисията не може да влияе върху този фактор.

По т. 2: 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. Комисията няма правомощия и задължение да извършва анализ на финансовото състояние на ФСЕС и на събраните средства по закона, с цел Фондът да извършва необходимите разплащания за компенсиране на топлофикационните дружества за съответния регулаторен период. Следва да се отбележи, че възможностите на Фонда през настоящия ценови период са далеч по-ограничени, отколкото през изминалия регулаторен период и Комисията е разгледала възможните варианти за компенсиране на недовзетия приход на топлофикационните дружества с основно гориво природен газ чрез осигуряване на необходимите за това средства от Фонда.

По т. 3: Предвид обстоятелството, че пълният размер на недовзетия приход, определен в съответствие с чл. 24 а, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ на топлофикационните дружества с основно гориво природен газ, ще се компенсира от ФСЕС чрез осигуряване на необходимите средства, Комисията счита, че не е необходимо разликите между прогнозните и отчетните разходи на дружествата за природен газ да бъдат разсрочвани за следващи ценови периоди.

По отношение на предложението на Омбудсмана за извършване на анализ на действието на НРЦТЕ, както и оценка на прилагането на метода „норма на възвръщаемост на капитала“, с цел прецизиране на правилата за ценообразуване, Комисията счита, че поставените въпроси са извън обхвата на настоящото административно производство за извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.07.2023 г.

По време на проведеното на 06.06.2023 г. обществено обсъждане г-жа Мая Манолова, представляваща Гражданско сдружение „Исправи се.БГ“, е представила следното становище:

Категорично възразява срещу предложените цени на топлинната енергия. Посочва, че макар цените на парното без ДДС за повечето топлофикации да остават почти непроменени или за други се предвижда минимално увеличение, то реално цените за потребителите на всички топлофикации ще се повишат средно с 11%, което според г-жа Манолова се дължи на размера на ставката на ДДС, която от 01.07.2023 г. се възстановява отново на 20%. Смята, че увеличението на цената на парното е несправедливо по няколко съображения. На първо място посочва цената на природния газ, която през последната една година има трайна тенденция за поевтиняване. В тази връзка посочва, че самата Комисия е определила средна цена на природния газ за следващия регулаторен период в размер на 88,12 лв./MWh, което е с 25% по-малко от цената за предходния регулаторен период, така че би следвало цената на парното да бъде намалена поне с 20%, вместо да се увеличава с 11%. Друг сериозен фактор, определящ цената на парното, е цената на въглеродните емисии, които се запазват на същите нива, както през миналата година и в началото на м. юни са 84 евро на тон, което е приблизително цена, съпоставима с тяхната цена преди една година, а Комисията е приела

средна цена за следващия ценови период от 88 евро на тон. Условно-постоянните разходи на топлофикационните дружества, които включват разходите за заплати, за амортизации, за ремонти, съдебните разноски, се запазват на миналогодишните нива, като корекцията е извършена единствено с процента на инфлацията, но посочва, че като се погледнат числата, които предлага „Топлофикация София“ ЕАД условно-постоянните разходи се увеличават с близо 50%, а именно: от 102,2 млн. за 2022 г. – 2023 г. до 151,3 млн. лв. за 2023 г. – 2024 г., като прави сравнение че в искането си „Топлофикация София“ ЕАД е поискала още по-голям размер от 171 млн. лв. условно-постоянни разходи, като на фона на това през миналата година са реализирали 144,3 млн. лв. Обръща внимание, че това се дължи най-вече на разходите за заплати и заявява, че никога не са възразявали срещу повишаването на заплатите на работещите в различните енергийни дружества, но в конкретния случай е необяснимо защо е това драстично повишаване на тези разходи на „Топлофикация София“ ЕАД, като прави сравнение с останалите топлофикации в страната. Въпреки намалените променливи разходи, заради ръста на постоянните разходи, заради признатите недовзети приходи, намалената преференциална цена на тока и повишеното ДДС, г-жа Мая Манолова счита, че в крайна сметка цените за потребителите ще бъдат повишени с 11%, което увеличение в условията на криза, на инфлация и на обедняване на населението е абсолютно несправедливо.

Отбелязва, че КЕВР предлага, макар и непълен, регулаторен преглед на дейността на топлофикационните дружества за отчетния регулаторен период, но счита, че към него би следвало да бъдат добавени и допълнителни данни, които са важни за създаването на обективна преценка за състоянието на отделните дружества в целия сектор, а също така и за причините, които водят до исторически най-високите цени на парното, като поставя определени въпроси, свързани с това.

В изложението, г-жа Мая Манолова споделя няколко притеснения, свързани с анализа на общото финансово състояние на дружествата от сектор „Топлоенергетика“, като посочва, че тенденциите са изключително тревожни. В тази връзка цитира изводите в Доклада по отношение на „Топлофикация София“ ЕАД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, като отбелязва, че някои от останалите топлофикации намаляват загубата си през миналата година, някои от тях са на малка печалба и изводът във финансовия анализ е един и същ за всички топлофикации и той е: *„размерът на собствения капитал не позволява на дружеството да придобие нови нетекущи активи, както и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс“*. Според „Изправи се.БГ“ е абсолютно задължително КЕВР да представи отчет и анализ пред Народното събрание и пред новосформираното правителството, за тежкото състояние на топлофикационния сектор, с цел да бъдат предприети действия на национално ниво, които да стабилизират сектора.

По отношение на предложената средна цена на природния газ за новия ценови период, г-жа Мая Манолова излага съображения за начина, по който е определена тази цена, в размер на 88,12 лв./MWh, като смята, че определянето ѝ не отговаря на изискванията, посочени в чл. 31, т. 1 и т. 2 от ЗЕ и същата не е определена на база обективни критерии и не възстановява икономически обосноваваните разходи на топлофикациите по прогноза. В тази връзка, прави предложение КЕВР да предприеме необходимите действия за промяна в НРЦТЕ, като се върне положението, което е съществувало преди измененията от 2020 г., а именно цените на топлофикационните дружества да се определят на тримесечия. Смята, че това е много по-справедливо, защото по този начин ще се отразяват промените в цената на природния газ и също така на въглеродните емисии и дава пример, че цените на топлоенергията за предходния ценови период, макар да са били определени при цена на газа от 114,77 лв./MWh, през юни цената е спаднала до 65 лв./MWh, което ощетявало битовите потребители, а за предходния ценови период се е стигнало до обратното – до недовзети приходи на топлофикациите, които са надхвърлили 250 млн. лв. и които суми сега трябва да бъдат платени от българските граждани.

Г-жа Мая Манолова обръща внимание на подхода на Комисията за признаването на технологичните разходи на топлофикационните дружества, като счита, че това е един несправедлив подход, който прикрива обогатяването на част от топлофикационните

дружества за сметка на техните клиенти, като цитира заявените от дружествата стойности на технологичните разходи по преноса, както и признатите такива от Комисията. Настоява, в решението, Комисията да представи ясна, пълна и конкретна информация за всяка топлофикация поотделно относно прилагането на Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на топлинната енергия. Счита, че следва да се включи и информация по какъв начин и къде в цените са отразени компенсациите, които дружествата са получили за цените на електрическата енергия от държавата като стопански потребители през ценовия период. Поставя въпроси какви приходи е получила всяка една от топлофикациите от високите борсови цени на електрическата енергия в предходния регулаторен период, спрямо определената пазарна цена в решението от 01.07.2022 г., както и каква е месечната събираемост на вземанията на всяка една от топлофикациите поотделно за стопански и битови потребители при действащите в момента цени на топлоенергията.

С оглед изложеното, Гражданско сдружение „ИЗПРАВИ СЕ.БГ“ настоява КЕВР да не приема предложението за решение, защото смята, че с фактическото увеличаване на цената на парното с 11% битовите потребители ще плащат исторически най-високите цени на парното и настоява Комисията да инициира съответни изслушвания в Народното събрание относно тежкото положение, в което се намира топлофикационният сектор, с искане за запазване на 9% ДДС върху топлинната енергия. Счита, че Комисията трябва да извърши реални проверки във всяка една от топлофикациите, за да бъде установено защо загубите на топлофикациите продължават да растат, при положение че потребителите плащат най-високите цени на топлинната енергия.

Изказва съжаление за липсата на дефиниция за „енергийна бедност“ и защита на най-уязвимите български домакинства с оглед високите цени на парното и на енергията като цяло. Счита, че КЕВР трябва да настоява за анализ и за мерки за функционирането на ФСЕС, като една част от недовзетите приходи на топлофикациите да бъдат компенсирани от средствата, които се събират в този фонд, вместо с това да бъдат натоварени българските потребители.

След обсъждане на становището на представителя на Гражданско сдружение „Изправи се.БГ“, изразено по време на проведеното обществено обсъждане, Комисията счита:

1. По отношение на предложената средна цена на природния газ за новия ценови период възражението е неоснователно. Комисията е определила прогнозната цена на природния газ за следващия регулаторен период в съответствие с нормативната уредба, като подробни мотиви за нейното определяне са изложени в т. 11 от общия подход.

2. По отношение на регулаторния подход за признаването на технологичните разходи на топлинна енергия по преноса, следва да се посочи, че същият е достатъчно рестриктивен към дружествата, като всяка година КЕВР изисква от дружествата 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, прави анализ на представените от дружествата данни, при съпоставка със служебно известната на КЕВР информация и извършва необходимите корекции на този вид разход в посока намаляване. Този подход действа стимулиращо за дружествата, които се стремят да извършват необходимите дейности с оглед реалното намаляване на загубите и свеждане до приемливи за всяко дружество нива.

3. По отношение на предложението КЕВР да предприеме необходимите действия за промяна в НРЦТЕ, като се върне положението, което е съществувало преди измененията от 2020 г., а именно цените на топлофикационните дружества да се определят на тримесечия, следва да се има предвид, че въпроси за изменение на нормативната уредба не са в обхвата на административното производство по утвърждаване на цени, поради което възражението е неотнормисимо.

4. По отношение на предложението КЕВР да не приема предложението за решение

решение, следва да се посочи, че извършването на подобни действия от страна на КЕВР ще бъде в нарушение на ЗЕ и подзаконовите нормативни актове.

5. По отношение на липсата на дефиниция за „енергийна бедност“ и защита на най-уязвимите български домакинства следва да се има предвид, че действително към момента в българското законодателство няма легална дефиниция на понятието „енергийна бедност“, но този въпрос не е в обхвата на административното производство по утвърждаване на цени, поради което възражението е неотносимо.

6. По отношение на функционирането на ФСЕС, 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. Комисията е разгледала възможността за компенсиране на пълния размер на недовзетия приход на топлофикационните дружества с основно гориво природен газ чрез осигуряване на необходимите за това средства от Фонда, при съблюдаване на неговата финансова стабилност, въз основа на предоставена в КЕВР информация от Фонда.

По време на проведеното на 06.06.2023 г. обществено обсъждане г-н Ясен Цветанов – гражданин, е представил следното становище по отношение на „Топлофикация София“ ЕАД:

Посочва, че по данни, получени по Закона за достъп за обществена информация, за период от 17 години, а именно от м. септември 2005 г. до средата на 2022 г. (м. август) „Топлофикация София“ ЕАД е била на загуба, в размер на над 4,6 млрд. лв., които са платени от българските данъкоплатци и няма начин КЕВР законово да обоснове това, защото то противоречи на ЗЕ, като счита, че чл. 69 от ЗЕ не е изпълнен, съгласно който енергийните дружества трябва да работят и в ползва на обществото, и в полза на потребителя. Според г-н Цветанов, „Топлофикация София“ ЕАД продава топлинна енергия в пълен разрез със законите на страната и с Конституцията. Цитира чл. 149, ал. 1 от ЗЕ, според който продажбата на топлинна енергия се извършва на основата на писмен договор при Общи условия, като посочва, че не му известно дружеството да има такива договори. Г-н Цветанов цитира отделни разпоредби от ЗЕ, а именно чл. 38а, чл. 206, чл. 207, чл. 207б от същия, като счита, че „Топлофикация София“ ЕАД е противоконституционно предприятие и нарушава множество императивни норми на ЗЕ при продажбата на топлинна енергия, като проблемите продължават да се задълбочават със загубата на милиарди левове. Г-н Цветанов се позовава на чл. 8 и чл. 16 от Закона за задълженията и договорите, като заявява, че не му е известно, „Топлофикация София“ ЕАД да има потвърдени писмено приети Общи условия от клиентите на основание Наредбата за топлоснабдяване. С оглед изложеното, г-н Цветанов счита, че „Топлофикация София“ ЕАД е противоконституционно дружество и всички решения, които КЕВР приема също са противоконституционни.

В своето становище, г-н Цветанов отправя запитване какво означава „необходими“ от понятието „необходими годишни приходи“. Прави анализ на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия за „Топлофикация София“ ЕАД, като посочва, че те се включват от КЕВР в цената на крайния потребител, който ги плаща, поради неизвестни за г-н Цветанов причини. Същият счита, че това са технологични разходи, които могат да бъдат избегнати на 100% и те не са икономически оправдани и не би било редно по никакъв начин да бъдат включени в цената на топлинната енергия, независимо, че КЕВР ги е намалила.

Г-н Цветанов посочва, че Комисията е включила в цената и разходи за амортизация, в които „Топлофикация София“ ЕАД е включило правото си на преминаване през публична общинска собственост (т.нар. сервитути). Твърди, че стойността на тези активи е приблизително 500 млн. лв., и че не знае да има действаща правна норма, която да позволява да се включват като актив. Според г-н Цветанов, амортизационни отчисления за този актив не може да има. На следващо място, посочва, че Комисията е планирала да включи 188 млн. лв. за квоти в цената, която се плаща от клиентите, като прави сравнение с газифицирани абонати, които не заплащат за квоти. Отправя запитване защо тези разходи са включени в

крайната цена, която трябва да бъде заплатена от потребителите. В заключение, счита, че цената на топлинната енергия, която КЕВР предлага за крайния потребител, е абсурдна и не отговаря на действащите закони в страната.

С писмо с вх. № Е-12-00-364 от 19.06.2023 г. г-н Ясен Цветанов е представил писмено становище, в което подробно е развил своите съображения, изложени на общественото обсъждане. В становището прави анализ на нормативната уредба, регламентираща предоставянето на услугата топлоснабдяване, съответно продажбата на топлинна енергия при общи условия, като г-н Цветанов прави извод, че същата предполага сключване на индивидуални договори с клиентите. Изразява несъгласие с работа на „Топлофикация София“ ЕАД и на КЕВР. По отношение на цената на топлинната енергия за новия регулаторен период счита, че разходите за закупуване на квоти за въглеродни емисии и технологичните разходи за преноса не са присъщ разход за „Топлофикация София“ ЕАД, като според него няма правно основание, което да позволява включването им цените на топлинната енергия. Според г-н Цветанов технологичните разходи по преноса са факт поради лошото управление на дружеството и липсата на желание за ефективна работа. Посочва, че ако се използва технология за локално получаване на същата топлинна енергия, чрез кондензен газов котел например, няма да се заплащат никакви квоти. Поставя въпроси, свързани с определената цена на електрическата енергия на „Топлофикация София“ ЕАД за новия ценови период: защо дружеството получава голяма субсидия, а другите производители не получават, въз основа на каква икономическа и социална логика е тази субсидия, защо не се внася по-евтина електроенергия. Излага подробни съображения за дейността на „Топлофикация София“ ЕАД, постигнатите финансови резултати на дружество. Посочва, че е необходимо да се разгледат алтернативни начини на работа на ТЕЦ-овете – газификацията, използването на термopомпи и слънчевата енергия.

След обсъждане на становището на г-н Ясен Цветанов, изразено по време на проведеното обществено обсъждане, Комисията счита:

1. По отношение на направения от г-н Цветанов преглед на нормативната уредба, а именно определени текстове от ЗЕ, ЗЗД и Общите условия на „Топлофикация София“ ЕАД, касаещ предоставянето на услугата „топлоснабдяване“, следва да се посочи, че същият е извън предмета на настоящото административно производство.

2. По отношение на запитването на г-н Цветанов какво означава „необходими“ от понятието „необходими годишни приходи“, следва да се посочи, че легална дефиниция на понятието „необходими приходи“ се съдържа в §1, т. 3 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ, съответно в §1, т. 6 от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ, съгласно която „необходими приходи“ са икономически обоснованите приходи, необходими на енергийното предприятие за предоставяне на услугата по лицензията с определено качество и постигане на определената възвръщаемост. Съгласно чл. 7 от НРЦТЕ (чл. 10 от НРЦЕЕ) необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват признати от комисията икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени следната формула: $НП = Р + (РБА * НВ)$, където: НП са необходимите годишни приходи; Р - годишните разходи за дейността по лицензията; РБА - признатата от комисията регулаторна база на активите; НВ - определената от комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

3. По отношение на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, съгласно чл. 11 от НРЦТЕ, Комисията утвърждава прогнозните количества за целите на ценообразуването, включително отпуснатата към преноса топлинна енергия, и за продажба въз основа на оценка на отчетените и прогнозните количества, представени от енергийните предприятия в съответствие с указанията по чл. 4, ал. 5 от НРЦТЕ. Комисията счита, че те са присъщ разход за дейността по лицензията на „Топлофикация София“ ЕАД и същите следва да бъдат признати, в съответния допустим и коригиран от Комисията размер.

4. По отношение на разходите за амортизация и питането дали като актив е включено правото на преминаване през публична общинска собственост (т.нар. сервитути) на стойност

500 млн. лв., посочено от „Топлофикация София“ ЕАД в ГФО за 2022 г., Комисията заявява, че тази сума не е призната в разходите за амортизация и респективно в цените на енергията на „Топлофикация София“ ЕАД.

5. Въпросите, касаещи начина на работа на „Топлофикация София“ ЕАД и предложенията за промяна в технологията за производство на енергия са неотнормими към предмета на административното производство по утвърждаване на цени на топлинна и електрическа енергия, считано от 01.07.2023 г. По отношение на разходите за въглеродни емисии следва да се посочи, че същите са икономически обосноваан разход. Подробни съображения за начина на определяне на тези разходи, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, са изложени в т. 13 от общия подход и в частта за „Топлофикация София“ ЕАД.

По време на проведеното на 06.06.2023 г. обществено обсъждане г-н Стоян Грозданов – гражданин, е представил следното становище:

По отношение на искането на „Топлофикация София“ ЕАД за увеличение на цените на топлинната енергия изказва съмнения за достоверността на данните, представени от „Топлофикация София“ ЕАД. Счита, че за да може да се отчитат разходите за ремонти, трябва да е представена проектометна документация, от която г-н Грозданов да може узнае, че за неговата улица ще се извършва ремонт и да може да контролира – дали тези ремонти са извършени и дали са ефективни. На следващо място, прави коментари по отношение на Общите условия на „Топлофикация София“ ЕАД, като счита, че те обвързват потребителя единствено, ако той ги е приел със своя подпис, съгласно чл. 147а от Закона за защита на потребителите, като твърди че Общите условия са изпълнени с неравноправни и невалидни клаузи. Счита, че „Топлофикация София“ ЕАД няма Общи условия, няма договори, които да обвързват, който и да е потребител, така че всичките действия на дружеството са незаконни. Твърди, че „Топлофикация София“ ЕАД от 20 години не декларира фактурите, както изисква Законът за данък върху добавената стойност (ЗДДС) в НАП всеки месец, ежедневно в дневника на продажбите. Посочва, че определената от КЕВР пределна цена, за да бъде приета от потребителя, същият трябва да бъде уведомен по чл. 16 от Закона за задълженията и договорите, като обикновено обичайният срок за това е един месец, като същевременно ако потребителят не приема цената, може да развали договора си.

След обсъждане на становището на г-н Стоян Грозданов, изразено по време на проведеното обществено обсъждане, Комисията счита:

1. По отношение на изказаните съмнения за достоверността на данните, представени от „Топлофикация София“ ЕАД следва да се посочи, че представляващите дружеството са представили декларация за истинността на заявените обстоятелства и приложените документи и данни към заявлението за утвърждаване на цени.

2. По отношение на искането за представяне на проектометна документация с оглед на извършените разходи за ремонти, следва да се има предвид, че дружеството е представило в КЕВР необходимите документи, за обосноваване на своето ценово предложение, а по отношение на извършваните ремонти на топлопреносната мрежа по определени улици и булеварди, следва да се има предвид, че подобна информация се оповестява публично по определен ред, в съответствие с Общите условия за продажба на топлинната енергия на клиенти, от всяко топлофикационно дружество и това е извън предмета на настоящото административно производство.

3. По отношение на направените коментари за Общите условия на „Топлофикация София“ ЕАД следва да се посочи, че повдигнатите въпроси, свързани с определени текстове от „Общите условия за продажба на топлинна енергия за битови нужди от „Топлофикация София“ ЕАД на клиенти в град София“, които са одобрени с Решение № ОУ-1 от 27.06.2016 г. на КЕВР, на основание чл. 150, ал. 1 от ЗЕ, са извън предмета на настоящото административно производство.

4. По отношение на направените твърдения, че „Топлофикация София“ ЕАД не декларира фактурите пред НАП всеки месец, съгласно ЗДДС и ежедневно в дневника на

продажбите, следва да се има предвид, че повдигнатите въпроси са извън компетентността на КЕВР, както и извън предмета на настоящото административно производство.

5. По отношение на процедурата по приемане от потребителя на определената от КЕВР пределна цена, следва да се има предвид, че съгласно чл. 36, ал. 1 от НРЦТЕ, в срок до 7 дни след получаването на решенията за утвърждаване на цени топлопреносните предприятия публикуват в средствата за масово осведомяване утвърдените им пределни цени, а съгласно ал. 2 от същата разпоредба новите цени се прилагат считано от датата, посочена в решението на Комисията, в случая считано от 01.07.2023 г. Решението подлежи на публикуване и на официалната интернет страница на КЕВР, в меню „Решения за 2023 г.“. Следва да се има предвид, че информация за приетото от Комисията решение за утвърждаване на цените на енергията се разпространява публично и чрез средствата за масово осведомяване.

По време на проведеното на 06.06.2023 г. обществено обсъждане г-жа Мария Асими – гражданка, е представила следното становище:

Поставя въпрос относно доставянето на фактурите, издавани от „Топлофикация София“ ЕАД, като заявява, че е получила само три фактури за периода 2022-2023 г., поради което не знае каква е сметката, която следва да заплати. На следващо място поставя въпрос за промяна на Общите условия. Придържа се към становището на г-жа Манолова за условно-постоянните разходи на „Топлофикация София“ ЕАД, в размер на 171 294 000 лв., които са завишени с 18,7%, а са били 144 280 хил. лв. миналата година, като според г-жа Асими се получава разлика, която не е вярна, като прави изчисление, че ако се събере 144 млн. с 18,7, не се получава 171. По нататък в изложението си, г-жа Асими представя обща информация по отношение на „Топлофикация София“ ЕАД и взаимоотношенията с нейните клиенти.

След обсъждане на становището на г-жа Мария Асими, изразено по време на проведеното обществено обсъждане, Комисията счита:

Подробни съображения за ценообразуващите елементи на цената на топлинната енергия и преференциалната цена и премия на електрическата енергия на „Топлофикация София“ ЕАД са изложени в мотивите на настоящото решение – в общия подход и в частта за „Топлофикация София“ ЕАД. Поставените въпроси относно доставянето на фактури и исканията за промяна на Общите условия са несъотносими към настоящата административна процедура. При несъгласие с действията на „Топлофикация София“ ЕАД клиентите могат да подават сигнали и жалби до дружеството, а при несъгласие с неговия отговор и до Комисията, при ред и условия, определени в нормативната уредба.

Предвид гореизложеното,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 24б, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР,

считано от 01.07.2023 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 (без ДДС) – 955,92 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 714,94 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,93 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 – 133,79 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 1 112 194 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 091 514 хил. лв., от които условно-постоянни – 156 079 хил. лв. и променливи – 935 435 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 464 713 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,45%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 757 993 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 942 074 MWh.

2. На „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 506,12 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 265,14 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,96 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода без ДДС за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 136,96 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 147 321 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 135 382 хил. лв., от които условно-постоянни – 28 941 хил. лв. и променливи – 106 441 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 170 798 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,99%
 - Количество електрическа енергия – 282 870 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 269 734 MWh
 - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 13 136 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 689 MWh.

3. На „Топлофикация - Плевен“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 560,24 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 319,26 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 96,94 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 117,89 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 159 394 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 156 064 хил. лв., от които условно-постоянни – 18 502 хил. лв. и

променливи – 137 562 хил. лв.;

- Регулаторна база на активите – 49 053 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,79%

- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 292 500 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 246 013 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 35 700 MWh.

4. На „Топлофикация - Бургас“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 605,38 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 364,40 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 95,20 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 63 734 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 62 187 хил. лв., от които условно-постоянни – 8 989 хил. лв. и променливи – 53 198 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 21 823 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 7,09%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 102 632 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 140 773 MWh.

5. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 519,20 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 278,22 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 136,99 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 36 298 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 33 927 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 031 хил. лв. и променливи – 26 896 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 34 264 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,92%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 038 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 61 903 MWh.

6. На „Топлофикация – Враца“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 662,18 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 421,20 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 113,08 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 38 953 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 38 262 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 953 хил. лв. и променливи – 31 309 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 11 024 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,27%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано

производство – 55 610 MWh

- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 91 950 MWh.

7. На „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 672,72 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 431,74 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 131,82 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 15 172 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 14 997 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 304 хил. лв. и променливи – 12 693 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 831 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,18%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 17 245 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 003 MWh.

8. На „Топлофикация-Разград“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 497,05 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 256,07 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 145,54 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 9 843 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 9 616 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 982 хил. лв. и променливи – 7 634 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 4 745 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,96%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 145 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 23 392 MWh.

9. На „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 725,58 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 104,27 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
 - Необходими годишни приходи – 1 876 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 839 хил. лв., от които условно-постоянни – 906 хил. лв. и променливи – 933 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 013 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 7,92%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 019 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 997 MWh.

10. На „Топлофикация Русе“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 601,19 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 360,21 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 105,57 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 133,25 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 165 723 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 162 040 хил. лв., от които условно-постоянни – 27 948 хил. лв. и променливи – 134 092 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 62 425 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,90%
 - Електрическа енергия – 216 243 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 215 000 MWh
 - от некомбинирано производство – 1 243 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 5 182 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 307 933 MWh.

11. На „Топлофикация - Перник“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 572,25 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 331,27 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 115,94 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 67,79 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 205 915 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 201 908 хил. лв., от които условно-постоянни – 26 170 хил. лв. и променливи 175 738 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 85 803 хил. лв.;
 - Норма на възвръщаемост – 4,67%.
 - Електрическа енергия – 248 436 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 232 936 MWh;
 - от нискокоефективно комбинирано производство – 15 500 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 284 164 MWh;
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 399 960 MWh.

12. На „Топлофикация – Сливен-инж. Ангел Ангелов“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 643,37 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 402,39 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 104,19 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 97,95 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 114 481 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 112 764 хил. лв., от които условно-постоянни – 18 540 хил. лв. и

променливи – 94 225 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 31 961 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,37%
- Електрическа енергия – 135 334 MWh
 - от високоефективно комбинирано производство – 132 751 MWh
 - от нискоефективно производство – 2 584 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 112 482 MWh
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 140 176 MWh.

13. На „Топлофикация - Габрово“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 611,71 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 370,73 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 138,00 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 9 202 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 9 109 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 055 хил. лв. и променливи – 6 054 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 366 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,83%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 000 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 25 380 MWh.

14. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 59,37 лв./MWh;
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 5 097 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 036 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 873 хил. лв. и променливи – 163 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 10 781 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 0,56%
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 85 171 MWh.

15. На „КОГРИЙН“ ООД - гр. Първомай

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 424,26 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 183,28 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 140,97 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 17 682 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 16 938 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 062 хил. лв. и променливи – 9 876 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 13 921 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.

16. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 454,24 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 213,26 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 12 152 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 11 698 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 005 хил. лв. и променливи – 7 693 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 7 238 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,27%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 160 MWh.

17. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 380,15 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 139,17 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 7 613 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 423 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 635 хил. лв. и променливи – 4 788 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 4 082 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,64%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 199 MWh.

18. На „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 424,93 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 183,95 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 4 633 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 562 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 849 хил. лв. и променливи – 2 713 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 3 520 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 2,00%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 899 MWh.

19. На „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 384,89 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 143,91 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 10 026 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 9 738 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 785 хил. лв. и променливи – 6 953 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 5 859 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,42%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 900 MWh.

20. На ЧЗП „Румяна Величкова“

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 392,18 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 151,20 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 112,53 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 2 821 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 676 хил. лв., от които условно-постоянни – 534 хил. лв. и променливи – 2 142 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 765 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 8,24%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 700 MWh.

21. На „Алт Ко“ ООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 271,60 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 30,62 лв./MWh;
3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 3 901 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3 837 хил. лв., от които условно-постоянни – 853 хил. лв. и променливи – 2 984 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 396 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,58%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 350 MWh.

22. На „Брикел“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 455,25 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 214,27 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 100,60 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 173 603 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 168 214 хил. лв., от които условно-постоянни – 34 957 хил. лв. и променливи – 133 258 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 106 502 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,06%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 200 000 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 10 783 MWh.

23. На „Солвей Соди“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 563,18 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 322,20 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 76,86 лв./MWh;
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 321 475 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 314 756 хил. лв., от които условно-постоянни – 36 813 хил. лв. и

- променливи – 277 943 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 143 550 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 4,68%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 181 437 MWh;
- Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 853 288 MWh.

24. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 418,83 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 177,85 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 175,20 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 24 254 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 23 924 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 815 хил. лв. и променливи – 17 109 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 7 050 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,68%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 500 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 125 282 MWh.

25. На „Декотекс“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 395,78 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 154,80 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 182,28 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 182,28 лв./MWh
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 3 296 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3 131 хил. лв., от които условно-постоянни – 917 хил. лв. и променливи – 2 214 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 3 431 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,79%
 - Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 4 888 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 4 069 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 948 MWh.

26. На „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 354,62 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 113,64 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 163,56 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 155,87 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 6 091 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 934 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 667 хил. лв. и

променливи – 4 268 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 2 018 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.

27. На „Овердрайв“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 518,90 лв./MWh;

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

▪ Необходими годишни приходи – 1 008 хил. лв., в т. ч.:
○ Разходи – 982 хил. лв., от които условно-постоянни – 289 хил. лв. и променливи – 693 хил. лв.;

- Регулаторна база на активите – 327 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,78%

▪ Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 000 MWh.

28. На „МБАЛ – Търговище“ АД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 1 098,66 лв./MWh;

2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

▪ Необходими годишни приходи – 275 хил. лв., в т. ч.:
○ Разходи – 241 хил. лв., от които условно-постоянни – 160 хил. лв. и променливи – 81 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 615 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,56%

▪ Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 113 MWh.

29. На „Нова Пауър“ ЕООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 373,12 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 132,14 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

▪ Необходими годишни приходи – 1 648 хил. лв., в т. ч.:
○ Разходи – 1 558 хил. лв., от които условно-постоянни – 535 хил. лв. и променливи – 1 023 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 1 212 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,44%

▪ Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 377 MWh

- Количество топлинна енергия с гореща вода – 3 093 MWh.

30. На „Оранжеви Петров дол“ ООД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 346,94 лв./MWh;

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 105,96 лв./MWh;

3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 4 094 хил. лв., в т. ч.:
○ Разходи – 4 084 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 387 хил. лв. и

променливи – 2 697 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 277 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,38%
- Количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 141 MWh.

31. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 380,98 лв./MWh;
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 140,00 лв./MWh;
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 40,00 лв./MWh;
4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 37,68 лв./MWh;
5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 3 и т. 4:
 - Необходими годишни приходи – 460 390 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 445 111 хил. лв., от които условно-постоянни – 69 082 хил. лв. и променливи – 376 029 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 199 208 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 7,67%
 - Електрическа енергия – 1 164 000 MWh
 - от високоефективно комбинирано производство – 219 000 MWh.
 - от невисокоефективно производство – 945 000 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 184 000 MWh
 - Количество топлинна енергия с топлоносител водна пара – 254 000 MWh.

II. На основание чл. 42, ал. 3 от Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия оставя 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 прекратява административното производство.

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 № 607 от 19.06.2023 г.)