



РЕШЕНИЕ

№ Ц-28

от 01.07.2020 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 01.07.2020 г., като разгледа заявление с вх. № Е-14-01-12 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация София“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-49-6 от 31.03.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, гр. Пловдив, заявление с вх. № Е-14-04-7 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-Плевен“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-13-5 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Бургас“ ЕАД, заявления с вх. № Е-14-53-4 от 02.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадени от „Веolia Енерджи Варна“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-06-3 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация – Враца“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-05-11 от 31.03.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-ВТ“ АД, гр. Велико Търново, заявление с вх. № Е-14-16-4 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация-Разград“ АД, заявление с вх. № Е-14-56-3 от 13.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив, заявление с вх. № Е-15-57-13 от 31.03.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“, заявление с вх. № Е-14-09-2 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Русе“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-03-3 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Перник“ АД, заявление с вх. № Е-14-07-2 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Сливен“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-11-5 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Топлофикация Габрово“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-24-6 от 03.04.2020 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, подадено от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-68-2 от 02.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „КОГРИЙН“ ООД, гр. Първомай, заявление с вх. № Е-14-70-1 от 01.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“, заявление с вх. № Е-14-70-2 от 01.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“, заявление с вх. № Е-14-73-1 от 01.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа, подадено от „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“, заявление с вх. № Е-14-76-2 от 03.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД, заявление с вх. № Е-14-59-1 от 30.03.2020 г. за определяне на преференциална цена на

електрическа енергия, подадено от ЧЗП „Румяна Величкова“, заявление с вх. № Е-14-58-1 от 15.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Алт Ко“ АД, заявление с вх. № Е-14-31-2 от 31.03.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Брикел“ ЕАД, заявление с вх. № Е-12-18-2 от 31.03.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Солвей Соди“ АД, заявление с вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, заявление с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Декотекс“ АД, заявление с вх. № Е-14-57-1 от 30.03.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД, заявление с вх. № Е-14-77-2 от 08.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Белла България“ АД, заявление с вх. № Е-14-63-1 от 25.03.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД, заявление с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2020 за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „Овердрайв“ АД, заявление с вх. № Е-14-65-1 от 01.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от „МБАЛ – Търговище“ АД, заявление с вх. № Е-14-75-2 от 12.05.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, подадено от УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора, заявление с вх. № Е-14-74-1 от 30.03.2020 г. за определяне на преференциална на цена на електрическа енергия, подадено от „Оранжерии Петров дол“ ООД, заявление с вх. № Е-14-79-3 от 02.04.2020 г. за утвърждаване на цена на топлинна енергия, подадено от „Коген Загоре“ ЕООД, заявление с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2020 г. за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, подадено от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД, доклад с вх. № Е-Дк-423 от 22.05.2020 г. и събраните данни и доказателства при проведените на 04.06.2020 г. открито заседание и на 09.06.2020 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 1 MW.

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 1 MW и над 1 MW. По силата чл. 33а, ал. 2 от ЗЕ премиите се определят като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин. За тези производители съгласно чл. 33, ал. 2 от ЗЕ, Комисията определя преференциални цени, във връзка с определяне на премията.

В контекста на чл. 33а от ЗЕ за целите на определянето на елемента на цената за задължения към обществото – премиите за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на §1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена, определена от Комисията по методика за електрическа енергия, произведена от слънчева

енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи, с инсталирана мощност до 10 MW, от биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по чл. 33, ал. 1 и 2 от ЗЕ, се определя по начина, посочен в ал. 3 на чл. 33 от ЗЕ, а именно на база индивидуалните разходи за производство съгласно Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

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

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

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

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

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

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

След извършен регулаторен преглед, Комисията с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г., считано от 01.07.2019 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“.

Във връзка с намалението с 42,78% на цената на природния газ, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдителите на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 25,20 лв./MWh (без акциз и ДДС), Комисията с Решение № Ц-11 от 01.04.2020 г. е утвърдила изменение на пределните цени на топлинната енергия и на преференциалните цени и премиите за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, на

27 дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.04.2020 г. Пределните цени на топлинната енергия са намалени средно с 21,84%, в резултат на намалението с 42,78% на цената на природния газ, като намалението е различно за всяко дружество.

Във връзка с намаление с 11,31% на цената на природния газ, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 22,35 лв./MWh (без акциз и ДДС), Комисията с Решение № Ц-14 от 01.05.2020 г. е утвърдила изменение на пределните цени на топлинната енергия и на преференциалните цени и премиите за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, на 27 дружества от сектор „Топлоенергетика“, считано от 01.05.2020 г.

На основание чл. 3, ал. 2, т. 1, във връзка с чл. 24 от НРЦТЕ, с писмо на Комисията с изх. № Е-14-00-3 от 20.02.2020 г. (Писмото) на 37 дружества от сектор „Топлоенергетика“ и с писмо с изх. № Е-14-33-1 от 21.02.2020 г. на „ТЕЦ Бобов Дол“ ЕАД е указано до 01.04.2020 г. да подадат заявления в КЕВР за утвърждаване на цените на енергия, като представят:

I. Отчетни данни, в т.ч.:

1. Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2019 г. и за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. (Приложение № 3);

2. Отчет и анализ на изпълнените и планирани разходи за ремонт за регулираната дейност, представени по позиции и стойност с обосновка, че така представените разходи нямат инвестиционен характер и отчет и анализ на извършените инвестиционни мероприятия за дейностите производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия (Приложение № 3);

3. Отчетна информация за 2019 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;

4. Отчетна информация за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г., разработена във форма и съдържание, съгласно правилата за ценообразуване и в съответствие със справки от № 1 до № 9;

5. Отчетна информация за 2019 г. и за ценовия период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, MWh; собствени нужди, MWh; нето, MWh в т. ч.:

- собствено потребление, MWh;
- продажба на потребители, MWh;
- продажба на НЕК, MWh;
- продажба на ЕРД, MWh;
- други.

6. Цените на горивата да бъдат изчислени като среднопретеглени спрямо количествата горива за съответния период на действие на цените (Приложения № 2 и 5);

*За ценовия период (12-месечен период) информацията да бъде изготвена, като отчет за периода 01.07.2019 г. – 31.03.2020 г. и прогноза за периода 01.04.2020 г. – 30.06.2020 г.

7. Отчетна информация за приходите от продажба на топлинна и електрическа енергия за 2018 г., 2019 г. и ценовия период 01.07.2019-30.06.2020 г., съгласно приложена справка (Приложения № 4 и № 6);

8. Одитиран годишен финансов отчет за 2019 г., с всички пояснителни приложения към него, съгласно приложимите счетоводни стандарти, вкл. доклад за дейността на дружеството;

На дружествата е указано в приложената информация към годишния финансов отчет да представят допълнителни справки и пояснения относно прилагането на Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането, приета с протоколно решение № 90 от 03.08.2006 г. на ДКЕВР. На основание чл. 37, ал. 3 от ЗЕ енергийните предприятия, които подлежат на независим финансов одит, следва да представят на

Комисията одиторски доклад за спазването на правилата за водене на отделната счетоводна отчетност.

9. Копие от действащите договори за кредит със срок на погасяване по-дълъг от една година и договорите за финансов лизинг, отнасящи се за лицензионните дейности.

10. Количества закупени квоти за емисии парникови газове (CO₂) за 2019 г. и за ценовия период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. и разходите за закупуването им, както и количествата безплатни квоти CO₂. Копие на верифицирани доклади на Изпълнителна агенция по околна среда за 2019 г.;

11. В изпълнение на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ - допълнителна справка за предходните три календарни години от производители, които не осъществяват пренос и снабдяване с топлинна енергия на битови потребители или не използват 100 на сто произведената топлинна енергия за производство на растителна земеделска продукция и чиито общи годишни приходи са над 5 000 000 лв. и приходите от продажба на електрическа енергия от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия надвишават 35 на сто от общите им годишни приходи, съгласно одитираните годишни финансови отчети;

12. 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;

13. Обща инсталирана електрическа мощност на централата в MW.

II. Прогнозни данни:

1. Прогнозната информация се изготвя и представя в съответствие с Указания-НВ, публикувани на интернет страницата на КЕВР, по приложения модел (справки от № 1 до № 9).

2. Прогнозна информация за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за електрическа енергия, както следва: бруто, MWh; собствени нужди, MWh; нето, MWh в т.ч.:

- собствено потребление, MWh;
- продажба на потребители, MWh;
- продажба на НЕК, MWh;
- продажба на ЕРД, MWh;
- други.

3. За следващия регулаторен период стойността на дълготрайните активи, пряко свързани с регулираната дейност, заложена в регулаторната база на активите е към 31.12.2019 г. и в съответствие с Раздел II на Указанията-НВ.

4. Дружествата представят на Комисията писмени обосновки на прогнозните ценообразуващи елементи, придружени с доказателства и подробна аргументация, относно необходимостта и икономическата им целесъобразност.

5. Договори за продажба на електрическа енергия за 2020 г., с всички приложения към тях (включително спецификациите към договорите).

6. Копие на всички действащи договори за доставка на природен газ, въглища, течни горива, биогорива и др., с всички приложения към тях.

7. Доказателства за изпълнение на изискванията на чл. 29 от НРЦТЕ за оповестяване на предложените цени в средствата за масова информация в едномесечен срок преди подаване на заявлението в КЕВР.

8. Попълнен формуляр за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации (публикуван на интернет страницата на Изпълнителна агенция по околна среда) с прогнозно количество емисии парникови газове (CO₂) за ценовия период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. и справка за количеството безплатни квоти за емисии CO₂ (чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО) за същия период;

9. Копие на действащо комплексно разрешително, ако такова се изисква по Закона за опазване на околната среда.

10. Доказателство за платена такса за разглеждане на заявлението.

На дружествата е указано изчисленията да се извършат при следните условия:

1. Структура на капитала към 31.12.2019 г., с примерна стойност на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период.

2. Прогнозни ценови параметри:

- природен газ – действащата цена към момента на подаване на заявлението - в лв./MWh и в лв./kNm³;

- въглища, течни горива и биогорива – среднопретеглена цена между наличните количества на склад към 01.03.2020 г. и по действащите договори за доставка (Приложение № 2);

В ценовите справки се включват само горивата, посочени в комплексното разрешително или определени с решение на МОСВ за използването им.

3. Прогнозен курс на долара – валутен курс на БНБ, валиден към датата на подаване на заявлението;

4. Прогнозна пазарна цена на електрическа енергия - определената от КЕВР с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г.;

5. Примерна стойност на коефициента за ефективност на производството на електрическа енергия – определената от КЕВР с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. за съответното дружество;

6. Прогнозна цена на тон емисии CO₂ – 25 евро/t.

Допълнително с писмо с изх. № Е-14-00-6 от 27.04.2020 г. от 12 топлофикационни дружества е поискано да представят обосновка за получени приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения.

Основните цели на извършения в КЕВР регулаторен преглед са свързани с установяването на фактическите технико-икономически и финансови резултати на дружествата, като изходна предпоставка за утвърждаването на прогнозните данни за новия регулаторен период.

Конкретните задачи на регулаторния преглед са, както следва:

1. Да се съпоставят и сравнят утвърдените прогнозни технико-икономически параметри, за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. и отчетените действителни параметри, постигнати след изтичане на прогнозния период, с цел да се установят отклоненията между тях и да се направи анализ на причините за тези отклонения.

2. Да се сравни нивото на утвърдената норма на възвръщаемост на собствения капитал, като елемент на действащите цени с действително постигнатата норма на възвръщаемост на собствения капитал, като се установят отклоненията и анализират причините за тях.

3. Да се оцени и сравни постигнатото общо финансово - икономическо състояние на дружествата към края на 2019 г., като предпоставка за осъществяване на дейността по лицензиите.

Индивидуалните констатации относно прегледа на отчетните технико-икономически и финансови резултати са показани в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ в доклад с вх. № Е-Дк-423 от 22.05.2020 г. (Доклада).

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 заявления за новия ценови период от 01.07.2020 г. при метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ в ценообразуващите справки са нанесени 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 2019 г., през отчетния ценови период 01.07.2019 – 30.06.2020 г. или намалени в съответствие с променени обстоятелства в приетата производствена 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.

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 35 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. При разходите за ремонт е извършен анализ на планираните и реално изпълнените ремонтни дейности през 2019 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, при пропуски в изискванията за обосновка, разходът за ремонт е коригиран до отчетената стойност през 2019 г. При наличие на мотивирани обосновки относно необходимостта от извършване на ремонтни дейности с оглед недопускане на рязко покачване на цените и запазване на възможността на клиентите за редовно заплащане на задълженията си, стойността на разхода се допуска да превишава отчетната стойност максимално в рамките на около 50% от отчетната стойност през базисната година.

1.3. По отношение на разходите за заплати и възнаграждения са допускани увеличения на стойностите с 8,9% в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. за дружествата подали възражения срещу предварителната корекция на нивото на отчетените стойности за базисната година. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения, начислявани в съответното дружество. При социалните разходи не се

допускат увеличения и се запазват на нивото на включените в цените или на отчетените през изминалия ценови период.

1.4. Разходи, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар на електрическа енергия, не са включени в цените, след направен анализ на реалните възможности за тяхното минимизиране и 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, съобразно представената информация от дружествата.

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 се включват разходите за амортизации.

3. Норма на възвръщаемост на капитала (НВ) е в съответствие с изискванията на глава втора, раздел III от Указания-НВ.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал за всички дружества от сектора е определена съгласно т. 37 от Указания-НВ, при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ (принципът за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите), макроикономическата среда, специфичните условия на регулиране на дружествата, както и осигуряване на финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи, произтичащи от законови задължения и е **5%**.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е намалена на 5% за всички дружества при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, както и специфичните условия на работа на топлофикационните дружества и ценовата еластичност на търсенето на предлаганите услуги. За определяне нормата на възвръщаемост, Комисията е отчела финансовите и икономически условия в страната, безрисковата доходност, специфичния риск на дружествата от сектора, както и сравнения с други с подобен риск, достъп до финансиране, алтернативна цена на капитала и специфичните условия на регулиране на дружествата. В тази връзка следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Приетият подход гарантира равнопоставеност на регулираните дружества, при отчитане на техните индивидуални особености, както и отчитане на интересите на клиентите на топлинна енергия. По този начин се осигуряват необходимите средства за осъществяване на дейността на съответното дружество в рамките на социално поносимия размер на цената на топлинната енергия. Във връзка с изложеното, Комисията счита, че в процеса на финансово управление на активите и пасивите, нормата на възвръщаемост на капитала определя възможността на дружеството за по-гъвкаво финансово-икономическо поведение спрямо настъпилите значителни промени в пазарната икономическа среда.

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, при пределна пазарна цена на привлечения капитал **3,24%**, на основата на данни на БНБ към 31.12.2019 г. (Лихвен процент и обеми по салда по кредити в лева за сектори нефинансови предприятия).

В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружествата кредити. По този начин за тях ще бъде необходимо да

предоговоряят със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружествата в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружествата да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа им, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма.

От нормативно регламентираната формула за ценообразуващия елемент – норма на възвръщаемост на капитала, съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ, е видно, че изискването за *съответствие с пазарната норма* се прилага спрямо величината $НВ_{нк}$, която обозначава средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал, а не спрямо лихвите по отделните договори за кредит, които участват при изчислението ѝ. След преценката за съответствие с пазарната норма и евентуална корекция в тази връзка, Комисията определя целевата норма на възвръщаемост на привлечения капитал, която участва в гореизложената формула за изчисление на нормата на възвръщаемост на капитала (прогнозната среднопретеглена цена на капитала) за прогнозния регулаторен период, а не за предходни периоди.

Това нормативно изискване е въведено чрез изменение, през 2007 г., на отменените понастоящем Наредба за регулиране на цените на топлинната енергия и Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия, които се приемаха от Министерския съвет, поради което дружествата са били достатъчно добре информирани за регулаторните изисквания на Комисията при сключване на договорите за кредити и е следвало да предвиждат клаузи за предоговаряне в случай на спад на пазарните лихвени нива.

Същият подход при определяне на целевата норма на възвръщаемост на привлечения капитал е заложена в т. 40 и т. 41 от Указания-НВ. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал се изчислява по начина, посочен в т. 40 от Указания-НВ, но се утвърждава до размера, посочен в т. 41 от Указания-НВ. В този смисъл едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо.

4. Прогнозните количества произведена 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 др. При прогнозни режими на работа, които са немотивирано занижени или завишени като количества, в сравнение с отчетените такива

през 2019 г. и с оглед на реалния топлинен товар, прогнозните производствени показатели са приведени до отчетените или коригирани частично в съответствие с тенденцията и реалните възможности за промяна.

5. Количествата на гориво за инсталациите за комбинирано производство са коригирани в съответствие с постигнатата през 2019 г. обща енергийна ефективност на използваното гориво 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 2019 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 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, съобразени с производствената, ремонтна и инвестиционна програми, както и развитието на мрежите и реалните стойности на загубите, породени от намаленото потребление 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. 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 от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия, както и използването на експертна оценка за неговото изменение през новия ценови период, в резултат от извършените и предстоящите за извършване инвестиции в топлопреносната мрежа;

7. Корекции на количеството на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация на централите са направени въз основа на отчета на технологичните разходи за производство на електрическата енергия за собствени нужди и трансформация за конкретния вид инсталация и разпределението им между електрическата и топлинната енергия.

8. За централите, работещи с основно гориво въглища, е направен анализ на икономическата обоснованост на представените от топлоенергийните предприятия прогнозни разходи за покупка на основно гориво на базата на отчетените стойности през 2019 г., периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 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 включат 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.

Предвид текущото запазване на действащата цена на лигнитните въглища на „Мини Марица изток“ ЕАД за доставка на лигнитни въглища на централите от комплекса, както и анализ на текущите икономически условия в страната, е прието за икономически обосновано разходите на дружествата за покупка на въглища, доставяни от местните български мини, да бъдат изчислени по цени, не по-високи от отчетените на тон условно гориво.

Цената на биомасата се запазва на нива, не по-високи от отчетените на тон условно гориво стойности, с изключение на случаите на представени аргументирани обосновки, придружени с доказващи ги разходни документи, в случай на промяна.

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 (ДВ, бр. 47 от 2020 г., в сила от 22.05.2020 г.) и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ (ДВ, бр. 47 от 2020 г., в сила от 22.05.2020 г.), 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 газопрееносната, 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.

С оглед прилагане на горните разпоредби е взето предвид, че съгласно условията на търговския договор, по който общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, цените на природния газ се образуват по хибридна ценообразуваща формула, включваща петролна и хъбова компонента.

Цените на алтернативните горива, които са в основата на петролната компонента за определяне на доставните цени на природния газ, са прогнозирани като средноаритметична стойност на ежемесечните цени на тези горива за деветмесечен период, предшестващ периода, за който се отнася петролната компонента, като са отчетени последните тенденции на покачване на тези цени:

	Мярка	Трето тримесечие 2020 г.	Четвърто тримесечие 2020 г.	Първо тримесечие 2021 г.	Второ тримесечие 2021 г.
Мазут със съдържание на сяра 1%	USD/t	320,50	304,48	320,50	377,71
Газьол със съдържание на сяра 0,1%	USD/t	454,98	418,58	454,98	527,82

Хъбовата компонента за съответните тримесечия е определена при отчитане на цените на фючърсите за холандския газов хъб TTF на Европейската енергийна борса (EEX), чиито стойности са следните:

	Мярка	Трето тримесечие 2020 г.	Четвърто тримесечие 2020 г.	Първо тримесечие 2021 г.	Второ тримесечие 2021 г.
TTF фючърси	€/MWh	5,676	10,275	12,234	11,375

Отчитайки данните за петролната и хъбова компонента при прилагането формулата за изчисление от условията на търговския договор, по който общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, прогнозните цени по тримесечия, към които са прибавени цената за задължения към обществото в размер на 0,17 лв./MWh и компонента за дейността „обществена доставка на природен газ“ в размер на 2,5% от средната покупна цена на природния газ са следните:

	Мярка	Трето тримесечие 2020 г.	Четвърто тримесечие 2020 г.	Първо тримесечие 2021 г.	Второ тримесечие 2021 г.	Регулаторен период 01.07.2020 г.-30.06.2021 г.
Прогнозни цени на природния газ по чл. 24, ал. 5 от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 8 от НРЦТЕ	лв./MWh	23,07	30,04	34,10	34,80	30,50

12. Цената на електрическата енергия без постигнати показатели за високоефективно комбинирано производство (ВЕКП) е приравнена на определената по-долу прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на **89,43 лв./MWh**.

13. Количествата емисии въглероден диоксид (CO₂) за производство 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. 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. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO₂ квоти за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер **22 евро/t CO₂**, която към момента на изготвяне на цените е актуалната цена.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, които влизат в разходната част на цените за новия регулаторен период, се определят като реално необходимите количества за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите **от 22 евро/t**.

14. 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 и 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 коефициенти за ефективност на производството на електрическа енергия, както следва:

1. За топлофикационни дружества, присъединени към мрежата на „Булгаргаз“ ЕАД и с преобладаваща технология на производство с топлофикационни и противоналегателни турбини: „Топлофикация София“ ЕАД - **0,5022** (стойността на референтната електрическа ефективност);

2. За топлофикационни дружества, присъединени към мрежата на „Булгаргаз“ ЕАД и съответната газоразпределителна мрежа и с преобладаваща технология на производство с газови турбини и газови двигатели: „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – Враца“ ЕАД, „Топлофикация-Разград“ АД, „Юлико Евротрейд“ ЕООД, „Топлофикация-ВТ“ АД и „Овергаз мрежи“ АД – **0,4**;

3. За топлофикационни дружества, работещи с гориво въглища – **0,36**;

4. За дружества с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в промишлеността (заводски централи), в здравеопазването и в селското стопанство независимо от вида на горивото – **индивидуалната стойност на електрическата ефективност за производство на електрическа енергия е от решенията на Комисията за издадените сертификати за произход на енергията и коригирана със загубите по електрическата мрежа и влиянието на климатичните условия, а именно:**

1. „Когрийн“ ООД - 0,4946
2. „Оранжерии Гимел“ АД - 500 дка - 0,4919
3. „Оранжерии Гимел“ АД - 200 дка“ - 0,4914
4. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД - 0,4945
5. „Инертстрой – Калето“ АД - 0,4932
6. „Оранжерии Петров дол“ ООД - 0,4863
7. ЧЗП „Румяна Величкова“ - 0,4952
8. „Алт Ко“ АД - 0,4691
9. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД - 0,2936
10. „Брикел“ ЕАД - 0,3927
11. „Солвей Соди“ АД - 0,3927
12. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД - 0,3927
13. „Декотекс“ АД - 0,4889
14. „Енергиен център Зебра“ ЕООД - 0,49
15. „Белла България“ АД - 0,4910
16. Димитър Маджаров - 2“ ЕООД - 0,49
17. „Овердрайв“ АД - 0,4768
18. „МБАЛ-Търговище“ АД - 0,4966
19. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД - 0,5737

15. В контекста на чл. 33а от ЗЕ за целите на определянето на 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 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, в съответствие с методиката за определяне на прогнозна пазарна цена, регламентирана в раздел III "а" от глава втора на НРЦЕЕ.

Съгласно чл. 37а от 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.

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 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на 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 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД не са провеждани търгове с период на доставка, съвпадащ с регулаторния период. От началото на годината на платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД са проведени 6 търга, за различни периоди от следващия регулаторен период, но основно на продукти с отклонения:

Дата	Среднопретеглена цена, лв./MWh	Период на доставка и отклонения	Товар, MW
25.06.2020	89,00	01.07.2020-31.12.2020; Базов товар	35
24.06.2020	85,90	01.07.2020-31.12.2020; Базов товар	11
12.06.2020	83,45	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение(100%/+1000%)	10
03.05.2020	105,00	01.01.2021-31.03.2021; Почасово отклонение (-50%/+500%)	20
29.04.2020	90,10	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-60%/+200%)	60
22.04.2020	99,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-100%/+400%)	1
06.04.2020	99,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-90%/+200%)	10
30.03.2020	99,00	01.06.2020-31.12.2020; Базов товар	8
14.02.2020	105,00	01.07.2020-31.12.2020; Почасово отклонение (-100%/+500%)	5

Горните причини налагат при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се използват постигнатите нива на фючърсните сделки, тъй като реално те представляват финансов инструмент за хеджиране на риска от волатилността на пазара „ден напред“.

Предвид горното, за определяне на прогнозната пазарна цена са използвани търгуваните български фючърси на 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. Към 22.06.2020 г. цените на фючърсните сделки на EEX и HUDEX са както следва:

Фючърсите за българския пазар на EEX за трето тримесечие на 2020 г. (Q3 2020) са на нива от 41,91 €/MWh (81,97 лв./MWh), за четвърто тримесечие на 2020 г. (Q4 2020) са на нива от 49,82 €/MWh (97,44 лв./MWh) или за второто полугодие на 2020 г. (H2 2020) цената следва да е около 45,87 €/MWh (89,71 лв./MWh). За първо тримесечие на 2021 г. (Q1 2021) и второ тримесечие на 2021 г. (Q2 2021), т.е. за първото полугодие на 2021 г. (H1 2021) липсват сделки.

Фючърсите за румънския пазар на EEX за Q3 2020 са на нива от 41,91 €/MWh (81,97 лв./MWh), за Q4 2020 – 49,07 €/MWh (95,97 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 45,49 €/MWh (88,97 лв./MWh), за Q1 2021 липсват сделки, а за Q2 2021 цените са 43,46 €/MWh (85,00 лв./MWh).

Фючърсите за унгарския пазар на EEX за Q3 2020 са на нива от 40,91 €/MWh (80,01 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,32 €/MWh (94,51 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 44,62 €/MWh (87,27 лв./MWh), за Q1 2021 – 53,50 €/MWh (104,64 лв./MWh), за Q2 2021 – 43,61 €/MWh (85,29 лв./MWh) или за H1 2021 – в размер на 48,56 €/MWh (94,98 лв./MWh).

Фючърсите за същия пазар на HUDEX за Q3 2020 са на нива от 40,91 €/MWh (80,01 лв./MWh), за Q4 2020 – 48,11 €/MWh (94,09 лв./MWh) или за H2 2020 – в размер на 44,51 €/MWh (87,05 лв./MWh), за Q1 2021 – 53,58 €/MWh (104,79 лв./MWh), за Q2 2021 – 43,82 €/MWh (85,70 лв./MWh) или за H1 2021 – в размер на 48,70 €/MWh (95,25 лв./MWh).

Видно от горните данни, постигнатите цени за отделните тримесечия са изключително близки и съпоставими, като средните цени за второ полугодие на 2020 г. и първо полугодие на 2021 г. са на нива около 90 лв./MWh. Анализ на постигнатите цени от началото на 2020 г. на трите регионални пазара показва, че на платформата ден напред на БНЕБ ЕАД е отчетена най-висока средна цена от началото на годината, което е допълнителна предпоставка при изготвяне на прогнозата да се вземат предвид по-високите стойности на фючърсните цени.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е определена в размер на 90,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 376, ал. 1 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 от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-29 от 15.04.2020 г. от „Енергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2019 г. – 31.12.2019 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдителите, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка на основание чл. 376, ал. 3 от НРЦЕЕ е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2019 г., 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 2019 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на

¹ <http://www.eex.com>

² <https://hudex.hu>

пазара ден напред за 2019 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент, съгласно разпоредбата на чл. 37в от НРЦЕЕ.

Резултатите от симулацията 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 (чрез ТЕЦ „София Изток“), „Топлофикация – Сливен“ ЕАД, „Топлофикация – Плевен“ ЕАД, „Топлофикация – Перник“ АД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация – Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация – Габрово“ ЕАД, „Топлофикация-ВТ“ АД и „Топлофикация – Враца“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	92,83 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	92,24 лв./MWh
3	Групов коефициент Кс (р.2/р.1)	0,99371
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.	90,00 лв./MWh
5	Прогнозна пазарна цена за съответната група (р.3*р.4)	89,43 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации прогнозната пазарна цена за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. за производителите на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, е в размер на 89,43 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 04.06.2019 г. и на 07.06.2019 г. Комисията е провела съответно открито заседание за разглеждане на Доклада и 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 01.07.2020 г. Откритото заседание и общественото обсъждане са проведени от разстояние на основание чл. 6а, ал. 1 от Закона за мерките и действията по време на извънредното положение, обявено с решение на Народното събрание от 13 март 2020 г., и за преодоляване на последиците (ЗМДВИП) и решение на КЕВР по Протокол № 78 от 10.04.2020 г., т. 1.

Предвид горното, с писма с изх. № Е-14-00-9 от 29.05.2020 г. и с изх. № Е-14-00-9#1 от 03.06.2020 г. КЕВР е поканила лицата, представляващи дружествата в сектор „Топлоенергетика“, за дистанционно участие в откритото заседание чрез програмата за съобщения 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 съобщение на интернет страницата на Комисията, съгласно решение на КЕВР по Протокол № 118 от 05.06.2020 г., т. 1, Комисията е поканила заинтересованите страни по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители, за дистанционно участие в общественото обсъждане чрез писмени въпроси и изказвания (изпращани по електронна поща на служител на Комисията до 16.00 часа на 08.06.2020 г.) и чрез програмата за

съобщения Skype, за което е било необходимо да се заяви участие в срок до 16:00 часа на 08.06.2020 г.

С писмо на КЕВР с изх. № Е-03-17-21 от 05.06.2020 г. като заинтересовани лица за дистанционно участие са поканени: Министерство на енергетиката, Комисия по енергетика към Народното събрание, Омбудсман на Република България, Конфедерация на независимите синдикати в България, Конфедерация на труда „Подкрепа“, Българска стопанска камара, Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори, Българска браншова камара на енергетиците, Конфедерация на работодателите и индустриалците в България, Асоциация на индустриалния капитал в България, Българска търговско-промишлена палата, Федерация на потребителите в България, БНА „Активни потребители“, Комисия за защита на потребителите, Гражданско движение „ДНЕС“, Национална федерация на енергетиците, Независима синдикална федерация на енергетиците в България.

Участие в общественото обсъждане чрез програмата за съобщения Skype са взели Омбудсманът на Република България – доц. Диана Ковачева и Гражданска платформа „Изправи се.БГ“, с представител г-жа Мая Манолова.

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 възражения и становища от следните дружества и заинтересовани лица: „Топлофикация София“ ЕАД, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД, „Топлофикация-Плевен“ ЕАД, „Топлофикация Бургас“ ЕАД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, „Топлофикация-Враца“ ЕАД, „Топлофикация Русе“ ЕАД, „Топлофикация-ВТ“ АД, „Топлофикация-Перник“ АД, „Топлофикация-Разград“ АД, „Топлофикация-Сливен“ ЕАД, „Топлофикация-Габрово“ ЕАД, „Брикел“ ЕАД, „ТЕЦ - Бобов Дол“ ЕАД, „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД, „Овергаз мрежи“ АД, както и от г-жа Мая Манолова – председател на гражданска платформа „Изправи се.БГ“, доц. Диана Ковачева – Омбудсман на Република България, г-жа Цветанка Цанева – клиент на „Топлофикация София“ ЕАД, г-н Огнян Винаров – пълномощник на БТПП и „Граждански контрол“ и г-жа Анжелика Цокова – председател на ГД „ДНЕС“.

I. РЕГУЛАТОРЕН ПРЕГЛЕД И ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИ НА ЕНЕРГИЯ ЗА ПЕРИОДА 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. НА ДРУЖЕСТВА ОТ СЕКТОР „ТОПЛОЕНЕРГЕТИКА“ ПРИ ПРИЛАГАНЕ НА МЕТОД „НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА“:

1. „Топлофикация София“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-01-12 от 01.04.2020 г. „Топлофикация София“ ЕАД е подало заявление 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. Към заявлението не е приложена информация по П.8 от Писмото и справки с отчетна информация по прилагането на ЕССО за 2019 г. на хартиен носител.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 84,74 лв./MWh
2. Преференциална цена на електрическа енергия – 179,85 лв./MWh
3. 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 – 82,20 лв./MWh

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на природен газ - 303,53 лв./ knm^3 ;
- цена на мазут – 546,09 лв./t;
- цена на газьол – 2 025,28 лв./t.

Обосновката на дружеството е следната:

Отчет и анализ на изпълнените и планирани технико-икономически показатели за 2019 г. и обосновка на прогнозните технико-икономически и финансови ценообразуващи елементи за регулаторен период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

Отчетни данни:

➤ **Производство на топлинна енергия**

Производствената програма на дружеството за 2020 г. е изготвена 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. Топлинната енергия за разпределение, консумирана от клиентите през базовата 2019 г. е в размер на 3 540 691 MWh и е със 7,1% по-малко спрямо заложените продажби през предходния ценови период.

През 2019 г. технологичните разходи по преноса са увеличени спрямо планираните и възлизат на 933 800 MWh, като увеличението от около 6,9% се дължи на технологичните разходи от изтичане на топлоносител, технологичните разходи от топлообмен на ТПМ и технологичните разходи от топлообмен на абонатните станции.

Отпуснатата топлинна енергия от топлоизточниците следва климатичните условия, респективно консумацията на потребителите и нивото на технологичните разходи по преноса.

През отчетната 2019 г. в „Топлофикация София“ ЕАД са произведени 4 553 712 MWh топлинна енергия с топлоносител гореща вода за отопление и битово горещо водоснабдяване, което е с 4,68% по-малко от планираното. Причина за по-ниското производство и съответно продажба на топлинна енергия са климатичните фактори, определящи потреблението на топлинна енергия.

➤ **Производство на електрическа енергия**

През 2019 г. са произведени 992 811 MWh електрическа енергия, което е с 6,3% повече от прогнозираните в предходния ценови модел.

➤ **Специфичен разход на условно гориво**

Не се наблюдава съществено изменение на отчетените специфичните разходи на условно гориво за производство на електрическа и топлинна енергия спрямо отчетените през предходните години. Те зависят от техническото състояние на съоръженията и комбинацията на работещите основни и спомагателни съоръжения за разгледания период.

Прогнозни данни:

Продажба на топлинна енергия

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 3 737 998 MWh съответно 5,57% по-големи от тези през 2019 г., което се дължи на следните предпоставки:

➤ Въпреки нарастващия брой клиенти, продадената топлинна енергия нараства с по-малки стойности, поради мерките за енергийна ефективност, предприети при крайните клиенти.

➤ Климатичният фактор оказва основно влияние върху продадената топлинна енергия – Денградусите през базовата 2019 г. са 2 389,4. Това е с около 20,95% по-малко от изчислителните денградуси за град София - съответно 2 900.

Продължителността на отоплителния сезон е приета 174 дни.

Производствена програма за периода 01.07.2020 г. ÷ 30.06.2021 г.

Произведената 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.

Производство на топлинна енергия

Прогнозираното произведено количество топлинна енергия през новия ценови период е определено в размер на 4 751 145 MWh, което е с 4,34% по-голямо от произведеното през базовата 2019 г., по този начин се отчита очакваното увеличение на присъединен топлинен товар и очаквано изменение на климатичните фактори през следващия период.

➤ **технологични разходи при преноса на топлинната енергия** – относителният дял на прогнозните технологични разходи при преноса на топлинна енергия спрямо отпуснатата топлинна енергия е 19,95%. Относителният дял през базовата година е 20,87%. Относителния дял спрямо базовата година е около 0,92% по-малък, по този начин прогнозната стойност е по-близка да средната за последните 2017 г. и 2018 г. - в размер 0,845%.

Делът на технологичните разходи на топлинна енергия в абонатните станции (АС) е прогнозиран в размер на 0,87% от отпуснатата топлинна енергия, близък до средния за периода от последните три години. Прогнозният дял на загубите се запазва отчитайки също ефекта на подмяна на старите АС на небитовите потребители. Запазва се делът на загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа и делът на загубите от изтичане. Прогнозните стойности по видове технологични разходи са определени както следва:

- 209 619 MWh от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа;
- 681 354 MWh за топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях;
- 40 423 MWh за топлоотдаване от съоръженията в АС.

Собствени нужди на топлинна енергия на инсталациите за производство

Прогнозираната топлинна енергия за собствени нужди е в размер на 81 750 MWh, което представлява около 1,72% от брутната произведена топлинна енергия. Относителният им дял е прогнозиран приблизително съответстващ на базовата година.

Относителен дял на основните компоненти, формиращи количеството произведена топлинна енергия

	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 – 2021 г. ценови период
Собствени нужди	1,63 %	1,58 %	1,74 %	1,72 %
Технологични разходи	18,78 %	19,22 %	20,51 %	19,60 %
Продадена ТЕ	79,59 %	79,2 %	77,75 %	78,68 %

През новия ценови период, в сравнение с базовата година, е планирано увеличение на продадената топлинна енергия с 5,57%, и съответно увеличение на произведената топлинна енергия с 4,34%. Най-голяма роля за промяната на продадената топлинна енергия има присъединяването на нови клиенти и влиянието на климатичните фактори върху консумацията.

Производство и продажба на електрическа енергия

За новия ценови период се предвижда производството на електрическа енергия да бъде в размер 953 780 MWh, която ще бъде изцяло произведена по високоефективен комбиниран начин за производство на електрическа и топлинна енергия, в съответствие с Наредба № РД-16-267 на Министъра на енергетиката. Това количество е с 3,93% по-малко спрямо произведеното през 2019 г. и е в размер на 992 811 MWh.

Планираната за реализация енергия е 793 225 MWh, което представлява намаление

с 3.96% спрямо отчетената през 2019 г. в размер на 825 925 MWh. Прогнозната стойност е прогнозирана на база очаквания топлинен товар, обезпечаващ електропроизводството, влиянието върху него на климатичните фактори и промяната на потреблението, следствие присъединяване на нови потребители, промяна на топлинните характеристики на сградния фонд.

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 новия ценови период възлиза на 682 776,33 kпт³ природен газ. Количествата са формирани на база планираните специфични разходи на условно гориво, които са в пряка зависимост от техническото състояние и избраните съоръжения, с които ще се произвежда енергията през новия ценови период.

Коефициентът на ефективност на производството на електрическа енергия е приет 0,48 в съответствие с определения в Решение № Ц-10 от 01.07.2019 г. на КЕВР за „Топлофикация София“ ЕАД.

Енергийна ефективност

Общата прогнозна ефективност на дружеството за новия ценови период при комбинираното производство е 83,15%, която е с около 0,91% по-ниска спрямо постигнатата през базовата година. Прогнозната стойност е определена като представителна за разгледан по-дълъг период.

Специфични разходи на условно гориво

Планираните специфични разходи на условно гориво за новия ценови период са, както следва: специфичен разход на условно гориво за топлинна енергия – 129,87 kg/MWh, формиран за дружеството и специфичен разход на условно гориво за производството на електрическа енергия в двете ТЕЦ – 203,40 g/kWh. Специфичните разходи на условно гориво зависят в най-голяма степен от подбора, вида и състоянието на съоръженията в работа и режимите, в които се експлоатират избраните съоръжения.

Купена електрическа енергия

Количеството закупена електрическа енергия е планирана със запазване на нивото на средната консумация за петгодишен период. Основната причина е, че купената електрическа енергия е в пряка връзка с дебитите на топлоносител в топлопреносната мрежа и вътрешните инсталации за отопление на битовите потребители, които са в пряка връзка с климатичните условия през отоплителния сезон. Планирането е направено на база приетата прогнозна продължителност на отоплителния сезон от 174 дни.

1. Признати годишни разходи за дейността за регулаторен период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

Планирането на разходите е извършено в контекста на цялостна оптимизация на разходната част на дружеството, като в общия случай стойностите са планирани на нивото на отчетените през базисната 2019 г. Завишение е допускано при наличието на обективни причини като: покачване на цени на суровини и материали, изпълнение на нормативни изисквания, промяна в договорни отношения с доставчици на стоки и услуги и др.

1.1. Условно постоянни разходи

Общият размер на предложените за утвърждаване условно-постоянни разходи за ценови период 2020 г. - 2021 г. е 132 019 хил. лв. или с 11% повече спрямо отчетените през 2019 г.

По-долу е дадена подробна информация за основните разходи и обосновка на факторите, водещи до изменението им спрямо базисния период.

Разходи за амортизация

Амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват 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 на дружеството – 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 се утвърждава амортизационен план, който е база за изготвяне на обобщен амортизационен план на дружеството, като се прилага линеен метод на амортизация.

Разходите за амортизация за новия ценови период са на стойност 32 504 хил. лв., планирани при симулирана амортизация за едногодишен период на база отчета за 2019 г., като към стойността им е включен прогнозният размер на амортизационните разходи в съответствие с инвестиционната програма за 2020 г. В разходите за амортизация не е отчетено завишението на амортизационните разходи в преноса в резултат на извършената преоценка на „имоти машини и съоръжения“ към 31.12.2019 г. Разпределението между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а 4 837 хил. лв. са отнесени общо за двата продукта, формирани от амортизационните отчисления на активите за комбинирано производство.

Разходи за ремонт

Планирането на разходите за ремонти за периода 2020 - 2021 г. е извършено след подробна и задълбочена оценка на неотложните ремонтни операции в топлоизточниците и топлопреносната мрежа, необходими за осигуряване на надеждност на системата, качествено топлоснабдяване, повишаване ефективността на производство, подобряване качеството на предоставяните услуги и подобряване дейностите по опазване на околната среда. Включените ремонтни мероприятия са подбрани след обстоен преглед и приоритизация на най-належащите ремонти в четирите топлорайона, като подборът е извършен на база критерии като: предотвратяване на аварии; неотложна технологична необходимост; влияние върху технико-икономическите показатели; безопасност и сигурност; оптимизация на технологичните процеси; перспективи за бъдещо развитие и др.

Прогнозните разходи за ремонт за новия ценови период са на стойност 7 390 хил. лв. и формират 1,7% от предложените годишни разходи за ценови период 2020 – 2021 г. Включват предвидените ремонтни дейности на съоръжения в топлоизточниците, топлопреносната мрежа, сгради и 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:

Общо предвидените средства за ремонт в производството са в размер на 4 536 хил. лв., разпределени както следва:

- 2 238 хил. лв. са предвидените разходи за ремонт отнесени към топлинната енергия. Те включват предвидените ремонти в централите, произвеждащи само топлинна енергия на стойност 1 237 хил. лв., както и част от разходите за ремонти в двете ТЕЦ, разпределени на база съотношението между ДМА за комбинирано и ДМА за разделно производство в Справка РБА на стойност 1 000 хил. лв.;
- 474 хил. лв. са разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, определени на база предвидените разходи за ремонт в двете централи с комбинирано производство и дела на ДМА за производство на електроенергия в Справка РБА;
- разходите за ремонт, отнесени и за двата продукта са на стойност 1 824 хил. лв., получени спрямо дела на ДМА за комбинирано производство;

Планираните разходи за ремонт в преноса са на стойност 2 854 хил. лв. Средствата са предвидени за ремонти на главни стебла, отклонения, мрежи, камери, помпени и абонатни станции в четирите топлорайона, както и дейности като: почистване и отпушване на отводнителни канализации на проходими колектори;

отводняване на камери (стационарни и преносими); възстановяване на улични настилки след аварийни пробиви; възстановяване на топлоизолация след аварийни пробиви по топлопроводи и АС; възстановяване на топлинна изолация на камери и проходими колектори; отстраняване на растителност по сервитут на ТПМ; ремонт на абонатни станции; ремонт на топломери, водомери и терминали; ремонт на съоръжения на помпени станции и др.

По т.2, от раздел I на писмото на Комисията за извършване на регулаторен преглед са представени подробни справки за изпълнените и планираните разходи за ремонт за регулирана дейност, представени по позиции и стойности.

Разходи за заплати и възнаграждения

Предвидените разходи за заплати и възнаграждения за регулаторен период 2020 – 2021 г. са на стойност 46 712 хил. лв., което представлява увеличение спрямо отчета за 2019 г. с 9%.

През 2020 г. ръководството на дружеството е предприело конкретни действия и мерки за оптимизиране на персонала, включващи в себе си редуциране на административен персонал с до 20% и закриване на 30 щатни бройки от структурата на топлорайоните. Същевременно, в съответствие с условията на устойчиво нарастващи доходи в страната през последните години и визията на мениджмънта за развитието на човешките ресурси в „Топлофикация София“ ЕАД, от началото на 2020 г. основните заплати на квалифицирания и неквалифицирания персонал са увеличени съответно с 80 лв. и с 40 лв.

Въпреки увеличението, предвиденият ръст на заплатите е по-нисък спрямо този за страната и за гр. София, а средната заплата в дружеството остава под средната за сектор „Енергетика“. Прогнозните разходи за персонала имат за цел да осигурят баланс между финансовото състояние и размера на разходите за възнаграждения, запазвайки политиката по трудовите възнаграждения през последните години, която е ориентирана към плавно нарастване на разходите, следвайки общата тенденция за нарастване на доходите на заетите в страната.

Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по 3Е

Общият размер на планираните разходи, пряко свързани с регулираната дейност, е 22 765 хил. лв., което представлява увеличение спрямо базисния период с 2,9%. В състава им, съгласно указанията на Комисията, не са включени разходите за вноски във фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС), финансови разходи, както и такива, които не са свързани с регулираните дейности на дружеството. Като цяло разходите са планирани на нивото на тези от 2019 г., като общото завишение се дължи на следните позиции:

Разходите за въоръжена и противопожарна охрана за новия регулаторен период са увеличени с 14% спрямо 2019 г. вследствие на увеличението на минималната работна заплата от началото на 2020 г., което съгласно действащия договор с охранителната фирма рефлектира върху цената на услугата.

Прогнозните разходи за „Проверка на уреди“ са в размер на 447 хил. лв. и са завишени спрямо 2019 г. със 199 хил. лв., като това се дължи на изтеклите договори за метрологична проверка в средата на м. юли 2019 г., и забавеното подписване на нови, поради обжалване на обществената поръчка, което е причина за отчетен по-нисък от обичайния разход. Планираният разход за периода 2020/2021 г. е близък до отчетения през 2018 г. – 438 хил. лв., като следва да се отбележи и фактът, че има увеличение на единичните цени за проверка на уреди.

Разходите за „Опазване на околната среда“ са завишени с 262 хил. лв. спрямо 2019 г., като това се дължи на неотложни разходи за калибриране на системите за непрекъснати измервания (СНИ) в изпълнение на нормативните изисквания.

Завишението при „Данъци и такси“ спрямо базисната година с 10%, е в резултат на извършената преоценка на ДМА и завишената данъчна оценка на сградите, собственост на дружеството.

Променливи разходи

Променливите разходи на дружеството за ценовия период 2020 -2021 г. са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на съоръженията, както и от цените на горивата за производство, емисиите и останалите суровини. Общият размер на променливите разходи е 297 617 хил. лв.

Разходите за природен газ са на стойност 207 243 хил. лв. и представляват 48% от прогнозните признати разходи за дейността по лицензиите. Изчислени са при среднопретеглена цена от **303,53 лв./kNm³ (28,81 лв./MWh)**, получена съгласно Приложение № 5.

Разходът за акциз на природния газ възлиза на 10 272 хил. лв.

Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид за новия регулаторен период са прогнозирани в размер на 63 383 хил. лв. Изчислението им е извършено съгласно указанията на Комисията, при цена 25,00 евро/t и по формулата за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации, публикувана на интернет страницата на ИАОС, при емисионен фактор по данни на НСИ за 2019 г. - 55,4829 tCO₂/TJ. Общото прогнозно количество генерирани емисии от инсталациите на дружеството е в размер на 1 296 283 t. Дружеството е приложило подробна справка за прогнозните количества генерирани емисии за новия ценови период и попълнени формуляри за докладване на годишните емисии за всяка от инсталациите.

За ценовия период 2020-2021 г. „Топлофикация София“ ЕАД не разполага с безплатни квоти за разпределение. При регулаторния преглед за определяне на цените за периода 01.07.2019 – 30.06.2020 г. КЕВР е приспаднала пълния размер на безплатните квоти, полагащи се на дружеството по Европейската схема за търговия с емисии (ЕСТЕ) за 2019 г. и 2020 г., съответно 388 577 t и 307 650 t, както и безплатните квоти, полагащи се по Националния план за инвестиции (НПИ) за 2019 г. в размер на 25 815 t, с което беше изчерпан пълният размер на полагащите се безплатни квоти на дружеството за третия период на ЕСТЕ.

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

Прогнозните разходи за вода са в размер на 5 693 хил. лв. Планираното увеличение с 10% спрямо базисната година отразява увеличението в сила от 01.01.2020 г. на цената на питейната и промишлената вода, както и на услугите по отвеждане и пречистване и планираните количества, необходими за изпълнението на производствената програма. Разходите за консумативи (химикали и реагенти) са в планирани на нивото на отчета в размер на 850 хил. лв. и включват всички разходи, необходими за обработка на водата в топлоизточниците и топлопреносната мрежа.

2. Регулаторната база на активите (РБА)

РБА за периода новия ценови период е в размер на 384 449 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 2019 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 е включена извършената преоценката на ДМА към 31.12.2019 г. В РБА не са включени почивните станции и имотите, отдадени под наем, както и е приспаднала стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин в размер на 56 958 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 49 642 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия и между производството и преноса е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната енергия/дейност.

3. Норма на възвращаемост

Общата норма на възвръщаемост на капитала за ценови период 2020 - 2021 г. е изчислена съгласно Указания-НВ в размер на 7,74%, преди данъци като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2019 г. Съгласно разпоредбите на т.34. Указания-НВ в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат. Използвана примерна норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 7%, равна на утвърдената от Комисията за последния регулаторен период. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в размер на 0,13% и се формира от лихвата по държавногарантиран инвестиционен заем от Международната банка за възстановяване и развитие (МБВР), по силата на заемно споразумение от 18 юли 2003 г.

С писмо вх. № Е-14-01-16 от 01.05.2020 г. дружеството е представило изисканата информация с писмо № Е-14-00-6 от 27.04.2020 г.

В обосновката на получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения „Топлофикация София“ ЕАД посочва, че през 2019 г. е отчетло такива приходи в размер на 1 484 778,85 лв., като стойността им не е включена в отчетните и прогнозни ценообразуващи елементи.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 1,38% по-високи от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 6,72% по-ниски от прогнозираните.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период (РП) дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 8,85% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), основно от увеличените разходи, пряко свързани с регулираната дейност по ЗЕ с 12,78 % и разходите заплати и възнаграждения с 15,63%.

През следващия регулаторен период, дружеството предвижда ръст на общата стойност на инвестиционните разходи със 103,75%.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация София“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е -5,50% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният отрицателен размер на НВск, спрямо утвърдената, е вследствие на ръста на условно-постоянните и променливи разходи. От анализа е видно, че направените разходи за емисии парникови газове CO₂ са по-високи от утвърдените в резултат на закупените по-големи количества при по-висока цена.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е отрицателна величина в размер на -19,19%, вследствие на значителния ръст на условно-постоянните разходи, спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени разходите за цялостната дейност на дружеството.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 18 530 хил. лв. на 9 442 хил. лв. или с 9 088 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в производството, 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 от 13 974 хил. лв. на 10 925 хил. лв. или с 3 049 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при

35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- общите разходи за ремонт са коригирани от 7 390 хил. лв. на 4 496 хил. лв. или с 2 894 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2019 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 4 985 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2019 г. – 4 496 хил. лв., съгласно представените данни и в съответствие с т. 1.2 от общия подход.

Поради системно неизпълнение на заложените разходи за ремонтни дейности за 2018 г. и 2019 г. допълнително е коригирана сумата от 489 хил. лв., която се явява неизпълнението на ремонтната програма за отчетния ценови период. При необходимост от средства за ремонтни дейности над сумата, заложена в ценовата рамка, дружеството разполага със значителна сума от възвръщаемост на вложения капитал.

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 46 712 хил. лв. на 35 525 хил. лв., или с 11 187 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г. при отчетена стойност на разхода в размер на 42 785 хил. лв. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

При регулаторния преглед за определяне на цени за периода 1.07.2019 г. - 30.06.2020 г. разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 40 399 хил. лв. на 35 525 хил. лв. или с 4 874 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г. в размер на 32 296 хил. лв., увеличена с 10%, в съответствие с т. 1.3 от общия подход и съответното повишение на средната работна заплата в страната;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 23 039 хил. лв. на 18 408 хил. лв. или с 4 631 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г., която от своя страна е увеличена с 10% в сравнение с предходната година, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- приходите от присъдени юрисконсултски възнаграждения в размер на 1 485 хил. лв. са извадени от общите признати разходи, с оглед недопускане на дублиране на разходи за една и съща дейност;

- разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са коригирани от 22 765 хил. лв. на 17 169 хил. лв. или с 5 596 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност в цените през 2019 г., при отчетена стойност на разхода в размер на 22 114 хил. лв., в съответствие с т. 1 от общия подход и липса на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност и необходимостта от увеличението.

- разходите за вода в преноса на топлинна енергия са коригирани от 3 649 хил.лв. на 3 310 хил.лв. или с 339 хил. лв., в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии CO₂ са коригирани от 63 383 хил. лв. на 54 136 хил. лв. или с 9 247 хил. лв., като необходимите количества, предложени за утвърждаване от дружеството през новия ценови период в размер на 1 258 680 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газбол	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,4829	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm ³)	34,2870	40,0000	41,9860	46,0000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	

Прогнозни емисии CO₂ – 1 258 680 t

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: 661 526 km³ природен газ и 74,5 t газбол.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 22 евро/t (43,01 лв./t)

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“ разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран от 485 238 knm³ на 465 288 knm³ с 14 700 knm³, до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия нивата на утвърдените стойности през изминалия ценови период и поради постоянната работа на новата мощност в ТЕЦ „София-Изток“ с по-голяма енергийна ефективност, в съответствие с т. 5 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 931 396 MWh (19,95%) на 881 396 MWh (18,88%) или с 50 000 MWh до достигане на стойността на вече постигнати от дружеството загуби от топлоотдаване и изтичане (например през 2018 г.) при подобни стойности на отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода 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 по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2020 - 2021 г., предоставена от дружеството;

Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,76 лв./MWh;

Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- $5,2+22,63=27,83$ лв./knm³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централи с обща инсталирана електрическа мощност 238,85 MW.

С писмо вх. № Е-14-01-23 от 04.06.2020 г. „Топлофикация София“ ЕАД е представило възражение, във връзка с направени корекции на ценообразуващите елементи по Доклада.

1. Дружеството счита за неоснователно намаляването на **разходите за амортизация** в производството от 18 530 хил. лв. на 9 442 хил. лв. и в преноса от 13 974 хил. лв. на 10 925 хил. лв., като възражава срещу заложения от Комисията 35-годишен амортизационен срок на активите за регулаторни цели. Твърди още, че системното непризнаване на пълния размер на разходите за амортизация е основна причина за ограничените възможности на дружеството да осигури необходимите инвестиции, поддръжка и рехабилитация на производствените мощности и топлопреносната мрежа, което в дългосрочен план неизменно би довело до увеличаване на загубите по мрежата, влошаване качеството на услугата и експлоатационните показатели на съоръженията.

2. Дружеството възражава срещу направената корекция на **разходите за заплати и възнаграждения** до нивото на утвърдената стойност в предходния регулаторен период. Аргументира се с увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. и 1,5% инфлация за периода юли 2019 г. - май 2020 г., както и с необходимостта от реструктуриране на човешките ресурси, за което е планирало конкретни мерки за оптимизиране на разходите за персонала през 2020 г.

3. Дружеството счита, че трябва да му бъде утвърдена предложената в заявлението, **цена за топлинна енергия за доставчици** по чл. 149а и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ в размер на 82,20 лв./MWh, без ДДС, тъй като не е посочена в Доклада.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за амортизации се приема.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения се приема частично. Поради факта, че дружеството е увеличило разходите за заплати и възнаграждения за отчетния ценови период над стойността на разхода, утвърден в цените от 01.07.2019 г., същият е индексирания с предложената от дружеството норма от 8,9%, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При разходите за осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения, начислявани в дружеството. Социалните разходи се запазват на нивото на включените в цените през изминалия ценови период.

Финансовото състояние на дружеството е допълнителен фактор за извършената корекция. Оптимизацията на числеността на персонала, намирането и използването на вътрешно-фирмените резерви е балансиращият подход в конкретния случай.

3. Предложението на дружеството за утвърждаване на цена за топлинна енергия за доставчици по чл. 149а и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ е прието.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация София“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 168,73 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 168,73 лв./MWh
 - премия по чл. 33а от ЗЕ – 79,30 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 82,09 лв./MWh
3. 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 – 79,62 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 т. 2 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 444 790 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 423 524 хил. лв., от които условно-постоянни – 102 531 хил. лв. и променливи – 320 992 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 384 572 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,53%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 793 225 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 787 998 MWh

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

С писмо с вх. № Е-14-49-6 от 31.03.2020 г. дружеството е подало заявление 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, с изключение на информацията по т. II.8. Допълнително е представено следното:

1. Искане по чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения на дружеството, свързани с постигане на националната кумулативна цел за енергийната ефективност през ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.;

2. Обосновка на заявеното от дружеството възстановяване на недовзет приход от топлинна енергия;

3. Копие на Удостоверение за актуално състояние на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД към 17.03.2020 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 107,55 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за доставчици по

чл. 149а от ЗЕ – 106,55 лв./MWh;

- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ - 106,55 лв./MWh;

- Преференциална цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 150,46 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ - 301,14 лв./ km^3 (без ДДС).

Обосновката на дружеството е следната:

I. Изходни параметри в заявлението за утвърждаване на цените за енергия за регулаторен период от 01.07.2020 г.:

- *Обща норма на възвръщаемост на капитала преди данъци – 6,92%, при норма на възвръщаемост на собствения капитал от 7,0% на база Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. на КЕВР;*

- *Регулаторна база на активите – изчислена в съответствие с чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ;*

- *Планирани продажби на топлинна енергия в размер на 228 902 MWh. Планирано е увеличение от 17,9% спрямо отчета за 2019 г., на база нормални средногодишни външни температури за региона на Пловдив през следващия ценови период;*

- *Размер на технологичните разходи 98 101 MWh или 30% от производството на топлинна енергия – (планиран спад от 11,84% спрямо базисната 2019 г., поради извършени инвестиции в топлофикационната мрежа и очаквано повишено количество на продажбите);*

- *Планирани продажби на електрическа енергия 292 760 MWh (намаление от 0,7% спрямо 2019 г., като прогнозата е 279 342 MWh да са комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство, а 13 418 MWh да са комбинирана електрическа енергия;*

- *Цена на природния газ в размер на 26,21 лв./MWh (без ДДС и акциз), (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС)*

- *Цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД и е съобразена производствена програма на дружеството;*

- *Калкулирани са разходи от 1 166 хил. лв. за акциз на природния газ, съгласно Указания-НВ и стойността, посочена в модела за калкулация на цените;*

- *Преференциална цена на произведената от високоефективно комбинирано производство електрическа енергия;*

- *Цена на произведената електрическа енергия без постигнати показатели за ВЕКП съгласно подхода, приет с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. на КЕВР;*

- *Оборотен капитал – поради факта, че с коефициент от 70,71 дни оборотният капитал надхвърля 1/8 от паричните годишни оперативни разходи за дейностите, оперативният необходим оборотен капитал за новия ценови период 01.07.2019 г. е калкулиран, като 1/8 от паричните годишни оперативни разходи;*

- *Разходите за балансиране по Правила за търговия с електрическа енергия се планират на база на отчетните количества небаланси от 2019 г., остойностени с планови цени за новия регулаторен период;*

- *Калкулация и признаване на разходи от 113 хил. лв. за балансиране по договор за продажба на природен газ с „Булгаргаз“ ЕАД.*

II. Ценообразуващи елементи и образуване на цени, в сила от 01.07.2019 г.

1. Разходите за природен газ са определени при цена 26,21 лв./MWh (без ДДС и акциз), съгласно Доклад на КЕВР от 17.03.2020 г. и цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа - 2,38 лв.

2. Условно-постоянни разходи в размер на 24 090 хил. лв.;

3. Увеличение на разходите за амортизация, отразяващи инвестициите, извършени от дружеството, и полезния живот на съществуващите активи. Разходите за амортизация са планирани на база симулирана амортизация за период от една година на дълготрайните активи, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. За целите на регулирането в съответствие с чл. 4, ал. 2 от НРЦТЕ дружеството води отделна счетоводна отчетност съгласно чл. 37 от ЗЕ. Симулацията е изготвена на база балансовата стойност на активите към 31.12.2019 г., изчислена съгласно чл. 9, ал. 1 от НРЦТЕ, като разлика от призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им и натрупаната амортизация, за целта на изчисляването в съответствие с чл. 8 ал. 2 т. 5 от НРЦТЕ и глава втора, раздел II от Указания-НВ не са взети на предвид счетоводните ефекти от осчетоводените загуби от обезценки през 2016 и 2017 г., както и приходите от последващи оценки на нетекущи материални активи, осчетоводени през 2019 г. Амортизационните отчисления на дълготрайните активи се изчисляват в съответствие с принципите на счетоводната политика на дружеството, съобразени с българското законодателство. За всеки амортизируем актив или група активи се утвърждава амортизационен план. Дружеството не приема подхода, предприет с т. 1.1. от общия подход в ценово решение № Ц-18 от 01.07.2019, а именно амортизационните квоти за активите в преноса на топлинна енергия да бъдат 35 години, тъй като счита, че този период не отразява действителната продължителност на полезния живот и период на амортизация на съответните активи.

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 „Нова когенерационна централа“ и ТЕЦ „Север“ се разпределя съответно според тяхното предназначение и функционалност спрямо това дали служат само за производство на електричество, само за производство на топлинна енергия, или служат за комбинирано производство и на двата продукта. Амортизацията на активите от производствена централа ОЦ „Юг“ се отнасят 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 и компоненти са отнесени към разходи по преноса на топлинна енергия.

Разходите за амортизация на други активи, свързани с административната работа на дружеството (компютри, софтуер, принтери, бюра, офис оборудване и др.), се разпределя между разходите за производство и пренос на база коефициент, получен според отработените от служителите на дружеството часове за 2019 г. съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За 2019 г. съотношението на отработените часове за дейности, свързани с производство, са 125 351 h, а тези, свързани с пренос - 86 584 h. На тази база 59% от стойността на активите, свързани с административната работа на дружеството, се разпределя за производство на енергия, а 41% се разпределя за пренос на топлинна енергия.;

4. Разходите за ремонт се планира да намалеят спрямо отчетените разходи през 2019 г. с 424 хил. лв.;

5. Планира се увеличение на разходи, свързани с персонала през 2020 г., основно поради нарастване на разходите за заплати и възнаграждения с 458 хил. лв.;

6. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, нарастват с 6,9% до 8 145 хил. лв., като основните групи от разходи, включени в този компонент, са изброени в табличен вид. Разходите са планирани на база на отчетните разходи от 2019 г., индексирани с обявената от НСИ средногодишна инфлация от 3,1% за периода януари

- декември 2019г. спрямо периода януари - декември 2018 г. В разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, също така са включени разходи за щети от недовзет приход от топлинна енергия в размер на 289,4 хил. лв.;

7. Променливите разходи намаляват с 28,6% до 33 969 хил. лв.;

8. Намаление на разходите за материали, в които основна тежест има разходът за природен газ. Прогнозните разходи са калкулирани с цена на природен газ от 26,21 лв./MWh (без ДДС и акциз). Разходите за вода, закупена електрическа енергия и консумативи са планирани спрямо производствените нужди, съответстващи на прогнозираните количества топлинна и електрическа енергия. Не се прогнозира разходи за външни услуги в променливите разходи. Разходът за акциз на природния газ възлиза на 1 158 хил. лв

9. В изпълнение на ангажиментите си към „Национален план за инвестиции на Република България за периода от 2013 до 2020 г.“ (НПИ) и съгласно изискванията на Наредба за организацията и контрола на изпълнение, механизма за предоставяне и начина на разходване на средствата за изпълнение на Националния план за инвестиции на Република България, „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е депозирала в Министерство на енергетиката искане за предоставяне на безплатни квоти за емисии на парникови газове, разпределени на дружеството за 2019 г. съгласно Раздел С.3. „Баланс“ от НПИ;

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е включено и в Националните мерки за изпълнение за преходното безплатно разпределяне на квоти за емисии на парникови газове, в съответствие с Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета, в които са определени разпределените количества безплатни квоти за CO₂ емисии на инсталациите, генерирани само от топлопроизводство, за целия 3-ти период на ЕСТЕ – 2013 г. – 2020 г.

10. Разходите предизвикани от балансиране по правилата за търговия с електрическа енергия се оценяват на 346 хил. лв., като се планират на база сумарен небаланс в размер на 2,5% от планираните продажби на електрическа енергия, остойностени със среднопретеглените цени за отчетния период 2019 г.;

11. Калкулация и признаване на разходи от 113 хил. лв. за балансиране по договор с „Булгаргаз“ ЕАД за продажба на природен газ, калкулирани като процент от планираното количество природен газ, предвидено за консумация, по 10% от неговата стойност. Към заявлението за цените е приложен действащ договор с „Булгаргаз“ ЕАД, съдържащ клаузите за небаланс.

12. Разходите за достъп и пренос през електропреносната мрежа са калкулирани, като планираните количества продадена електрическа енергия са остойностени по текущата цена от 2,12 лв./MWh. Дружеството счита, че тези разходи са пряко свързани с изпълнението на лицензионната дейност и следва да бъдат включени в ценообразуването, като част от необходимите годишни приходи

Бележка: Поради добавяне на редове в ценовия модел за „Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ“, „Разходи за балансиране - Природен Газ“ и „Достъп и пренос през електропреносната мрежа“ в Справка 1 „Разходи“ към променливите разходи от модела за ценообразуване, е променена формулата в клетка “F 109“ в Справка 4 “ ТИП-ПРОИЗ“ от модела. Формулата е така променена, че „Разходи за балансиране по правила за търговия с ЕЕ“ (клетка “G 98“ в справка 1 “Разходи“) и „Достъп и пренос през електропреносната мрежа“ (клетка “G 100“ в справка 1 “Разходи“) да бъдат ценообразуващ елемент само в цената на електрическата енергия, тъй като тези разходи се отнасят пряко към производството и продажба на ел. енергия. „Разходите за балансиране - Природен Газ“ (клетка “G 99“ в справка 1 “Разходи“) следва да се разпределят между производството на двата продукта електрическа енергия и топлинна енергия чрез коефициент.

Поради промени в ЗЕ през 2015 г. (промяна на периода за отчитане на ефективността от годишна на месечна база), дружеството ще произвежда и продава през новия регулаторен период освен високоефективна комбинирана електрическа енергия на преференциална цена, съответно и комбинирана електрическа енергия без

постигнати показатели за висока ефективност на пазарни цени. Във връзка с това е променена формулата в клетка „F 110“ в Справка № 4 „ТИП-ПРОИЗ“ от модела за ценообразуване. Запазена е логиката на ценообразуване на модела на КЕВР преференциалната цена да бъде калкулирана за количествата произведена високоефективна комбинирана електрическа енергия.

Пазарната цена е определена от КЕВР с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г., съгласно указанията, дадени с Писмото на КЕВР, (90,49 лв./MWh). Тази цена е вписана в Справка № 4 „ТИП-ПРОИЗ“ в клетка „F 119“ като цена за комбинирана електрическа енергия, съгласно глава трета, раздел I б. „Б“, т.19 от Указания-НВ и в „F 120“ като цена за некомбинирана електрическа енергия, съгласно глава трета, раздел I, б. „Б“, т. 20 от Указания-НВ.

13. Възвръщаемостта е изчислена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 7,0% преди данъци, норма на възвръщаемост на привлечения капитал преди данъци 1,43% и данък печалба от 10%;

14. Количества на продажбите:

- топлинна енергия - 228 902 MWh;
- високоефективна комбинирана електрическа енергия 279 342 MWh;
- комбинирана електроенергия без постигнати показатели за БЕКП - 13 418 MWh.

III. Обосновка на предложената от дружеството призната стойност на дълготрайните активи към 31.12.2019 г.

Активите в заявлението за ценови период 01.07.2020-30.06.2021 г. са базирани на одобрените с решение № Ц-18 от 01.07.2019, като към тях са добавени придобитите за периода и са извадени отписаните активи и амортизационните отчисления.

Основни позиции са производствените централи (Новата когенерационна централа, ТЕЦ „Север“, ОЦ „Юг“) и топлопреносната мрежа с всички прилежащи и компоненти (тръбопроводи, абонатни станции, измервателни устройства).

Активите на производствените централи „Нова когенерационна централа“ и ТЕЦ „Север“ 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. Стойността на активите за общо производство е представено в таблица № 4 „РБА на активите за електрическа и топлинна енергия“ от Справка № 2 – „РБА“, като стойността им се разпределя между активите за производство на топлинна енергия и активите за производство на електрическа енергия с „Коефициент за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата“. Коефициентът се калкулира на база постигнати ефективности за електрическа и топлинна енергия и референтните стойности, определени на база Делегирания Регламент (ЕС) 2015/2402 от 12 октомври 2015 г.

Активите на производствена централа ОЦ „Юг“ служат само за производство на топлинна енергия.

Стойността на активите, свързани с топлопреносната мрежа и всички прилежащи и компоненти, са отнесени към регулаторната база на активи, 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 2019 г. съответно в производството и в преноса на топлинна енергия. За 2019 г. съотношението на отработените часове за дейности, свързани с производство са 125 351 h, а тези, свързани с пренос 86 584 h. На тази база 59% от стойността на активите свързани с административната работа на дружеството се разпределя за производство на енергия, а 41% се разпределя за пренос на топлинна енергия.

Получената стойност за производството след това се разпределя между

производство на топлинна енергия и производство на електрическа енергия с „Коефициент за разпределяне на горивото при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия в енергийната част на централата“.

IV. Обосновка на вътрешно-груповите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията

С цел осъществяване на лицензионната си дейност с минимални разходи „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е планирало за 2020 г. да използва проектно-консултантски услуги, административни и технически вътрешно-групови услуги, както и договор за командироване на персонал с намерение постигане на ефективно управление на разходите.

Планираните проектно-консултантски услуги, административни и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал включват: проектно-ориентирани услуги, текущи, административни и технически услуги, както и услуги по договор за командироване на персонал, подпомагащи по-ефективното извършване на основните дейности на дружеството.

Проектно-консултантски услуги

Под „проектно ориентирани услуги“ се разбира работа по конкретно одобрен проект от инвестиционната и ремонтна програма за 2020 г. на дружеството или проект с одобрена проектна структура, бюджет и план за действие от Управителния съвет на дружеството или IT проекти, с които да се осъществи консултация относно безпроблемното функциониране на конкретен софтуерен продукт.

Разходната база за всичките вътрешно-групови услуги се планира да се формира единствено на база степента на отговорностите, необходимите умения на ангажирания персонал, както и на времето и ресурсите, необходими за осъществяване на съответната услуга. Възнаграждението е планирано да се изчислява на базата на реално отработените часове и приложимата часова ставка.

Счетоводство и други финансово-административни услуги

Стойността на всички планирани услуги е базирана на прогнозни данни, формирани в резултат на извършен детайлен анализ в процеса на цялостното планиране дейността на дружеството.

Планираните финансово-административни услуги се основават на сключен договор за административни услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на счетоводството и други финансови услуги.

Правни и корпоративни въпроси

Планираните правни и корпоративни услуги се основават на сключен договор за административни услуги между ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД, чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост, предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на услугите по правни и корпоративни въпроси.

Покупки и склад

Планираните услуги за покупки и склад се основават на сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на материалното снабдяване и складиране.

IT и телекомуникация

Планираните услуги се основават на сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г., съгласно който „ЕВН Център за услуги“ ЕООД предоставя административни услуги, чийто обхват и съдържание в областта на информационните технологии и телекомуникации.

Услугите, свързани с дейностите „Човешки ресурси“, „Фактуриране“ и „Клиентско обслужване“ се основават също на сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г.

Технически услуги

Сумата за технически услуги е базирана на прогнозни данни, формирани в резултат на извършен детайлен анализ в процеса на цялостното планиране дейността на дружеството. Планираните технически услуги се основават на сключен договор между „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г. и сключен договор за услуги между „ЕВН Център за услуги“ ЕООД и „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД от 01.10.2011 г., съгласно които „Електроразпределение Юг“ ЕАД и „ЕВН Център за услуги“ ЕООД чрез своята кадрова и ресурсна обезпеченост предоставят услуги.

Услуги по договор за командироване на персонал

Планираните услуги, свързани с предоставяне на услуги от експертен персонал, се основават на сключен договор за командироване на персонал в ЕВН България Топлофикация ЕАД и ЕВН АГ, Австрия от 01.01.2005 г., съгласно които ЕВН АГ, Австрия предоставя на дружеството персонал, който приема инструкциите на дружеството за периода на командироване и се упражнява контрол върху извършената му работа на база определено работно място, чрез осигурени необходими ресурси за предоставяне на услугите.

У. Обосновки на разходи за вода, електрическа енергия и консумативи за производството през новия ценови период и др. са представени в табличен вид.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 1,93% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 23,02% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са 42,66% при прогнозираните 30,00% за ценовия период.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период (РП) дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 2,40% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), вследствие на увеличените разходи за заплати и възнаграждения със 9,86 % и разходи, пряко свързани с регулираната дейност по ЗЕ с 6,43%.

Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е 6,29% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетената НВск, спрямо утвърдената в размер на 7% не е постигната, тъй като дружеството е реализирало по-високи условно-постоянни, независимо от намалените променливи разходи в резултат на намаленото производство и продажби на електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е в размер на 8,46%, вследствие на извършените условно-постоянни разходи приблизително близки до утвърдените от Комисията от една страна и от друга намалените променливи разходи в резултат на намаленото производство.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 3 600 хил. лв. на 2 497 хил. лв. или с 1 103 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 879 хил. лв. на 3 420 хил. лв. или с 459 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 955 хил. лв. на 861 хил. лв., или с 94 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите, допълнително добавени от дружеството, свързани с регулираните дейности по ЗЕ, а именно:

- Мениджърски и консултантски – 552 хил. лв.;
- Покупки и склад – 227 хил. лв.;
- Други административни услуги – 364 хил. лв.,

не са приети като ценообразуващи елементи, в съответствие с т. 1 от общия подход, поради липса на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от стойността и необходимостта за дейностите по лицензията от този разход и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции:

- коригирани са разходите за недовзет приход от топлинна енергия от 289 хил. лв., като неприсъщ разход, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за балансиране по Правилата за търговия с електрическа енергия са коригирани от 346 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 346 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

- разходите за балансиране по Правилата за търговия с природен газ са коригирани от 113 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 113 хил. лв., съгласно т. 1.4 от общия подход;

- коригирани са разходите за достъп и пренос през електропреносната мрежа от 621 хил. лв., като неприсъщ разход, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии CO₂ са коригирани от 6 675 хил. лв. на 5 872 хил. лв. или с 803 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 136 518 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газбол	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,4829				
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm ³)	34,2870				
3. Коефициент на окисление:	-	100%				

Прогнозни емисии CO₂ – 136 518 t

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: 80 751 km³.

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 136 518 t X 43,01 лв./t = 5 872 хил. лв.

2. В справка № 2 „РБА“ оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-

НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

Въз основа на прогнозните цени на природния газ по т. 11 от общия подход, и индивидуалното потребление по тримесечия е изчислена годишна индивидуална прогнозна цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените- Спецификация.

Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,17 лв./MWh;

Цени за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа- $4,34 + 23,44 = 27,78$ лв./кNm³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 80 MW.

След проведеното открито заседание на 04.06.2020 г. с писмо с вх. № Е-14-49-14 от 04.06.2020 г. дружеството е представило следното становище относно Доклада и направените корекции на разходите на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД (ЕВН ТР) за изпълнение на лицензионните дейности:

1. Дружеството изразява несъгласие по отношение на корекцията на заявените от него за утвърждаване от Комисията условно-постоянни разходи за амортизации в преноса на топлинна енергия и прилаганата за регулаторни цели стойност на полезния живот на активите в преноса на топлинна енергия - 35 години, като я счита за необоснована като времетраене и за неприложима едновременно към всички елементи на топлопредавателната мрежа. Според дружеството е необходимо Комисията да има предвид, че полезен живот до около 30 години от датата на въвеждането в експлоатация имат топлопроводите с предварително изолирани тръби и подобен амортизационен план може да се прилага само по отношение на тях. В заявлението ЕВН ТР е представило подробна и мотивирана обосновка за разходите за амортизации и разпределението им между производството и преноса. В нея изрично е отбелязано, че не приема този подход, защото той не отразява действителната продължителност на полезния живот и период на реална амортизация на съответните активи. Настоява разходите на ЕВН ТР за амортизации в преноса на стойност от 3 600 хил. лв. да бъдат признати изцяло и включени в необходимите годишни приходи за изпълнението на лицензионната дейност.

2. По отношение на заявените разходи за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания през новия ценови период, дружеството е посочило, че увеличаването на тези разходи произтича от задълженията на ЕВН ТР да начислява и плаща допълнителни месечни суми към основните работни заплати на служителите си за трудовия стаж и професионален опит, които те придобиват през новия ценови период. Допълнително дружеството, като работодател, ежегодно индексира brutните заплати и възнаграждения с ежегодния процент инфлация, обявяван от Националния статистически институт (НСИ). Въз основа на тези фактори, които влияят на растежа на brutните възнаграждения, са заявени и съпътстващите ги увеличени разходи за осигурителни и социални плащания. ЕВН ТР посочва, че за икономическата им обоснованост и целесъобразността е представило обосновка, като според дружеството следва да се има предвид, че Комисията е длъжна да отчете и общите икономически процеси, включително и инфлационните.

Позовава се на Решение № 9285 от 18.06.2019 г. на Върховен административен съд (ВАС), по адм. дело № 7903/2018 г., където съдът е уважил като основателно искането на ЕВН ТР да бъдат признати този вид условно-постоянни разходи и включени в необходимите годишни приходи. Дружеството счита, че не съществува нормативно основание, поради което тези разходи да бъдат изключени частично от необходимите

годишни приходи на ЕВН ТР, и настоява разходите за заплати и възнаграждения, да бъдат признати изцяло в заявления от ЕВН ТР размер – 3 879 хил. лв., както и свързаните с тези разходи осигурителни и социални плащания в заявления размер от 955 хил. лв.

3. По отношение на заявените разходи, свързани с мениджърски и консултантски услуги, покупки и склад и други административни услуги, ЕВН ТР е изразило становище, че изключването на подобни разходи от ценообразуващите елементи крие риск за непрекъснатата и безаварийна работа на дружеството, както и риск да не се възмезди адекватно трудът на специалистите, критични за дейността на дружеството. Според дружеството, отказът да бъдат признати тези разходи не съответства на практиката на предишни решения на Комисията и следва да бъде преразгледан.

Извършването на разходите за покупки и склад произтича от наложени със закон задължения на ЕВН ТР като публичен възложител по Закон за обществените поръчки. Този вид разходи включва и координация и администрация на дейности, свързани с функционирането на складовете за материали, както и услуги, свързани с инфраструктурата. Всички тези разходи са свързани пряко с изпълнението на законово наложени и лицензионни дейности. За всеки от тези разходи ЕВН ТР е представило подробна и мотивирана обосновка за вътрешногруповите разходи, пряко свързани с дейностите по лицензията. Разходите са формирани чрез отчитането на всички ефекти от икономите от мащаба и са необходимо-присъщи за извършваните лицензионни дейности от ЕВН ТР. Изразено е несъгласие с направените корекции и мотива: „поради липса на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от стойността и необходимостта за дейностите по лицензията от този разход и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции“, какъвто извод е представен в Доклада. Дружеството настоява разходите за мениджърски и консултантски услуги на стойност от 552 хил. лв., покупки и склад на стойност от 227 хил. лв. и други административни услуги на стойност от 364 хил. лв. да бъдат признати от Комисията и да бъдат включени в необходимите годишни приходи за изпълнението на лицензионните дейности. Представя допълнителна обосновка на вътрешногруповите разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите на ЕВН ТР.

4. По отношение на заявените от ЕВН ТР разходи, свързани с недовзет приход от топлинна енергия от 289 хил. лв. дружеството счита, че корекциите са немотивирани и същите не могат да бъдат аргументирани с т. 1 от общия „подход“ от Доклада. Дружеството посочва, че заявеният за възстановяване недовзет приход и необходимостта да бъде включен в утвърдените годишни приходи на ЕВН ТР за новия ценови период произтичат от наложеното със закон задължение на Комисията да изпълни съдебното решение като заличи финансовите последици за ЕВН ТР от отменената т. 2 от свое Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г. По спора съществува влязло в сила Решение по адм. дело № 7903 от 2018 г.

ЕВН ТР е представило подробна писмена обосновка за стойността на недовзетия приход, поради което настоява разходите за него да бъдат признати в необходимите годишни приходи на ЕВН ТР за новия ценови период.

5. Възражава относно извършените корекции на разходите за балансиране за природен газ в размер на 113 хил. лв. и прилагания „подход“. Дружеството счита, че аргументите в т. 14 от Доклада, като мотив за неправилно извършените корекции, не се отнасят за разходите за балансиране за природен газ. Тези разходи следва да бъдат включени изцяло в променливите разходи за извършването от ЕВН ТР на дейностите по издадените лицензи. Дружеството не разбира какво налага този „подход“ за корекция на заявените разходи, още повече, че с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г., Комисията е признала на ЕВН ТР изцяло разходите за балансиране за природен газ.

6. Дружеството не е съгласно с корекциите на разходите за балансиране за електрическа енергия в размер на 346 хил. лв. и счита, че аргументите, представени в т. 14 от Доклада и направените корекции са в противоречие с изискването на чл. 31, т. 2, буква „ж“ от ЗЕ, което предвижда, че цените на енергийните предприятия следва да се регулират по начин, който да възстановява икономически обосноваваните разходи за дейността им, включително разходите за балансиране на електроенергийната система. Според

дружеството, изключването им от необходимите годишни приходи на ЕВН ТР представлява нарушение на чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ и води до непълно възстановяване на икономически обоснованите разходи за дейността и до определянето на норма на възвръщаемост, която не е икономически обоснована. Отбелязва, че с Решение № 9285 от 18.06.2019 г. на ВАС по адм. дело № 7903/2018 г., съдът е постановил, че разходите за балансиране възникват вследствие дейността на дружеството по производство на електрическа енергия, присъщи са и са икономически обосновани. Със същото решение съдът е задължил Комисията да включи всички разходи за балансиране в необходимите годишни приходи на ЕВН ТР. Настоява стойността на тези разходи - 346 хил. лв., да бъде призната от Комисията.

7. По отношение на заявените от ЕВН ТР за утвърждаване от Комисията разходи за покупка на емисии CO₂ е изразено становище, че в НРЦТЕ и в т. 13 от Общия подход на Комисията не е описан методът за определяне на прогнозните цени. Необходим е ясен сигнал към операторите какви показатели, калкулации и данни от кои източници се използват при изготвянето на прогнозната цена. Според Дружеството, определената в Доклада цена не отразява бъдещото краткосрочно изменение на цените на емисиите CO₂ след края на пандемията и активирането на икономическите дейности на участниците в схемата за търговия с емисии. Икономически обоснованите очаквания са за спекулации на борсата и повишаване цената на квотите, свързани с началото на четвъртия период на Европейската схема за търговия с емисии през 2021 г. и недостигът на квоти за изпълнение задълженията на операторите за последната година на третия период.

8. Дружеството изразява несъгласие с приложения „подход“ по т. 3 от Доклада за начина на определянето на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на дружествата в сектора и в частност - тази на ЕВН ТР. Дружеството посочва, че с Решение № Ц-14 от 01.01.2020 г. нормата на възвръщаемост на капитала на ЕВН ТР е определена като 7,1%. От миналия регулаторен период до сега не са настъпили съществени изменения на параметрите, които формират нормите на възвръщаемост на капитала, като някои по-скоро са се увеличили и предвид това, счита че не е логично нормата на възвръщаемост да бъде така драстично намалена в предстоящото ценово решение.

9. ЕВН ТР отбелязва, че работната група не е обсъдила и не е представила пред Комисията исканията и обосновките на ЕВН ТР, направени на основание чл. 35, ал. 3 от ЗЕ - за въвеждането на инструмент за финансиране на изпълнението на националната кумулативна цел за енергийни спестявания по чл. 7 от Директива 2012/27/ЕС и за включване в необходимите годишни приходи на ЕВН ТР на разхода от 2 446 405, 86 лв. за финансирането на мерки за енергийна ефективност при крайните клиенти. В този смисъл ЕВН ТР счита, че Комисията е разгледала заявлението за цени на ЕВН ТР частично. Дружеството отбелязва, че липсата на въведен национален механизъм, определящ, инструментите за финансиране, лишава задължените лица от възможността ефективно и съразмерно с техните задължения, произтичащи от лицензионната им дейност, да участват в процеса по реализация на мерки, водещи до енергийни спестявания.

10. Дружеството е представило допълнителна обосновка на вътрешно-груповите разходи, пряко свързани с дейността по лицензията на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД

След преглед на постъпило възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно извършената корекция на разходите за амортизации в производството се приема частично, а в преноса на топлинна енергия не се приема. С оглед обективно възстановяване на стойността на актива в производството е възстановен разход за амортизация на активите на стойност 1 500 хил.лв. Процесът на регулиране изисква, освен точно и обективно отразяване в цените на необходимите и доказани от дружеството разходи, така и осигуряване баланс на интересите на дружеството и крайните потребители на енергията. При относително ниски цени на топлинната енергия, регулаторът е склонен да приеме по-големи амортизационни и ремонтни разходи в топлопреносната мрежа, с оглед нейното възстановяване и ремонт. В конкретния случай при значително намалелите разходи за горива, поради високите инвестиционни разходи в

дружеството, цената на топлинната енергия е сравнително висока като абсолютна стойност. При значителното нарастване на разходите за закупуване на квоти, с оглед защита на интересите на потребителите, регулаторната практика е значително по-рестриктивна.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения начислявани в дружеството. Социалните разходи са запазени на нивото на отчетените през предходния ценови период.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за мениджърски и консултантски услуги и други административни услуги е прието изцяло.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи, свързани с недовзет приход от топлинна енергия не се приема. Разходът не е ценообразуващ елемент и представлява неприсъщ разход за извършване на лицензионната дейност.

5. Възраженията на дружеството относно корекциите на разходите за балансиране за електрическа енергия и за природен газ не се приемат. 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.

6. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии не се приема. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO₂ квоти за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер **22 евро/t CO₂**, която към момента на изготвяне на цените е актуалната цена. Следва да се има предвид, че с последните именения в НРЦТЕ и НРЦЕЕ е регламентирана възможност за корекция на необходимите приходи за следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за квоти за въглеродни емисии.

7. Възражението на дружеството относно определената норма на възвръщаемост на собствения капитал не се приема. Комисията има регулаторно правомощие да поставя горна граница на определени разходи, в зависимост от възможността за осигуряване на плавно изменение на цените, в случай на възникване на непредвидено високи разходи през новия ценови период. Допълнително съображения са изложени в т. 3 от общия подход.

8. Предложението да бъдат признати разходите за финансирането на мерки за енергийна ефективност при крайните клиенти не се приема. Комисията не е извършвала корекция на подобен разход и дружеството неоснователно настоява да бъде включен допълнително.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 165,53 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 165,53 лв./MWh
 - премия по чл. 33а от ЗЕ – 76,10 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,85 лв./MWh
3. 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 – 86,85 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 67 562 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 60 033 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 390 хил. лв. и променливи – 36 643 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 150 883 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 4,99%
- Електрическа енергия – 292 760 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 279 342 MWh
 - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 13 418 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 902 MWh

3. „Топлофикация – Плевен“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-04-7 от 01.04.2020 г. дружеството е подало заявление 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, с изключение на информацията по т. I.12., II.9. и отчетни справки за 2019 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с водна пара - 78,72 лв./MWh;
- Цена на топлинна енергия с гореща вода – 86,82 лв./MWh;
- Цена на електрическа енергия от комбинирано производство - 222,27 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природния газ 490,83 лв./ knm^3 (без ДДС).

Обосновката на „Топлофикация – Плевен“ ЕАД е следната:

1. *Технико-икономическите показатели, използвани за пресмятане на цените за следващия ценови 2020 – 2021 г., са на база постигнатите производствени показатели през предходните няколко години, като разчетът е направен на основа на оптимално натоварване на основните съоръжения през новия период. През септември 2020 г. е планиран ремонт на редуктора на когенерацията и частичен ремонт на газовата турбина. Поради това, се очаква занижено производство на електрическа енергия за месеца. Запазват се постигнатите през последните години нива на разходните норми за производство на електрическа и топлинна енергия. За електрическата енергия разходната норма за производство е 155,44 $\text{g}_{\text{yz}}/\text{kWh}$, а за топлинната енергия разходната норма е 159,23 $\text{kg}_{\text{yz}}/\text{MWh}$ при постигнати през 2019 г. съответно 153,34 $\text{g}_{\text{yz}}/\text{kWh}$ и 160,97 $\text{kg}_{\text{yz}}/\text{MWh}$.*

2. *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 80,60% при постигната ефективност през 2019 г. 80,56%. Като основа на разчета е очакваното повишаване на произведената и реализираната електрическа енергия със запазване на нивото на собствените нужди на електроенергия. Предвижда се произведената електроенергия да бъде 323 400 MWh, а собствените нужди да бъдат 25 400 MWh без да има закупена електроенергия през периода, или 7,85% от произведената електрическа енергия. Увеличението на произведената електрическа енергия спрямо отчетната година е с 23 000 MWh. Причината за това увеличение е факта, че през месеците юни и юли 2019 г. е извършен голям ремонт на котел-утилизатора, водещ до продължителен престой на газовата турбина.*

3. *Предвидено е увеличение на реализираната топлинна енергия с топлоносител гореща вода за населението с около 2 300 MWh. Основание за това заложено увеличение е необичайно топлата зима в края на 2019 г. - средномесечната температура през м. ноември 2019 е 10,7°C, а през м. ноември 2018 г. е 5,1°C. През месец декември 2019 г. средномесечната температура е 4,4°C, а през м. декември 2018 г. е 1,1°C. Предвидено реализираното количество пара да достигне до 37 100 MWh.*

4. При тези допускания разходът на природен газ за разчетния период е 99 470 knt³ или увеличение с 9,92%, без използване на резервно гориво - мазут. Цената на природния газ е 44,04 лв/MWh и актуалните цени за достъп и пренос на „Булгартрансгаз“ ЕАД с входна точка „Странджа/Малкочлар“ и изходна точка „България“.

5. Количествата емисии на парникови газове за цялото производство за разчетния период са пресметнати на базата на последната инвентаризация на емисии, като са използвани актуалните данни за емисионния фактор и коефициента на окисление. Количеството емисии за новия ценови период е 192 443 t CO₂. Те са остойностени на база настоящата цена на емисиите CO₂ – 25 евро/t.

6. Необходимите годишни приходи в са определени при спазване Указания-НВ.

7. Изчисленията на разходите са съобразени с достигнатите нива на приходи и разходи през 2019 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. Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. са изчислени въз основа на достигнатите нива през отчетната 2019 г., заявените за текущия регулаторен период 01.07.2019г. - 30.06.2020 г., особеностите на режимите и схемите на работа на съоръженията и настъпилите обективни промени в законодателството.

8. За периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. е предвиденият размер на разходите за застраховане е 404 хил. лв.

9. Разходите за амортизация са представени в съответствие със Счетоводния амортизационен план на дружеството и действително отчетените за 2019 г., като в стойността им за новият регулаторен период е включен и прогнозният размер на амортизациите по инвестиционна програма до 30.06.2021 г.

10. Променливите разходи в частта за гориво са изчислени на база предоставената методика от КЕВР за изчисление на стойността на природния газ за предстоящия ценови период – Приложение № 5. Така получената осреднена цена на природния газ е 490,83 лв./knt³.

11. В променливите разходи, както за отчетния период, така и за следващия регулаторен период са включени освен реагенти, химикали и разход на авиационно и турбинно масло за газовата турбина. От общо предвидените 290 хил. лв. на тази позиция, 120 хил. лв. са за доставката на тези масла. Маслото, което се използва за газовите турбини, е авиационно масло. Средния разход варира обикновено в рамките на 300 - 400 литра на месец, в зависимост от натоварването и пропуските от маслената система.

Разходите за ремонт през отчетния период за 2019 г. са 2 320 хил. лв., през отчетния ценови период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. са 4 667 хил. лв. и прогнозата за новия регулаторен период от 01.07.2020 г. е 5 620 хил. лв. Увеличението на разходите спрямо предходния период е главно поради предстоящите частични ремонти на газовата турбина и основната инспекция на генератора на когенерацията. В приложената ремонтна 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 реконструкция на ПГ 4 в нискоемисионен и за стартиране на проект за изграждане на заместваща мощност. Планира се извършване на рехабилитация на топлофикационни отклонения и да изграждане на нови такива за включване на нови абонати.

12. Нормата на възвращаемост на капитала е 9,66%. Дружеството счита, че ставката за възвращаемост на собствения капитал е силно занижена и затруднява не само по-нататъшното инвестиране от страна на дружеството, но и текущите разплащания към доставчици, в частност към „Булгаргаз“ ЕАД.

15. В съответствие с указанията в Писмото е заложен фиксиран коефициент за разпределение на горивото в производството - 0,4000.

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

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 3,28% по-ниски от прогнозираните.

За новия ценови период дружеството е заложило с 11,27% по-ниски количества реализирана топлинна енергия с пара и с 20,13% по-високи количества с гореща вода спрямо отчетените за ценовия период.

Общо прогнозните технологични разходи по преноса за новия ценови период са с 12,24% по-високи от отчетените за ценовия период, като са по-високи с 20,80% за горещата вода и по-ниски с 9,65% за водната пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 10,63% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), основно от увеличение разходи за ремонт с 18,19%, разходи за заплати и възнаграждения с 9,64% и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 24,99%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 96,14%.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация-Плевен“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е 34,41% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетената стойност на НВск, е по-висока спрямо утвърдената вследствие на намалените променливи разходи, освен от намаленото производство и от закупени по-малки количества емисии парникови газове CO₂ от утвърдените.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е -9,24% и е в резултат на завишените условно-постоянните разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 3 671 хил. лв. на 2 769 хил. лв. или с 902 хил. лв., 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 от 345 хил. лв. на 301 хил. лв. или с 44 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 5 620 хил. лв. на 3 520 хил. лв. или с 2 054 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., която е завишена с 53,71%, съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2019 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период със същия размер от 2 054 хил. лв., а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 4 374 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2019 г. – 2 320 хил. лв. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 4 230 хил. лв. на 3 882 хил. лв. или с 348 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 1 062 хил. лв. на 1 000 хил. лв. или с 62 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 9 410 хил. лв. на 8 139 хил. лв. или с 1 271 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 189 226 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

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

3. В справка № 3 „НБК“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 11,29% на 3,24%, в съответствие с глава втора, раздел III, т. 41 от Указания-НВ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 4 „ТИП в производството“ количествата емисии CO₂ за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 1.07.2020 г. - 30.06.2021 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:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газъл	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,4829	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm ³)	34,2870	40,0000	41,9860	46,0000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	

Емитирани CO₂ – 189 226 t

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: 99 470 knm³

Количество на емисиите CO₂ – 189 226 t CO₂

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 189 226 t X 43,01 лв./t = 8 139 хил. лв.

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,02 лв./MWh;

Цени за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа – 5,21+17,92 = 23,13 лв./knm³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 68 MW.

След проведеното открито заседание на 04.06.2020 г. „Топлофикация - Плевен“ ЕАД с писмо с вх. № Е-14-04-16 от 04.06.2020 г. е представило следното възражение относно корекциите в Доклада:

1. Разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 345 хил. лв. на 301 хил. лв. Реално начислените амортизации за 2019 г. за пренос са 315 хил. лв. Във връзка със състоянието на топлопреносната мрежа и абонатните станции е определен техният полезен живот. През новия регулаторен период дружеството очаква да въведе нови ДМА в преноса и поради тази причина изчислените очаквани амортизации са 345 хил. лв.

Дружеството не е съгласно с намаляването на разходите за амортизации в производството от 3 671 хил. лв. на 2 769 хил. лв. или намаление с 902 хил. лв., тъй като в „Топлофикация Плевен“ ЕАД работи Когенерационна инсталация с газова турбина, която е бързо амортизируема и изисква по-ускорен амортизационен план, в сравнение с нормалните машини, съоръжения и инвентар.

2. Дружеството не е съгласно с направените корекции в разходите за ремонт и счита, че неправилно е цитирана планираната сума за ремонти за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. Коректната стойност е 4 755 хил. лв., а не 4 374 хил. лв. Според дружеството не е вярно, че има значително неизпълнение на ремонтната програма за изминалия ценови период. Само през периода 01.07.2019 г. - 31.03.2020 г., по време на подаване на заявлението, са усвоени 4 283 хил. лв.

През април и май 2020 г. само за части и материали за когенерацията дружеството е изразходило още 110 хил. лв. Според дружеството на база на изпълнението на ремонтната програма през изминалия ценови период, очевидно не е вярно и твърдението, че „липсват финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности“ и последствието да е намаляване на приходите му. Дружеството счита, че намаляването на поисканите приходи ще е причина за поредно отлагане на част от ремонтите, а от своя страна разходите и нанесените щети при аварийни ремонти са значително по-високи в сравнение с аналогичните за планови и превантивни ремонти.

3. „Топлофикация-Плевен“ ЕАД възражава срещу намалението на разходите за заплати и възнаграждения с 348 хил. лв., срещу намаляването на социалните осигуровки с 62 хил. лв. и запазването им до нивото на отчетените през 2019 г. Месечната средна работна заплата в отрасъл „Енергетика“ за 2019 г., съгласно данни на НСИ, е 2 043 лв., а с предвидената корекция този показател за дружеството става 1526 лв. или изчислено в процент, изоставането на заплатите на работещите в „Топлофикация-Плевен“ ЕАД е 25,30% от обявените от НСИ за отрасъла. В своето предложение за цени дружеството е поискало увеличение на средствата за работна заплата с 9%. „Топлофикация-Плевен“ ЕАД счита, че в едно дружество, работещо с високотехнологични, сложни съоръжения и при непрекъснат производствен процес, въпросът с висококвалифицираните кадри и тяхното задържане в предприятието е особено важен за нормалния технологичен ритъм. От друга страна в енергетиката постоянно настъпват изменения и изискванията към персонала се увеличават, както, например, либерализацията и диверсификацията на пазара на природен газ и за постигане на резултати на дружествата им трябва висококвалифицирани и високоплатени специалисти. Според дружеството, със задържането на средната работна заплата на едно от последните нива в системата на енергетиката се нарушава принципът на равнопоставеност на енергийните дружества.

4. Дружеството възражава срещу коригирането на разходите за закупуване на квоти CO₂, тъй като в Доклада на Комисията не става ясно как е определена цената от 22 евро/t, тъй като отчетната цена за 2019 г. е 24,05 евро/t и счита, че така посочената цена от 22 евро/t е ниска за целия регулаторен период.

5. В Доклада е обявено за „Топлофикация-Плевен“ ЕАД намаление на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал на 3,24% на основание общия подход. Дружеството възражава срещу приемането ѝ като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал на 3,24% въз основа на данни на БНБ към 31.12.2019 г. Според дружеството

изчислението на този процент е извършено некоректно - не са взети под внимание статистическите данни за периода на получаване на кредита и по този начин това изчисление е в противоречие на т. 40 от Указания-НВ за изчисляване на нормата на възвращаемост.

Дружеството подчертава, че с направените корекции на разходите при определяне на цените е поставено в трудна ситуация. Периодът на дерогация на ПГ 2 и ПГ 3 изтича в края на 2022 г. и без активна инвестиционна кампания през следващите 2 години дружеството няма да разполага с необходимите мощности, за да изпълнява основната си дейност. Според дружеството при такъв обем инвестиции привлеченият капитал няма да може да покрие всички разходи, а сумата за самоучастие е непосилна.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за амортизации в производството и в преноса на топлинна енергия не се приема. Активите, които дружеството ще въведе в експлоатация в преноса през новия ценови период ще бъдат включени в цените тогава, когато бъдат актувани в инвентарната книга на активите. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно т. 31.1, б. "б" от раздел II, глава втора от Указания-НВ *в разходите за амортизация не се включват амортизации и други разходи, свързани с реконструкция или ново придобиване на имуществото 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.* По отношение на коригираната стойност на разходите за амортизации в производството, може да се посочи, че амортизационната норма за регулаторни цели от 15 г. е технически релевантна към производствените съоръжения и не е в противоречие с възможностите, които дава Законът за счетоводството за прилагане на по-ускорен метод.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт се приема. Отчетена е допълнително постъпилата информация, че за периода 01.07.2019 г. - 31.03.2020 г., както и по времето на подаване на заявлението и процедурата на регулаторен преглед са усвоени 4 283 хил. лв. Така предложената стойност на разходите за ремонт е с 31,22% по-висока от отчетената стойност през изминалия ценови период и е в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения начислявани в дружеството. Социалните разходи са запазени на нивото на отчетените през отчетния ценови период.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии не се приема. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO₂ квоти за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер **22 евро/t CO₂**, която към момента на изготвяне на цените е актуалната цена. Следва да се има предвид, че с последните именения в НРЦТЕ и НРЦЕЕ е регламентирана възможност за корекция на необходимите приходи за следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за квоти за въглеродни емисии.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал не се приема. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези

съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%. Допълнително съображения са изложени в т. 3 от общия подход.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация – Плевен“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 172,83 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 172,83 лв./MWh
 - премия по чл. 33а от ЗЕ – 83,40 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 72,66 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 64,65 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:
 - Необходими годишни приходи – 68 005 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 66 607 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 800 хил. лв. и променливи – 49 807 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 32 442 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,31%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 298 000 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 194 100 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 37 100 MWh

4. „Топлофикация – Бургас“ ЕАД

С писмо вх. № Е-14-13-5 от 01.04.2020 г. дружеството е подало заявление 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. Към заявлението не е приложена информация по т. II.6. и справки с отчетна информация за 2019 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 90,54 лв./MWh;
2. Цена за комбинирана електрическа енергия – 225,92 лв./MWh.

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

- природен газ – 489,51 лв./knm³;
- сламени пелети – 142,44 лв./t при калоричност 4 101 kcal/kg;
- слънчогледови пелети – 153,64 лв./t при калоричност 4 161 kcal/kg.

Обосновка на техническо-икономическите данни и прогнозна информация за регулаторен период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г.

I. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ

При изготвяне на прогнозата по Справка № 1 в разходите 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 УПР 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.

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2020-30.06.2021 г. са определени, като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2019-30.06.2020 г. и отчетните за периода 01.01.2019-31.12.2019 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период 01.07.2020-30.06.2021 г.

1.1. Обосновка на разходите за амортизации

Дълготрайните активи (ДА) се амортизират съгласно прилаганата в

дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени, съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизации за новия регулаторен период са включени тези на въведените в експлоатация ДА до края на 2019 г., начислен върху ДА само за електрическа енергия представлява 838 хил. лв., а за топлинна енергия е разпределен на териториален принцип по направления „Производство“ – 261 хил. лв. и „Пренос“ – 53 хил. лв. Амортизацията, начислявана върху ДА общи за двата продукта, представляват 111 хил. лв.

1.2. Обосновка на разходите за ремонт

Разходите за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 600 хил. лв., в т. ч. 2 150 хил. лв. в направление „Производство“ и 450 хил. лв. в направление „Пренос“. От начислените към направление Производство разходи за ремонт – 1 970 хил. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 96 хил. лв. за топлинна енергия, а 84 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 и мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти са отнесени към инвестиции.

1.3. Обосновка на разходите за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях

Прогнозният разход за заплати и възнаграждения е съобразен с числеността на персонала, обслужващ дейностите „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и „Пренос на топлинна енергия“ и възнагражденията, определени на база подписаните трудови договори. Числеността на персонала в дружеството е оптимизирана до 162 души - работници и служители. Разходите, разделени по лицензионни дейности и съответните годишни разходи за работна заплата, са показани в табличен вид.

Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения и на начисленията, свързани с тях през новия ценови период спрямо същите за 2019 г. се дължи на 10 (десет) процентно увеличение на средствата за работна заплата, както и на това, че през 2019 г. е по-малък размерът на разходите за заплати с неотработени 1 933 работни дни в резултат на обезщетения по болест и майчинство, 20 дни платен отпуск за раждане на дете по чл. 163, ал. 8 от КТ, както и с 54 работни дни неплатен отпуск по чл. 160, ал. 2 от КТ. Отделно в рамките на 2019 г. отражение дава и движението на персонала - назначени и напуснали работници и служители.

Средствата за работна заплата и осигурителни вноски на персонала са посочени без да се предвиждат неотработени дни и неплатени отпуски.

Съгласно чл. 95 от раздел IX на действащия в дружеството КТД, работодателят се задължава да осигури средства за социални разходи в размер не по-малко от 10% от начислените средства за работна заплата. Средствата за социални разходи за 2019 г. са 3,43% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2019 – 30.06.2020 г. са предвидени 5,00%.

1.3. Обосновка на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията

Разходите, пряко свързани с дейността по лицензията за новия ценови период са определяни на база приблизително същите разходи през отчетната 2019 г. Общият им размер по отчет за 2019 г. е 891 хил. лв., а този за новия ценови период е 1 036 хил. лв. или увеличението е със 144 хил. лв. Заложеният по-голям размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията през периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. спрямо тези за 2019 г. се наблюдава при следните позиции:

- Горива за автотранспорт – завишената сума е съобразена с факта, че от месец юли 2019 г. е в движение новозакупен автомобил, съгласно договор за лизинг;
- Увеличеният размер на разходите за „Проверка на уреди“ се налага поради предстоящата последваща метрологична проверка на част от уредите за търговско

измерване, намиращи се, както при топлоизточника, така и тези в АС. Проверката на уредите ще бъде извършена преди началото на отоплителен сезон 2020/2021 г.;

- Разходите за „Абонаментно поддържане“ са завишени поради това, че през месец декември 2019 г. е подписан договор за медийно-информационно обслужване на дружеството под формата на съобщения, дописки, отразявания и интервюта.
- През 2020 г. дружеството продължава да води съдебни дела. Материалният интерес по заведените дела е голям, което обуславя и очаквания от нас по-голям размер на съдебните разходи за периода;
- Безплатна предпазна храна – Ръководството на дружеството има намерение за увеличение, както на заплатите, така и на средствата за безплатна предпазна храна;
- Разходите за такса събрано инкасо са прогнозирани в размер на 120 хил. лв., като размерът им се формира от възнагражденията на изпълнителите по сключените договори за събиране на вземания като: ТП „Български пощи“, „Ипей“ АД, „Изипей“ АД, „Транскарт“ ЕАД и „Ер Ен Трейдинг“ ЕООД, както и комисионните, събирани от банките върху постъпленията от клиенти по микро-сметката и чрез ПОС-терминалните устройства. Предвидената по-голяма сума е свързана с очакванията за увеличаване на събираемостта;
- Поради ниските цени, утвърдени от КЕВР за отчетната 2019 г., и в следствие от това занижен входящ паричен поток в дружеството, част от планираните разходи не бяха извършени. Увеличените в прогнозата разходи за работно облекло и предпазни средства по охрана на труда гарантират нормалното функциониране на дружеството.

1.4. Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител

През новият ценови период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. не са планирани приходи от присъединяване и от топлоносител, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти, както и за ползване на топлоносител.

През 2019 г. не са реализирани приходи от описаните по-горе дейности. Посочените приходи от услуги в размер на 1 хил. лв. са от промяна на партиди и съгласуване и заверка на скици.

1.5. Обосновка на променливите разходи

1.5.1. Обосновка на разходите за горива

Разходите за горива в енергийната и водогрейна части, посочени в променливите разходи, са определени при цена на природния газ 489,51 лв./кпм³ в съответствие с показателите по Справки № 4 „ТИП-Производство“ от ценовия модел и Приложение № 5 от интернет страницата на КЕВР.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2020-06.2021 г. е приет в размер на 94,24 g/kWh_e при отчетна стойност на показателя 97,43 g/kWh_e за 2019 г., т. е. с 3,00% по-нисък.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство е приет в размер на 200,37 kg/MWh_{th} при отчетна стойност на показателя 197,23 kg/MWh_{th} за 2019 г., т. е. с 2,0% е завишен.

Тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано, с обща ефективност 81,2% и икономия на гориво в размер на 21,4%, определени на база произведени количества топлинна и електрическа енергия.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от разделно производство за регулаторния период 07.2020-06.2021 г. е приет в размер на 144,19 kg/MWh_{th} при отчетна стойност на показателя 142,25 kg/MWh_{th} за 2019 г., т. е. с 1,43% по-висок.

1.5.2. Обосновка на разходите за вода

Разходите за вода се формират от три компонента – разходи за вода за подпитка, разходи за вода за технологични нужди и разходи за вода за битови нужди.

Разходът за вода за подпитка в натурално изражение за регулаторния период е приет в размер на 7,52 м³/h при разход за 2019 г. 8,7 м³/h. За подпитка на топлопреносната мрежа се използва химически обработена сондажна вода, за която на ВиК Бургас се заплаща само цена за канал в размер на 0,503 лв./м³ и такса за правото за

водоползване на сондажна вода 0,07 лв./m³.

За технологични нужди се използва питейна вода и вода от сондажните кладенци в съотношение, съответно 56% към 44%, което формира средна цена на водата за технологични нужди 2,17 лв./m³, при цена на питейната вода от ВиК Бургас 2,765 лв./m³ към момента. Цената на сондажната вода, използвана за технологични нужди, се формира от цените на ВиК Бургас за канал – 0,503 лв./m³, пречистване 0,847 лв./m³ и такса за правото за водоползване на сондажна вода 0,07 лв./m³, т. е. обща цена 1,42 лв./m³.

За битови нужди се използва питейна вода от ВиК Бургас при цена 2,765 лв./m³ към момента.

Общият разход за вода за регулаторния период 01.07.2020-30.06.2021 г. е в размер на 101 хил. лв.

1.5.3. Представени са обосновки на разходите за закупена електрическа енергия, за консумативи, за солена разтвор, за масло и др.

1.5.4. Обосновка на разходите за емисии парникови газове (CO₂)

За периода 01.07.2020 - 30.06.2021 г. предстоящите на закупуване емисии CO₂ за производството на електрическа и топлинна енергия трябва да се определят като от верифицираните количества да бъдат приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта, топлоенергия и електроенергия съответно по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО, (изменена с Директива 2009/29ЕО).

През 2021 г. до 28 февруари компетентните органи ще издават квоти за първата година от Фаза 4 на ЕСТЕ (2021-2030). Валидността на тези „нови“ квоти, обаче ще бъде за периода от 2021 г. и те няма да могат да се използват за изпълнение на задълженията на операторите за предходната 2020 г. (да се заемат). Това означава, че при предаването на съответните количества квоти в Националния регистър до 30 април 2021 г. за изпълнение на задълженията на операторите за 2020 г. цялото генерирано количество квоти трябва да бъде закупено от оператора. или ако има налични такива да се използват само „стари“ квоти, издавани през периода 2013 – 2020 г.

Т.е. количеството безплатни квоти за топлинна енергия по чл. 10а от Директивата, които трябва да бъдат включени в разчети за следващия регулаторен период, е равно на 0.

За „Топлофикация – Бургас“ ЕАД за 2020 г. не са предвидени безплатни квоти за електрическа енергия, съответно за следващия регулаторен период количеството безплатни квоти за електрическа енергия по чл. 10в от Директивата е равно на 0.

Прогнозното количество емисии парникови газове за ценовия период 01.07.2020 – 30.06.2021 г. в размер 74 239 t CO₂ е изчислено, съгласно изискванията, по утвърдения формуляр за докладване на годишни емисии на ИАОС.

Прогнозната цена на емисии CO₂ е 25 евро/t и общите разходи за емисии парникови газове за регулаторен период 01.07.2020 г.- 30.06.2021 г. са на обща стойност 3 630 хил. лв.

II. СПРАВКА № 2 - РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ

Справка № 2 е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2019 г. 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 31.12.2019 г.

Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти.

Общата призната стойност на ДА за ценообразуването е разделена на призната стойност за производство на топлинна и електрическа енергия, и призната стойност за пренос на топлинна енергия. 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.

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 290 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия“ в размер на 4 072 хил. лв. е разпределена пропорционално на база нетните (балансовите) стойности на дълготрайните активи, обслужващи производството на двата продукта, посочени в Справка № 2 „РБА“.

III. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРАЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Стойността на собствения капитал в Справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2019 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 средно претеглената му норма на възвращаемост са определени в съответствие с задълженията по кредити и техните лихвени ставки.

IV. СПРАВКА № 4 – ТИП-ПРОИЗВОДСТВО

В тази част на обосновката е аргументирано общото количество топлинна енергия за производство и неговото разпределение по производствени съоръжения (ИКПТЕЕ и водогрейна част), а също така количеството електрическа енергия, произведена от ИКПТЕЕ.

Общото количество топлинна енергия за производство е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 191 970 MWh_{th} и топлинната енергия за собствени нужди в размер на 3 704 MWh_{th}.

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2015 г. с отчитане на текущото състояние на съоръженията и външните метеорологични условия.

Количеството електрическа енергия, произведено от ИКПТЕЕ, е определено в зависимост от общото количество наработени мото-часове и средния електрически товар на един двигател. Общият брой работни часове за новия регулаторен период на цялата инсталация възлиза на 50 282 мото-часа. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител.

През новия регулаторен период от 01.07.2020 г. количеството произведена електрическа енергия е в размер на 114 379 MWh_e.

Продаденото количество електрическа енергия 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. Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период възлиза на 108 351 MWh_e.

Произведената топлинна енергия от ИКПТЕЕ е в размер на 121 578 MWh_{th}.

Количеството топлинна енергия, произведена от водогрейната част е разликата от общото количество произведена топлинна енергия в размер на 195 674 MWh_{th} и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 121 578 MWh_{th}. Това количество възлиза на 74 096 MWh_{th}.

V. СПРАВКА № 5 – ТИП-ПРЕНОС

През новия ценови период количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 139 528 MWh, които включват топлинна енергия за отопление – 61 529 MWh и топлоенергия за битово-горещо водоснабдяване – 77 999 MWh.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях е определено на база статистическите данни от 2014 г., с отчитане на текущото състояние на

топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия и е в размер на 44 005 MWh_{th}.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС е определено на база статистическите данни по години от 2015 г. и Методиката за изчисление на технологичните загуби в абонатните станции – разработка на ТУ – София. Приетата стойност на показателя е 4 452 MWh_{th}.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната теплопреносна мрежа за периода 01.07.2020 - 30.06.2021 г., в размер на 3 985 MWh_{th} е определено при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 7,52 m³/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 72,73 °C и 48,31 °C.

Общото прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи за периода 01.07.2020-30.06.2021 г. е в размер на 52 442 MWh_{th}.

Отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 191 970 MWh.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Прогнозните количества реализирана електрическа енергия са завишени с 1,93% спрямо отчетните за ценовия период.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са занижени с 11,91% спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са намалени с 3,71% спрямо отчетните за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 16,28% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), в резултат на увеличените разходите за заплати и възнаграждения с 29,31% и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 24,97%. Дружеството прогнозира през новият регулаторен период запазване на разходите за инвестиции.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация - Бургас“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е -1,66% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетената отрицателна стойност на НВск, спрямо утвърдената се дължи на намаленото производство и продажби при извършени разходи от дружеството близки до утвърдените.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е 6,53%, реализирана вследствие на по-ниските променливи разходи, независимо ръста на условно-постоянните разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 2 250 хил. лв. на 540 хил. лв. или с 1 710 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., завишена допълнително с 50%, поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2019 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 470 хил. лв.;
- изпълнени ремонти за 2019 г. – 361 хил. лв., съгласно представените данни и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;
- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 538 хил. лв. на

3 008 хил. лв. или с 530 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 911 хил. лв. на 687 хил. лв. или с 224 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за външни услуги, като част от променливите разходи, са коригирани от 2 324 хил. лв. на 1 373 хил. лв. или с 951 хил. лв., до нивото на отчетените през 2019 г., завишени с 4,10% в съответствие с увеличението на количествата произведена енергия през новия ценови период със същия процент;

- разходите за емисии CO₂ са коригирани от 3 630 хил. лв. на 3 193 хил. лв. или с 437 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 74 239 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 1.07.2020 г. - 30.06.2021 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:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газбол	пелети, слама, дърв.чипс	биомаса	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,4829	77,4000	74,1000	112,0000	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm ³)	34,2870	40,0000	41,9860	15,6000	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	100%	

Емитирани CO₂ – 74 239 t

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: 39 025 knm³

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 74 239 t X 43,01 лв./t = 3 193 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 № 3 „НВК“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,11% на 3,24%, в съответствие с глава втора, раздел III, т. 41 от Указания-НВ и т. 3 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените- Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,22 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа- 5,22+17,33 =22,55 лв./knm³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност

С писмо с вх. № Е-14-13-10 от 04.06.2020 г. „Топлофикация-Бургас“ ЕАД е представило възражение във връзка с направени корекции по Доклада:

1. Дружеството възражава срещу извършени корекции на **разходите за ремонт**, които от 2 250 хил. лв. са намалени до отчетените за 2019 г. в размер на 540 хил. лв. Аргументира се с извършването на междинни ремонти на 10 000 работни часа на ГБД № 1, 2 и 3 и на 20 000 h на ГБД № 4, 5 и 6, планови обслужвания на водогрейни котли, планови ремонтни дейности по топлопреносната мрежа, които ще целят намаляване на разхода на добавъчна вода, както и рехабилитация АС и на топлопроводите и подмяна на топлоизолацията с цел оптимизиране на топлинните загуби от излъчване.

2. По отношение на **разходите за заплати и възнаграждения** дружеството възражава за направената корекция от 3 538 хил. лв. на 3 008 хил. лв. или с 530 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2019 г., вследствие с увеличеното текучество на персонала поради ниския размер на работните заплати. Заложено е увеличение с цел доближаване до средната работна заплата за сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“, съгласно данни на НСИ.

3. Твърди, че неправилно са коригирани **разходите за осигурителни вноски и социални разходи** от 911 хил. лв. на 687 хил. лв. или с 224 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2019 г., тъй като са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за новия ценови период.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт се приема частично. Във връзка с извършването на междинни ремонти на 10 000 работни часа на ГБД № 1, 2 и 3 и на 20 000 h на ГБД № 4, 5 и 6 са включени допълнително 100 хил. лв. по експертна оценка към коригираната стойност от 540 хил. лв.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за осигурителни вноски и социални разходи се приема частично. При свързаните с разходите за заплати и възнаграждения осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения, начислявани в дружеството. Социалните разходи са запазени на нивото на отчетените през отчетния ценови период.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Бургас“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 166,18 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 166,18 лв./MWh
 - премия по чл. 33а от ЗЕ – 76,75 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 71,06 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
 - Необходими годишни приходи – 27 919 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 27 094 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 987 хил. лв. и променливи – 20 107 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 16 160 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,11%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 108 351 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 139 528 MWh

5. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-53-4 от 02.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия и на цена на топлинна енергия, произведени по комбиниран начин, на хартиен носител и електронен носител. Към заявлението е приложена прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР, с изключение на отчетна информация за 2019 г. с приложени справки по ЕССО.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 87,79 лв./MWh;
2. Цена на електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин – 169,16 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на топлинна и електрическа енергия са изчислени при цена на природен газ 299,44 лв./kNm³ (без акциз, пренос, достъп и ДДС).

Към заявлението е представена следната обосновка относно технико-икономическите и финансови прогнози за новия ценови период от 01.07.2020 г.:

➤ *Обща норма на възвращаемост на капитала 4,84%, получена при норма на възвращаемост на собствения капитал, заложена в моделите за ценообразуване в размер на*

7%, определена от Комисията с ценово решение № Ц – 18 от 01.07.2019 г.;

➤ *Регулаторна база на активите – изчислена в съответствие с чл. 9, ал 1 от НРЦТЕ.*

➤ *Планирани продажби на топлинна енергия в размер на 67 979 MWh. Планирано е увеличение от 12,2% спрямо отчета за 2019 г. на база нормални средногодишни външни температури за региона на гр. Варна през следващия ценови период и ново присъединени консуматори;*

➤ *Размер на технологичните разходи в производство и пренос - 23 857 MWh или 26% (планиран е спад от 1,4% спрямо базисната 2019 г., поради очаквано повишение количеството на продажбите).*

➤ *Планирани продажби на електрическата енергия - 65 029 MWh от високоефективно комбинирано производство (увеличение от 1% спрямо базисната 2019 г., в резултат на повишената разполагаемост на ко-генераторите).*

➤ *Цена на природния газ в размер на 26,21 лв./MWh (без ДДС и акциз), съгласно Доклад на КЕВР, относно изменение на цените на енергията, произведена от централи с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия във връзка с изменение на цените на природния газ от 01.04.2020 г.*

➤ *Цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД и съобразно производствена програма на дружеството.*

➤ *Калкулирани са разходи в размер на 300 хил. лв. за акциз на природния газ.*

➤ *Оборотен капитал – необходимият оперативен оборотен капитал на дружеството е калкулиран като 1/8 от паричните годишни оперативни разходи за дейността за ценови период 01.07.2020 – 30.06.2021 г. Необходимият оборотен капитал е разпределен между производство, в т.ч. комбинирано и разделно и пренос, на база съответната част на регулаторната база на активите.*

➤ *Разходите за новия ценови период са определени на база действащите организационна структура, политиката за управление на човешките ресурси и средствата за работни заплати и възнаграждения.*

Разходите за са увеличени с 10,26% (145 хил. лв.) спрямо базисната 2019 г., а тези за осигурителни вноски и социални разходи се увеличават с 44 хил. лв. (10,62%).

Повишаването в двата разхода е резултат от увеличеният щат на дружеството от 58 човека средно-списъчен персонал през отчетната 2019 г. до 65 човека за бъдещия ценови период, което изисква съответното увеличение на фонд работна заплата и

съответните социални разходи и осигуровки. Към 31.03.2020 г. на щат в дружеството са назначени 63 човека.

➤ Разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, са планирани на база отчетени през 2019 г. разходи, индексирани с инфлация от 2,1%, съобразена с груповите инструкции на „Веолия груп“. Намалението, което предвижда дружеството е в размер на 225 хил. лв.

➤ Разходи за емисии парникови газове (CO₂) в бъдещия период възлизат на 1 732 хил. лв., получени като произведение на общото количество 35 417 t CO₂ и цена 25 евро/t. Разходът е по-голям от базовата година, заради увеличената консумация на природен газ и липсата на безплатни квоти.

➤ Разходите за ремонт и поддръжка през регулаторен период 2020/2021 г. са определени на база запазване на оптималната работа и изправното състояние на всички съоръжения, участващи в процесите на производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия и възлизат на 931 хил. лв. Разходите за ремонт и поддръжка за текущия регулаторен период 2019/2020 г. възлизат на 940 хил. лв., а тези за отчетната 2019 г. на 912 хил. лв., като увеличението на разходите спрямо отчетната 2019 г. се дължи на по-високите разходи за ремонт и поддръжка на основната и второстепенната топлопроводни мрежи. Предвидените в следващия регулаторен период по-високи разходи за ремонт и поддръжка се дължат на необходимостта от извършване на превантивна поддръжка на абонатни станции.

С писмо с вх. № Е-14-51-3 от 04.05.2020 г. дружеството е представило изисканата с писмо изх. № Е-14-00-6 от 27.04.2019 г. информация.

„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е декларирало, че няма приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения. Дружеството не разполага със щатен юрист, поради което има сключен договор за процесуално представителство с адвокатско дружество.

Адвокатските хонорари се заплащат на изпълнителя на база издадени от него фактури. Заплатените адвокатски хонорари, въз основа на съдебните решения, се осчетоводяват в увеличение на вземанията от длъжниците. При погасяване на вземанията се закриват разчетите, без да се формира приход за „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД.

Разходите за адвокатски хонорари по непогасени присъдени вземания остават за сметка на дружеството.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 0,93% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 14,01% по-ниска продажба на топлинна енергия с гореща вода спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени с 4,41% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР със 7,99% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), основно от намалените разходи за ремонт с 41,85%.

Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 24,93%.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е 0,29% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е вследствие на увеличените условно-постоянни разходи, независимо намалените променливи разходи, които са в резултат на намаленото производство.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е -1,38%, което се дължи на завишените условно-постоянни разходи

спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството, т.е. и за нерегулираната дейност.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 1 389 хил. лв. на 1 376 хил. лв. или с 13 хил. лв., 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 от 676 хил. лв. на 464 хил. лв. или с 212 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 556 хил. лв. на 1 412 хил. лв. или със 144 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 458 хил. лв. на 414 хил. лв. или с 44 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за обучение са коригирани от 50 хил. лв. на 12 хил. лв. или с 38 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите, допълнително дописани от дружеството в раздел „разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, а именно:

- Мениджърски и консултантски - 121 хил. лв.;
- Човешки ресурси - 117 хил. лв.;
- Правни и корпоративни въпроси - 107 хил. лв.

не са включени в разходната част поради липса на подробна и аргументирана обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност, в контекста на недопускане на дублиращи се разходи в цените.

- разходите за емисии CO₂ са коригирани от 1 732 хил. лв. на 1 523 хил. лв. или с 209 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер от 35 417 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

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

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

- разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран със 150 knm³ до достигане на стойността на общата енергийна ефективност в рамките на отчетените стойности през 2019 г., в съответствие с т. 5 от общия подход;

- количествата емисии CO₂ за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива, съгласно т. 13 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените- Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,80 лв./MWh;

3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа – $5,19+17,03 = 22,26$ лв./ km^3 , изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

- На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газъл	пропан-бутан	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO_2/TJ	55,4829	77,4000	74,1000	63,1000	
2. Долна топлина на изгаряне:	$\text{GJ/t}(1000\text{nm}^3)$	34,2870	40,0000	41,9860	46,0000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	

Прогнозни емисии CO_2 – 35 417 t

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: 20 097,57 km^3

Прогнозна цена на закупени емисии CO_2 – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO_2 : 35 417 t X 43,01 лв./t = 1 523 хил. лв.

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

След проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-53-7 от 05.06.2020 г. „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД е представило следното становище по Доклада:

1. Разходи за амортизации - Дружеството не е съгласно с корекцията на разходите за амортизации в производството в размер на 13 хил. лв., както и в преноса на топлинна енергия в размер на 212 хил. лв., като счита, че този подход за приемане на осреднен полезен живот на всички активи в производството и в преноса, без преценка на активите по групи и съобразяване на техния технически и икономически живот, е икономически необоснован и противоречи на материалния закон.

2. Разходите за заплати и за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани до нивото на отчетената стойност през 2019 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход. Дружеството счита, че не са отчетени предоставените данни, касаещи планираното увеличение на щата от 58 човека средносписъчен персонал през отчетената 2019 г. до 65 човека средносписъчен персонал за бъдещия ценови период, нивото на средната месечна заплата, квалификацията на наетия персонал и др. Назначаването на тези кадри е необходимо на дружеството за нормалната експлоатация и поддръжка на енергийните обекти и съоръжения с оглед изпълнение на условията по издадените лицензии. Също така размерът на заплатите на персонала е съобразен с квалификацията на наетия персонал и тенденцията за нарастване на доходите на заетите в страната. В дружеството 40 човека от наетия персонал са с висше образование, което предполага по-високо трудово възнаграждение, съответстващо на придобитата квалификация. Дружеството счита, че заявените прогнозни разходи за персонал за новия ценови период осигуряват баланс между финансовото състояние на дружеството и размера на разходите за възнаграждения на необходимия персонал.

3. Разходите за обучение са намалени от 50 хил. лв. на 12 хил. лв. или с 38 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2019 г. Дружеството смята, че корекцията е необоснована и не е без значение факта, че през м. февруари (в рамките на текущата

ценова година) е извършено обучение на оперативния персонал на стойност 35 314, 80 лв. от фирмата-производител на инсталираните когенератори - Jenbacher. Според условията по издадените лицензии, изпълнението на дейностите по производство и пренос на топлинна енергия следва да се извършва от квалифициран и добре обучен персонал. Професионалното обучение, повишаването на квалификацията, преквалификацията и др. на наетия персонал се изисква и от действащите правила за техническата експлоатация на централите за производство на електрическа и/или топлинна енергия и топлопреносните мрежи и за безопасност и здраве, с оглед правилната и ефективна експлоатация, поддръжка и ремонт на съоръженията и за предотвратяване на аварии и инциденти по тях. Дружеството провежда периодична проверка на знанията, както практически занятия и изпити по Правилниците за безопасност и здраве, Наредба № 9 от 9 юни 2004 г. за техническата експлоатация на електрически централи и мрежи и др., част от които се провеждат от външни експерти. Посочва се, че прогнозираните разходи за обучение са съобразени с посочените изисквания на действащото законодателство и необходимостта от обучение на персонала на дружеството, зает в осъществяване на лицензионните дейности.

4. *Разходи, пряко свързани с регулираните дейности* - „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД счита, че корекцията на тези разходи в частта: мениджърски и консултантски, човешки ресурси и правни и корпоративни въпроси в разходната част с мотив, че липсва подробна и аргументирана обосновка за необходимостта от тях и обосновка на конкретната стойност, в контекста на недопускане на дублиращи се разходи в цените е неприемлива. Дружеството смята, че изводът на Комисията не се подкрепя от представените със заявлението обосновки, данни и документи за свързаните с тях разходи, тъй като е представило подробен и задълбочен анализ и обосновка на предвижданите вътрешно-групови разходи и всяка една от посочените услуги е необходима и свързана с основните дейности на дружеството по производството и преноса на топлинна енергия. Това са услуги, които не се извършват от лица по трудов договор и са изнесена дейност на дружеството, поради което не е налице дублиране на разходи в цените, като например:

- Услуги, свързани с подбор на персонала и всички въпроси, свързани с кадровата обеспеченост на дружеството, повишаване на квалификацията на човешките ресурси и др.

- Услуги за правното обслужване на дружеството по всички въпроси, свързани с лицензионните дейности, вкл. изготвяне на вътрешни правилници, заповеди, инструкции, процесуално представителство, и др.

- Разходите за мениджърски и консултантски услуги включват всички компоненти на договорното възнаграждение на управленските кадри на дружеството и осигурителни вноски и свързани с тях разходи (които кадри не са на трудов договор, а на договори за управление), както и разходи за предоставяне на персонал.

5. *Разходите за емисии парникови газове* са коригирани от 1 732 хил. лв. на 1 523 хил. лв. или с 209 хил. лв., като необходимите количества на дружеството през новия ценови период са в размер на 35 417 t. Икономически обосноваването на емисиите за периода е определена в размер на 22 евро/t. Дружеството смята, че в Доклада липсва обосновка относно начина на определяне на посочената икономически обосноваването на емисии от 22 евро/t и използваните за това данни, както и че в Писмото е указано изчисленията да се извършват при прогнозна цена на тон емисии 25 евро/t. Дружеството възражава, че количествата емисии за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива, които са определени след корекция в справка № 4.

6. *Допълнителни корекции в разходите* - Дружеството счита, че липсва информация за допълнително коригираните условно-постоянни разходи в размер на 202 хил. лв., поради което не става ясно кои са тези разходи и по какви причини са коригирани.

7. *Справка № 4 „ТИП производство“* - Според дружеството извършените по тази справка корекции са необосновани, тъй като не става ясно при какви данни е извършена корекцията на разхода на природен газ в комбинираната част на централата със

150 kpm³ (което рефлектира и върху количествата емисии за производство на електрическа енергия), както и за постигнатата през 2019 г. обща енергийна ефективност.

8. *Норма на възвръщаемост на собствения капитал* - Дружеството не е съгласно с определената норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 5,02% и счита, че при нейното определяне са нарушени разпоредбите на чл. 15, ал. 4 от НРЦЕЕ (чл. 10, ал. 4 от НРЦТЕ), съгласно който *„Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на предприятието, финансова история на предприятието, на основата на статистически данни за пазарните величини и/или официално публикувана прогнозна информация“*. Също така за определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал е използван *„Ценообразуващ модел на капиталови активи“* (Capital Pricing _Model-CAPM) $H_{Bck} = \text{Безрискова премия} + \text{бета коефициент на активите} * \text{Пазарна рискова премия}$. Дружеството смята, че липсва обосновка относно прилагане на посочения модел по отношение на дружествата от сектор „Топлоенергетика“, както и на конкретно използваните параметри за изчисляване на стойността на собствения капитал. Посоченият в Доклада коефициент - 0,58 (безлостов бета коефициент на активите), съгласно цитирания от дружеството източник, касае стойността на коефициента β за сектор енергетика (Power), а същността на коефициента β е да отразява риска на собствения капитал/акциите, свързан с конкретното предприятие или конкретен пазарен сектор, какъвто в случая е сектора „Топлоенергетика“, а не целия енергиен сектор.

Дружеството счита, че така използваният модел не отчита всички фактори, изброени в горесцитираните нормативни разпоредби, а именно: *специфичен риск на предприятието*. Топлофикационните дружества в България са сравнително малки по размер, респ. по обороти, предвид демографските характеристики на страната, потреблението на топлинна енергия не е стабилно и има отлив на клиенти, което води до извода, че те са по-рискови от другите енергийни компании в страната. Поради тази причина, при определянето на стойността на собствения капитал би следвало да се отчитат и размера и специфичния риск на предприятието. С оглед на горното, определената норма на възвръщаемост на собствения капитал от 5,02% няма да стимулира развитието на инвестиции в дружеството и не може да защити неговата възвръщаемост. Подобна норма на възвръщаемост не е в съответствие с правилото по чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

9. *Разходи за достъп до електропреносната /електроразпределителните мрежи*. Дружеството не е съгласно с невключване на тези разходи, които ще трябва да заплати през новия ценови период. То счита, че този разход е присъщ за дейността по лицензията за производство на електрическа и топлинна енергия и съгласно чл. 31, т. 2 от ЗЕ трябва да бъде отчетен при определяне на цените на дружеството.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за амортизации не се приема. Възприетият от Комисията подход с отчитане на осреднен полезен живот на всички активи в производството и в преноса, без детайлизиране на активите по групи и отчитане на техния технически и икономически живот поставя всички дружества в равнопоставено положение относно включването на този разход в цените. Детайлизирането на отделните активи и стремежът на регулатора да фиксира техническия им живот ще провокира дискусии и спорове с представяне на субективни аргументи на отделните страни. НРЦТЕ и НРЦЕЕ не съдържат изисквания относно начина на групиране на активите при определяне на амортизационните квоти, поради което активите са групирани съобразно регулираните дейности, за които на дружествата се утвърждават цени, а именно – активи в производството и активи в преноса.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично.

Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения начислявани в дружеството. Социалните разходи са запазени на нивото на отчетените през отчетния ценови период.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за обучение не се приема. Извършеното обучение през месец февруари 2020 г. е извършен разход в рамките на регулаторната рамка за изминалия ценови период. За новия ценови период стойността на този разход е приет за не по-висок от отчетения през базисната година.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на намалените разходи, пряко свързани с регулираните дейности се приема частично. Приети са аргументите на дружеството относно услугите за правното обслужване на дружеството по всички въпроси, свързани с лицензионните дейности, вкл. изготвяне на вътрешни правилници, заповеди, инструкции, процесуално представителство, и др.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии не се приема. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO₂ квоти за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер **22 евро/t CO₂**, която към момента на изготвяне на цените е актуалната цена. Следва да се има предвид, че с последните именения в НРЦТЕ и НРЦЕЕ е регламентирана възможност за корекция на необходимите приходи за следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за квоти за въглеродни емисии.

6. Възражението на дружеството относно допълнителната корекция в УПР не се приема. Всички направени корекции са описани по позиции с оглед анализ на тяхната необходимост за извършване на лицензионната дейност.

7. Възражението на дружеството относно корекциите в справка № 4 „ТИП в производството“ на количеството на природния газ не се приема. С оглед недопускане на режими на производство по-неефективни от вече отчетените такива през базисната година, разходът на природен газ в комбинираната част на централата е коригиран със 150 km³ до достигане на стойността на общата енергийна ефективност в рамките на отчетените стойности през 2019 г., в съответствие с т. 5 от общия подход.

8. По отношение на намалението на нормата на възвращаемост на собствения капитал, възражението на дружеството не се приема. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е намалена на 5% за всички дружества при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, както и специфичните условия на работа на топлофикационните дружества и ценовата еластичност на търсенето на предлаганите услуги. За определяне нормата на възвръщаемост, Комисията е отчела финансовите и икономически условия в страната, безрисковата доходност, специфичния риск на дружествата от сектора, както и сравнения с други с подобен риск, достъп до финансиране, алтернативна цена на капитала и специфичните условия на регулиране на дружествата. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Съображенията са изложени в т. 3 от общия подход.

9. Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи не се приема, тъй като съгласно чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ, както и чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от Комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 172,43 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 172,43 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 83,00 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,16 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 16 934 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 15 787 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 174 хил. лв. и променливи – 9 613 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 29 549 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,88%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 029 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 67 979 MWh

6. „Топлофикация – Враца“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-06-3 от 01.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа енергия и топлинна енергия с гореща вода, произведени по високоефективен комбиниран начин. Към заявлението дружеството е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не е приложена информацията по т. I. 2, I. 9, I.12, II.8 и справки по ЕССО за 2019 г.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на електрическа енергия – 228,15 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 110,52 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени при цена на природен газ 490,41 лв./kNm³ (без акциз и ДДС).

Обосновката на дружеството на ценообразуващите елементи за новия ценови период от 01.07.2020 г. е следната:

I. Условно-постоянни разходи

Прогнозата на условно-постоянните разходи за новия регулаторен период е изготвена на база отчетни данни към 31.12.2019 г. и очакваните промени по видове разходи за прогнозния период, както следва:

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 се очаква общият размер на разходите за амортизации да се увеличат в резултат на новопридобити дълготрайни активи през 2019 г., както и от извършен основен ремонт на газов двигател Jenbacher, при който е бил подменен целият двигател и със стойността на ремонта е увеличена стойността на актива.

2. Разходите за ремонт са прогнозираны на база изготвената и утвърдена ремонтна програма за ценовия период в дружеството. Увеличението спрямо отчета за предходната година се дължи на следните фактори:

а. Ремонтите на газовия двигател в ОЦ „Младост“ съгласно предписанието на производителя са наложителни и не може да бъдат пропуснати, защото трябва да се гарантира надеждната работа на съоръжението, като това е отразено в ремонтната програма (Приложение 1). За целта е открита процедура по реда на ЗОП.

б. Предстоящият ремонт на газовите двигатели в ТЕЦ „Градска“ на когенератор 1 и когенератор 2, съгласно предписанието на производителя, ще гарантира безаварийна работа през следващия ценови период и необходимата топлинна енергия за топлопреносната система. Стойността на резервните части е посочена в приложената

ремонтна програма. Самите ремонти ще бъдат извършени със собствени сили и средства. Сключени са рамкови споразумения за доставка на резервни части – Приложение 2.

с. Предстоят основни ремонти на турбокомпресорите, които са сериозно амортизирани и състоянието им се отразява на енергийната ефективност на инсталациите за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Предстои сключване на договор за техническото обслужване и аварийни ремонти на база проведена процедура по реда на ЗОП – Приложение 3.

d. Подмяна на части от топлопреносната мрежа с констатирана висока аварийност. Подмяната ще бъде извършена със собствени сили.

3. Разходите за персонала и съответните плащания за осигуровки са прогнозирани на база достигнати разходи през 2019 г., увеличени с разходите във връзка с промяната на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. и свързаните с това увеличение на допълнителните плащания на база договорени основни заплати. Предвидено е и увеличение на фонда във връзка с промяна в числеността на персонала с цел попълване на незаемите работни места по звената за окомплектоване на сменния персонал, поради доста напуснали и затруднения при намиране на персонал с необходимата ни квалификация.

4. Разходите, пряко свързани с регулираните дейности за новия ценови период, са в размер на достигнатите по отчет за 2019 г.. В структурата на разходите има и някои минимални увеличения който са наложени по обективни причини. По видове са, както следва:

➤ Разходите за гориво за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали, материали за текущо поддържане за новия ценови период са запазени на нивото на 2019 г.

➤ Разходите за застраховки са в на база действително сключени застрахователни полици, които са със действие през ценовия период, започващ от 01.07.2020 г. Разходите спрямо предходната година са с 47 хил. лв. по-малко, поради сключена през 2019 г. допълнителна застраховка финансов риск във връзка с задължение към „Булгаргаз“ ЕАД;

➤ Пощенските разходи, разходите за противопожарна и въоръжена охрана, експертни, наеми, експертни и одиторски услуги, вода, осветление и отопление, безплатна предпазна храна по Наредба 11, охрана на труда, командировки, разходи за публикации се запазват на нивата от 2019 г.

➤ Разходи за абонаментно поддържане и разходите за проверка на уреди са увеличени спрямо отчета за 2019 г. с 30 хил. лв., поради предстоящата задължителна метрологична проверка на търговските уреди за измерване на топлинна енергия /топломери, водомери и др./ през 2020 г.

➤ Съдебните разходи са с увеличение от 4 хил. лв. във връзка с предстоящи съдебни дела с големи длъжници на дружеството като – МБАЛ „Хр. Ботев“, ДКЦ „Враца“ и др.

➤ 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. Тук са включени и разходите по отчета на уредите за дялово разпределение от фирмите, които се явяват като подизпълнители на „Топлофикация-Враца“ ЕАД. Тези разходи се запазват в размер на достигнатите през 2019 г. разходи.

➤ В условно – постоянните разходи са включени и разходи за резервиране на капацитет за природен газ в размер на 198 хил. лв.. Разходът се налага от задължението на дружеството да осигури и поддържа минимален стандарт на доставка, който трябва да осигури природен газ с цел гарантиране на доставките към клиентите за най-малко 30 дни, съгласно Плана за действие при извънредни ситуации. В тази връзка, както и поради факта, че от 01.02.2020 г. е подадено тримесечно предизвестие за прекратяване на договора с Обществения доставчик – „Булгаргаз“ ЕАД, който е имал задължението да резервира и осигури капацитетни продукти за всичките си клиенти, се налага след прекратяване на договора „Топлофикация-Враца“ ЕАД да се ангажира с осигуряване на

необходимите резерви. За целта дружеството има сключен договор за резервиране на необходимите количества капацитетни продукти – природен газ, с ПГХ Чирен. Включените разходи са разходите по съхранение на резервираните количества природен газ.

II. Променливи разходи

1. Разходите за гориво за прогнозния период 2020 г./2021 г. са изчислени на база количество гориво и утвърдената от 01.01.2020 г. цена на природния газ, увеличена с добавката за капацитет в размер на 46,18 лв./MWh при коефициент на преобразуване 10,62 kWh/m³ или – 490,41 лв/knm³, без ДДС.

2. Разходите за енергия, вода и консумативи са на нивата, достигнати по отчет за 2019 г. и 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. 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 минимално увеличение в размер на 10 хил. лв., свързано с предвидения режим на работа, предстоящите основни ремонти на съоръженията и преносната мрежа.

3. В „разходи за външни услуги“ са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2019 г. е заложено увеличение в размер на 71 хил. лв., във връзка с приетата такса за достъп до разпределителната мрежа, в сила от 01.07.2019 г., тъй като в разходите по отчет за 2019 г. те са само за периода м. юли до м. декември. Същото е съобразено с очаквания обем и режим на работа на съоръженията при производството на електрическа енергия.

III. Регулаторна база на активите

Стойността на дълготрайните активи и размерът на амортизациите в Приложение №2 – РБА са съгласно данните по счетоводния баланс на „Топлофикация-Враца“ ЕАД към 31.12.2019 г.

Размерът на финансиранятия за дълготрайни активи са съгласно изготвения Баланс към 31.12.2019 г.

Размерът на оборотния капитал е определен в съответствие с Раздел II на Указания-НВ и данните от баланса на дружеството за 2019 г.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за предходния ценови период с 2,79% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и с 5,36% по-ниска продажба на топлинна енергия с гореща вода спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 0,31% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 16,45% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), вследствие на намалените разходи за ремонт с 51,00% и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 23,37%. Дружеството не предвижда инвестиционни разходи през следващия регулаторен период.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация - Враца“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е -6,42% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният отрицателен размер на НВск, спрямо утвърдената се дължи на намалените продажби на електрическа и

топлинната енергия при отчетено незначително намаление на променливите разходи поради закупени по-големи количества емисии парникови газове CO₂ от утвърдените.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е 3,89%, като резултат от по-ниските променливи разходи, вследствие на намалените продажби, независимо ръста на условно-постоянните разходи, спрямо утвърдените.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 949 хил. лв. на 773 хил. лв. или със 176 хил. лв., 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 от 190 хил. лв. на 83 хил. лв. или със 107 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 1 100 хил. лв. на 821 хил. лв. или с 279 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 2 221 хил. лв. на 2 125 хил. лв. или с 96 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 428 хил. лв. на 390 хил. лв. или с 38 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите, допълнително добавени като „План за действие при извънредни и аварийни ситуации“, са коригирани от 190 хил. лв. на 0 хил. лв. или със 190 хил. лв., в съответствие с т. 1 от общия подход и липса на подробна и мотивирана обосновка за необходимостта от новата стойност и необходимостта за дейностите по лицензията от този разход и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за външни услуги, като част от променливите разходи, са коригирани от 257 хил. лв. на 187 хил. лв. или със 70 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., при запазване на производството на енергия през новия ценови период и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 2 116 хил. лв. на 1 856 хил. лв. или с 260 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 43 155 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,67% на 3,24% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

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

- разходът на природен газ в комбинираната част на централата и за производство само на топлинна енергия е коригиран с 95 knm³ до достигане на стойността на общата енергийна ефективност в рамките на отчетените стойности през 2019 г., в съответствие с т. 5 от общия подход;

- количествата емисии CO₂ за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно

т. 13 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените – Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,53 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа – $5,22+17,49 = 22,71$ лв./knp³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

- На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	дърв. стърготини	сл. люспа	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,4829	77,4000	112,0000	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm ³)	34,2870	40,0000	15,6000	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	

Емитирани емисии CO₂ – 43 155 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 43 155 t X 43,01 = 1 856 хил. лв.

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

След проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-06-11 от 04.06.2020 г. „Топлофикация – Враца“ ЕАД е представило възражение по Доклада, относно:

1. Разходи за амортизации - Разходите за амортизации в производството са намалени със 176 хил. лв. на база т. 1.1 от приетия общи подход, както и в преноса със 107 хил. лв. Дружеството твърди, че намалението е необосновано и не почива на икономическа логика, а само на възприет административен подход за механично намаление на разходите, без да се отчитат сроковете за амортизация на различните групи активи, като този подход е в противоречие на изискванията на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ и чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ и в нарушение на чл. 31, т. 2, б „д“ от ЗЕ, както и това е било изразено и в решение № 1954 от 26.03.2018 г. на АССГ по адм. дело № 8827 от 2017 г., потвърдено с решение № 7817 от 23.05.2019 г. на ВАС, както и в решение № 972 от 16.02.2018 г. на АССГ по адм. дело № 5525 от 2017 г., потвърдено с решение № 6297 от 24.04.2019 г. на ВАС. Заложените разходи за амортизации в прогнозата за новия ценови период са прогнозиран на база достигнатите по отчет през 2019 г. и нарастване вследствие на извършване на основен ремонт, с които е увеличена стойността на основните генериращи мощности в края на 2019 г. и през 2020 г.

2. *Разходите за ремонт* са намалени с 279 хил. лв. в съответствие с т. 1.2 от приетия общ подход. Дружеството счита, че предвид годините на експлоатация на топлопреносната мрежа през настоящия ценови период се налага извършването на неотложни ремонти и рехабилитация на отделни участъци от преносната мрежа, които са в критично състояние. Системното редуциране на разходите, необходими за поддържане на съоръженията за комбинирано производство и топлопреносната мрежа в нормално техническо състояние, води до очаквано нарастване на дела на аварийните или неплановите ремонти. При дългогодишно съкращаване на мероприятията за текущо поддържане, аварийните ремонти се увеличават прогресивно. С цел предотвратяване на тази негативна тенденция в бъдеще дружеството е направило разчет на ремонтната програма за новия ценови период.

3. *Разходи за природен газ* - Дружеството твърди, че разходите за резервиране на капацитет за природен газ са в размер на 198 хил. лв. и трябва да бъдат включени в цените, предвид факта, че същите са разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването по смисъла на чл. 35 от ЗЕ, а именно: *Съгласно т. 3.5. от утвърдения от Министъра на енергетиката „План за действие при извънредни и аварийни ситуации“, предприятията за природен газ, които доставят природен газ на клиенти с неравномерно потребление (в т.ч. топлофикационни дружества и крайни снабдители), са длъжни да осигуряват количества природен газ за компенсиране на неравномерността в потреблението на своите клиенти. Съгласно 3.5.1 от „План за действие при извънредни и аварийни ситуации“, предприятията по т 3.5 са длъжни да съхраняват в началото на зимния сезон /добивния период/ в ПГХ-ЧИРЕН, количества природен газ за компенсиране на сезонната неравномерност, които следва да бъдат в рамките 10% до 20% от годишните заявки за доставка на техните потребители - топлофикационни дружества и крайни снабдители. Предприятията следва да добиват тези количества през зимния сезон /добивния период/ с темпове, компенсиращи неравномерността до края на сезона.* Общественият доставчик - „Булгаргаз“ ЕАД има задължението да резервира и осигури капацитетни продукти за всичките си клиенти, да осигури и поддържа минимален стандарт на доставка, който трябва да осигури природен газ с цел гарантиране на доставките към клиентите за най-малко 30 дни. С подадено тримесечно предизвестие от 01.02.2020 г. и считано от 01.05.2020 г. „Топлофикация Враца“ ЕАД е прекратила договора си за доставка на природен газ с „Булгаргаз“ ЕАД. В тази връзка задължението на дружеството е да се ангажира с осигуряване на необходимите резерви по „План за действие при извънредни и аварийни ситуации“. За целта е сключен договор № 4494 от 08.04.2020 г. с „Булгартрансгаз“ ЕАД за съхранение и пренос на природен газ (Приложен). Съгласно договора и по-конкретно Приложение № 4, „Топлофикация Враца“ ЕАД следва да нагнети и да добие в газохранилище Чирен природен газ по месеци, за което дружеството ще генерира разходи, свързани с нагнетяването, съхранението и добива на количествата природен газ с отчитане на действащите и прогнозните цени на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Съгласно т. 3.5.8 от „План за действие при извънредни и аварийни ситуации“ разходите на предприятията за поддържане на запаса от природен газ по т.3.5.1 се възстановяват чрез цените на лицензионните услуги по реда на чл. 35 от ЗЕ. „Топлофикация Враца“ ЕАД отбелязва, че за закупуването на необходимите количества за обезпечаване на задължението по „План за действие при извънредни и аварийни ситуации“ ще следва да вложи значителен паричен ресурс в размер на около 950 хил. лв. На практика ще се лиши от значителен размер на парични оборотни средства за периода до м. март 2021 г. За целта дружеството прилага необходимите документи, на база на които е извършено изчислението на разходите по допълнително добавеното разходно перо - „План за действие при извънредни и аварийни ситуации“.

4. *Променливите разходи в перо „Външни услуги“* са намалени със 70 хил. лв. В обосновката към заявлението дружеството е посочило, че в разходите за външни услуги са включени разходите за балансиране и достъп до разпределителната мрежа. Спрямо отчета за 2019 г. е заложено увеличение в размер на 71 хил. лв., във връзка с приетата такса

за достъп до разпределителната мрежа в сила от 01.07.2019 г. Увеличението е резонно, тъй като в отчета за 2019 г. тези разходи са само за периода м. юли до м. декември 2019 г. Същото е съобразено с очаквания обем и режим на работа на съоръженията при производството на електрическа енергия.

5. *Разходите за емисии парникови газове* са коригирани от 2 116 хил. лв. на 1 856 хил. лв. или с 260 хил. лв. Дружеството счита, че приетата икономически обоснована цена за новия ценови период от 22,00 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход е недостатъчна предвид факта, че е краят на Трети етап от ЕСТЕ. Непризнаването на разходите за въглеродни емисии в заявения размер е необосновано и в нарушение на предвидения в чл. 31, т. 2 от ЗЕ принцип на регулиране, според който цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им, в т. ч. и разходите за закупуване на необходимите квоти за емисии парникови газове. Същите трябва да бъдат прогнозирани и отнесени за периода, в който реално ще бъдат закупени, включително по прогнозни цени за този период. Такова е становището на АССГ по адм. дело № 8827 от 2017 г., потвърдено с решение № 7817 от 23.05.2019 г. на ВАС, както и решение № 972 от 16.02.2018 г. на АССГ по адм. дело № 5525 от 2017 г., потвърдено с решение № 6297 от 24.04.2019 г. на ВАС.

6. *Норма на възвръщаемост на капитала*

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,66% на 3,24% в съответствие с т. 41 от „Указания“ НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход. Дружеството не е съгласно с подхода, възприет от Комисията, и начина на определяне на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, приравнявайки я към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2019 г. по статистически данни на БНБ. Данните на БНБ са обобщени среднопретеглени за целия пазар през 2019 г. и не отчитат факта, че заемите са сключени през предходни регулаторни периоди. От друга страна дружеството няма задължение да извършва периодични предоговаряния на сключените договори за кредит или рефинансиране. Това е в противоречие с принципа на чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно който цените на енергийните предприятия трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитал. Такова е и становището на АССГ по адм. дело № 8827 от 2017 г., потвърдено с решение № 7817 от 23.05.2019 г. на ВАС, както и решение № 972 от 16.02.2018 г. на АССГ по адм. дело № 5525 от 2017 г., потвърдено с решение № 6297 от 24.04.2019 г. на ВАС.

Дружеството изразява несъгласие с така определената норма на възвръщаемост на собствения капитал, тъй като според него използваният метод е приложим по-скоро при оценката на предприятия с по-голямо акционерно участие, развит капиталов пазар и реално участие на топлофикационните дружества на него. Фактът че, голямата част от топлофикационните дружества са от затворен тип (непублични), чиито акции не се търгуват на борсата, предполага, че директното прилагане на САРМ в случая не е много уместно. Определянето на средната възвръщаемост на капиталовия пазар, както и пазарната рискова премия обикновено се определят въз основа на наблюдения за продължителен период от време, практически по-дълъг от 20 години. Дружеството няма такива наблюдения. От друга страна на капиталовия пазар доминират малък брой големи компании, които оказват най-силно влияние върху борсовите индекси.

След преглед на постъпило възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията в разходите за амортизации не се приема. Законът за счетоводството допуска използването на различни методи на амортизация, включително ускорени. Дружеството е заложило разходи за амортизации в прогнозата за новия ценови период на база достигнатите стойности по отчет през 2019 г. Разпоредбите на данъчното законодателство са неприложими при определяне на цени, които подлежат на регулиране по реда на ЗЕ, видно от разпоредбите на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ, чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ, а също и т. 31 от Указания - НВ, които изискват разходите за амортизации да се изчисляват на основата на обоснован от дружеството и признат от

Комисията технически и икономически полезен живот на активите чрез прилагане на линеен метод на амортизация. Комисията определя за регулаторни цели амортизационния срок по равнопоставен начин за всички дружества от сектора.

Увеличението на стойността на основните генериращи мощности в края на 2019 г., вследствие на извършване на основен ремонт, е отчетено в прогнозните цени. Нарастването на стойността на активите през 2020 г. ще бъде отчетено към 31.12.2020 г. и ще влезе в цените през ценови период 01.07.2021 г.- 30.06.2022 г.

2. Възражението на дружеството относно коригираните разходи за ремонт се приема частично. Във връзка с необходимостта от извършване на неотложни ремонти и рехабилитация на отделни участъци от преносната мрежа, намиращи се в критично състояние разходите за ремонти, разпределени в топлинната енергия са увеличени с 83 хил.лв., до общо увеличение на разходите за ремонт с 10% над отчетената стойност през базисната година.

3. Възражението на дружеството относно разходи за природен газ не се приема. Разходът на природен газ в комбинираната част на централата и за производство само на топлинна енергия е коригиран с 95 knm³ до достигане на стойността на общата енергийна ефективност в рамките на отчетените стойности през 2019 г., в съответствие с т. 5 от общия подход. Изложените аргументи и мотиви от страна на дружеството не са релевантни към енергийната ефективност на производство, пряко рефлектираща върху крайните цени на произвежданите продукти.

4. Възражението относно коригираните променливи разходи в перо „Външни услуги“ не се приема. Съгласно чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ, както и чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии не се приема. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO₂ квоти за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер **22 евро/t CO₂**, която към момента на изготвяне на цените е актуалната цена. Следва да се има предвид, че с последните именения в НРЦТЕ и НРЦЕЕ е регламентирана възможност за корекция на необходимите приходи за следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за квоти за въглеродни емисии.

6. Възражението на дружеството относно корекцията на норма на възвръщаемост на капитала не се приема. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е намалена на 5% за всички дружества при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, както и специфичните условия на работа на топлофикационните дружества и ценовата еластичност на търсенето на предлаганите услуги. За определяне нормата на възвръщаемост, Комисията е отчела финансовите и икономически условия в страната, безрисковата доходност, специфичния риск на дружествата от сектора, както и сравнения с други с подобен риск, достъп до финансиране, алтернативна цена на капитала и специфичните условия на регулиране на дружествата. Съображения относно нормата на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал са изложени в т. 3 от общия подход.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация – Враца“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 182,02 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 182,02 лв./MWh
 - премия по чл. 33а от ЗЕ – 92,59 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,15 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1. и т. 2:
- Необходими годишни приходи – 16 484 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 15 985 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 216 хил. лв. и променливи – 10 769 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 10 065 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,96%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 575 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80 469 MWh

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

С писмо с вх. № Е-14-05-11 от 31.03.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление 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 Комисията. Към заявлението не е приложена информация по т. I.2. и I.12. от Писмото.

Дружеството предлага за утвърждаване цени на енергия, считано от 01.07.2020 г., без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 292,31 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 197,18 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата:

- цена на природен газ – 611,27 лв./knm³ (без акциз и ДДС) и
- цена на биомаса – 140 лв./t при калоричност 4 500 kcal/kg.

Обосновката на „Топлофикация-ВТ“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., е следната:

I. УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

1. РАЗХОДИ ЗА АМОРТИЗАЦИИ

Отчетените разходи за амортизации на ДА за 2019 г. са 135 хил. лв., в т. ч. 96 хил. лв. за производство на електрическа и топлинна енергия и 39 хил. лв. за пренос на топлинна енергия.

Прогнозните разходи за амортизации за ценовия период от 01.07.2020 г.-30.06.2021 г. са 154 хил. лв. Завишени са общо с 19 хил. лв., както следва:

**Увеличение на разходите за амортизации за производство на топлинна енергия /амортизация на реконструкция през 2019 г. на котел ВК 50 /.*

**Разходите за амортизация на активи в преноса на топлинна енергия са намалени в сравнение с отчетените за 2019 г., поради изхвърляване на част от активите.*

В прогнозните разходи за амортизации не са включени разходите за амортизации на ДА, предстоящи за въвеждане в действие през ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. съгласно Указания-НВ.

На консервираните активи не се начисляват амортизации, не се предвижда да се въведат отново в действие през новия ценови период.

Прогнозни разходи за амортизации в производството на електрическа и топлинна енергия – 118 хил. лв., в т. ч. за производство на електрическа енергия 90 хил. лв., за производство на топлинна енергия – 28 хил. лв.

Прогнозни разходи за амортизации на ДА в „Пренос на топлинна енергия“ за ценовия период от 01.07.2020 г. - 36 хил. лв.

Други промени в амортизацията не се очакват, не предстои извеждане на активи от употреба през предстоящия ценови период.

2. РАЗХОДИ ЗА РЕМОНТИ

Общо отчетените разходи за ремонт през 2019 г. са 237 хил. лв., в т. ч. в производството на електрическа енергия 206 хил. лв., в производството на топлинна енергия 14 хил. лв. и в преноса на топлинна енергия 17 хил. лв.

Прогнозните разходи за ремонт в производството за ценовия период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. са 657 хил. лв.

За ремонт в производството на електрическа енергия 537 хил. лв., за ремонт в производството на топлинна енергия – 20 хил. лв. и общо за двата продукта 100 хил. лв.

Прогнозните разходи за ремонт в преноса – 80 хил. лв.

Общо разходите за ремонт са 737 хил. лв.

3. РАЗХОДИ ЗА ЗАПЛАТИ И ВЪЗНАГРАЖДЕНИЯ

Предвидените разходи за заплати и възнаграждения за прогнозирания ценови период от 01.07. 2020 г. до 30.06.2021 г. са 549 хил. лв., като са завишени с 29 хил. лв. в сравнение с отчетените 520 хил. лв. за 2019 г., поради следните обстоятелства:

- Увеличение на работните заплати на работещите в дружеството е във връзка с увеличението на МРЗ с 9,2% и данните за средната месечна заплата на наетите лица по трудови правоотношения за 2019 г. в отрасъла по данни на НСИ.

Средносписъчният брой на персонала към 31.12.2019 г. е 38 човека.

Дружеството изпитва затруднение в набирането на персонал, поради което с повишаване на възнагражденията се цели приближаване до възнаграждения в сектор „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“.

- Увеличение на разходите за работна заплата със 6 хил. лв., поради предстоящо пенсиониране през новия ценови период на един работник – обезщетение по чл. 222, ал. 3 от КТ.

4. РАЗХОДИ ЗА СОЦИАЛНИ И ЗДРАВНИ ОСИГУРОВКИ, СОЦИАЛНИ РАЗХОДИ

Прогнозираните разходи за осигуровки са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за ценовия период от 01.07. 2020 г. Социални разходи не са прогнозирани.

5. РАЗХОДИ, ПРЯКО СВЪРЗАНИ С РЕГУЛИРАНИТЕ ДЕЙНОСТИ по ЗЕ.

За новия ценови период тези разходи са 741 хил. лв.

II. ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

Прогнозната информация по приложения изчислителен модел е разработена с действаща цена на природен газ към момента на подаване на заявлението – 611,27 лв./квт³ без ДДС и акциз на „Овергаз Север“ АД, който е доставчик на природен газ за „Топлофикация-ВТ“ АД.

Разходи за вода - Отчетените разходи за вода в производство за 2019г. са 228 хил. лв.

За ценовия период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. разходите за вода в производството са завишени, във връзка с въвеждането на котел ПТ 10 в действие – за технологични нужди – очистване на димни газове от прах чрез воден скубер и поради повишението на цената на водата от 01.01.2020 г. на В и К „Йовковци“ ООД, В. Търново.

„Топлофикация-ВТ“ АД ползва питейна вода от В и К „Йовковци“ ООД за технологични нужди.

Разходите за акциз за акциз за 2019 г. са 94 хил. лв.

За новия ценови период разходите за акциз са 177 хил. лв. и са свързани с увеличеното количество природен газ.

Тъй като „Топлофикация-ВТ“ АД не е лицензирано по ЗЕ като производител на електрическа енергия, дружеството плаща акциз за изразходваното количество природен газ за произведената електрическа енергия.

III. СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНА НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА ПРИВЛЕЧЕНИЯ КАПИТАЛ КЪМ 31.12.2019 г.

Представена е справка, съгласно която нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е - 6,88%.

Поради забавените плащания за топлоенергия от битови, бюджетни, общински абонати „Топлофикация-ВТ“ АД се затруднява при плащане на авансовите вноски за природен газ, особено при започване на отоплителния сезон.

Трябва да се отчете и по-високата цена на природния газ, който дружеството купува от „Овергаз Север“ ЕАД – на 1000 m³ със 120,23 лв. и обща цена 611,27 лв., без ДДС.

Това налага ползването на кредити за оборотни средства и търсенето на други алтернативни горива за производство на топлинна енергия, с цел намаляване зависимостта на „Топлофикация-ВТ“ АД от „Овергаз Север“ ЕАД.

IV. РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ НА ДРУЖЕСТВОТО

Признатата стойност на активите е отчетната стойност на активите към 31.12.2019 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.

Разпределението е извършено в зависимост от дела (%) на участие в производствения процес на двата продукта – електрическа и топлинна енергия.

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 общата мощност на когенератора – 5,9 MW, в т. ч. 2,8 MW електрическа - 48% и 3,1 MW топлинна - 52%.

Отчетната стойност на всички останали активи в производството е отнесена към топлинната енергия.

Разпределението на дълготрайните активи между производството на ЕЕ и ТЕ, и преноса на топлинна енергия се извършва още с осчетоводяването на активите по отделни сметки в зависимост към коя от двете лицензирани дейности се отнасят.

V. **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.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За предходния ценови период дружеството отчита с 19,58% по-ниски количества реализирана електрическа енергия. Отчетеното количество реализирана топлинна енергия е с 32,06% по-ниско от прогнозното.

Отчетените технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са 53,49%, прогнозните за новия ценови период са 49,54%.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 8,59% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 21,42%, последвани от разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 7,39%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи със 100%.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация-ВТ“ АД
НВск по отчет за ценовия период е -570731,56% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за

електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, която се дължи на намалените продажби на електрическа и топлинна енергия с топлоносител гореща вода и ръст на условно-постоянните разходи.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е в размер на -413851,76% в резултат на завишените условно-постоянни разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като в отчета са включени всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството, т.е. и за нерегулираната дейност.

Съществен момент за „Топлофикация-ВТ“ АД е ниският дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 737 хил. лв. на 237 хил. лв. или с 500 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход, липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 549 хил. лв. на 520 хил. лв. или с 29 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 106 хил. лв. на 101 хил. лв. или с 5 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за екология са коригирани от 20 хил. лв. на 7 хил. лв. или с 13 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи“ е коригирана от 250 хил. лв. на 0 лв., като неприсъщи разходи и поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от тях. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за вода, като част от променливите разходи, са коригирани от 550 хил. лв. на 521 хил. лв. или с 29 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., увеличена с процента на нарастване на произведената енергия през новия ценови период и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за закупена енергия са коригирани от 650 хил. лв. на 513 хил. лв. или със 137 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2019 г., поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от драстичното повишение и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии CO₂ са коригирани от 714 хил. лв. на 621 хил. лв. или с 93 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 14 446 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,88% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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

- разходът на природен газ в комбинираната част на централата и за производство само на топлинна енергия е коригиран с 80 knm³ до достигане на стойността на общата

енергийна ефективност и икономията на първичен енергиен ресурс в рамките на отчетените стойности през 2019 г., в съответствие с т. 5 от общия подход;

- количествата емисии CO₂ за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно т. 13 от общия подход.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 18 353 MWh (49,54%) на 3 703 MWh (10%) или с 14 650 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход, като разликата е отразена в количествата за продажба.

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,81 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа- $5,22+12,03+119=136,27$ лв./kWh³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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.

4. Прогнозни емисии CO₂ – 14 446 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 14 446 t X 43,01 лв./t = 621 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,81 MW.

След проведеното открито заседание на 04.06.2020 г. с писмо с вх. № Е-14-05-16 от 04.06.2020 г. „Топлофикация-ВТ“ АД е представило следното възражение във връзка с направени корекции на ценообразуващите елементи, отразени в Доклада:

1. Дружеството възражава срещу извършени корекции на **разходите за ремонт**, които от 737 хил. лв. са намалени до отчетените за 2019 г. в размер на 237 хил. лв., като се аргументира с предстоящия задължителен регулярен ремонт на газо-бутален двигател Wartsila 16V25SG, според техническа спецификация от производителя – Wartsila. Приложена е оферта от производителя Wartsila Sweden AB за доставка на необходимите части на стойност 256 хил. лв. Според дружеството са планирани разходи за: запалителни свещи в размер на 6,7 хил. лв.; разходи за моторно масло в размер на 90 хил. лв.; разходи за турбинно масло – 20 хил. лв.; разходи за подмяна на масло на лагерите на електрически генератор „LSA-56-M6-6P“ в размер на 10 хил. лв. според техническа инструкция на производителя „Lerooy-Somer“; разходи за рехабилитация на системата за мониторинг и управление WECS 3000 на когенерационната инсталация Wartsila 16V25SG в размер на 160 хил. лв., поради необходимост за подмяна на електронните модули на системата; разходи за ремонт на електрическите уредби 6 kV в размер на 10 хил. лв., като част от инсталацията за високоефективно комбинирано производство на електрическа енергия; разходи за планов ремонт на два броя турбокомпресори тип ABB VTR254-11 - 80 хил. лв. по данни от 2018 г.; разходи за ремонтни и рехабилитационни дейности в 22 локации по топлопредавателната мрежа със стойност на материалите от 103 хил. лв., съгласно приложена оферта; разходи за: техническо обслужване на водогреен котел Берч - 10 хил. лв., на парен

котел ПКГ-4 - 2 хил. лв., на парен котел ПТ-10 - 8 хил. лв.; разходи за рехабилитация на топлообменните апарати на когенерационната инсталация – пълна подмяна на утилизатора на димни газове – 80 хил. лв.; разходи за ремонт на покрива на машинна зала – 20 хил. лв.

2. По отношение на разходите за заплати и възнаграждения дружеството възражава за направената корекция от 549 хил. лв. на 520 хил. лв. или с 29 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2019 г., с аргумент, че средната брутна работна заплата в дружеството е в размер на 1019,35 лв., което е под средния размер на заплатите в сектор „Енергетика“ от 2 031 лв.

3. Възражава срещу извършената корекция на разходите за въглеродни емисии, от 20 хил. лв. на 7 хил. лв. до нивата на отчетената стойност през 2019 г., поради сключването на договор с външни експерти за изготвяне на доклад за доказване на намалено количество въглеродни емисии за „Топлофикация-ВТ“ АД с прогнозна стойност 20 хил. лв. 4. Възражава срещу коригираните „други разходи“ от 250 хил. на 0 лв., тъй като това са разходите за „Фонд сигурност на електроенергийната система“, които не са включени в общите разходи.

4. Твърди, че неправилно са коригирани **разходите за осигурителни вноски** от 106 хил. лв. на 101 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2019 г., с аргумент, че те са обвързани с разходите за заплати и възнаграждения за новия ценови период.

5. Възражава срещу извършената корекция на „**разходи за закупена енергия**“ от 650 хил. лв. на 513 хил. лв. По-високият разход е свързан с инсталирането на допълнителна котелна инсталация за изгаряне на биомаса за производство на топлинна енергия и нейната експлоатация.

6. Възражава срещу коригираната **Норма на възвръщаемост на привлечения капитал** от 6,88% на 3,24%, извършена на база статистически данни на БНБ към месец декември 2019 г. в размер на 3,24%.

7. Възражава срещу коригираните **технологични разходи** за пренос на топлинна енергия от 18 353 MWh на 3 703 MWh и счита, че непризнаването на тези разходи няма да позволи на дружеството да осъществи инвестиционно-ремонтната си програма и да достигне признатите средни разходи по преноса за топлофикационните мрежи в страната.

8. Дружеството счита, че трябва да **бъдат признати разходите за достъп до електропреносната мрежа** в размер на 42 хил. лв.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт се приема частично. Възстановени са разходи за ремонт на стойност 118 хил. лв. в производството, до достигане на стойност 50% над отчетената стойност през базисната година, съответствие с т. 1.3 от общия подход. В своето възражение, дружеството мотивира искането си с разходи по основен ремонт на газов двигател, които в голямата си част са инвестиционни разходи. Подробно описаните разходи за ремонт на отделни съоръжения са обосновани като необходимост, но не доказват, че те са необходими за извършване над стойността на ремонта по отчет от базисната година.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии не се приема. Корекцията не е направена до нивото на отчетената стойност, а утвърдените количества горива за новия ценови период са анализирани в таблицата по-долу:

Показател	Дименсия	природен газ	мазут	газъол	пелети, слама, дърв.чипс	биомаса	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO2/TJ	55,4829	77,4000	74,1000	112,0000	100,0000	

2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm ³)	34,2870	40,0000	41,9860	15,6000	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	100%	100%	
„Топлофикация-ВТ“ АД		7 594,000	0,00	0,00	0,00	1264,000	
емитирани CO ₂ ,	t	14 446,4	0,0	0,0	0,00	0,00	14 446,4

4. Възражението на дружеството относно корекцията на „други разходи“ не се приема. Включването в тази позиция на разходите за Фонд „Сигурност на енергийната система“ е в разрез с изискванията за разход, свързан с лицензионната дейност. Тези разходи не се включват в състава на признатите от Комисията разходи за целите на ценовото регулиране на основание чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за осигурителни вноски се приема частично. При осигурителните вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения, начислявани в дружеството.

6. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за закупена енергия не се приема. За предстоящия ценови период няма основания за увеличения както на количеството закупена енергия, така и увеличение в цената на електрическата енергия.

7. Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал от 6,88% на 3,24% не се приема. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ошедило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма.

8. Възражението на дружеството относно корекцията на технологичните разходи за пренос на топлинна енергия от 18 353 MWh на 3 703 MWh не се приема с оглед запазване

на клиентите на топлофикационната мрежа. Нереално високата цена на услугата отказва потребители от същата, а не осигурява инвестиционни разходи. Комисията счита за неприемливи и високи технологични разходи по преноса на топлинна енергия в размер на 49,54%. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В случая е извършена оценка и е разгледан допустимият размер на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които могат да се приемат за целите на ценообразуването. Следва да се има предвид, че в чл. 32, ал. 1 от ЗЕ е регламентирано правомощие на Комисията да регулира цените чрез прилагане на различни методи за регулиране, включително, да определя показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии. В случая са приложени показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии. От друга страна, като ценообразуващ елемент, количествата топлинна енергия са изрично дефинирани в 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“. В тази връзка прогнозните количества се утвърждават за целите на ценообразуването, като Комисията има право да извърши оценка на представените от енергийните предприятия отчетни и прогнозни количества, както и да утвърди различен от предложения прогнозен размер, при спазване на разпоредбите на ЗЕ.

9. Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп до електропреносната мрежа не се приема, тъй като съгласно чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ, както и чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-ВТ“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 217,77 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 217,77 лв./MWh
 - премия по чл. 33а от ЗЕ – 128,34 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,26 лв./MWh
3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:
 - Необходими годишни приходи – 7 340 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 272 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 659 хил. лв. и променливи – 5 614 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 085 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,24%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 344 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 33 342 MWh

8. „Топлофикация-Разград“ АД

С писмо с вх. № Е-14-16-4 от 01.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление 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 Комисията. Към заявлението не е приложена информация по т. I.10 и т. II.8.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2020 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия - 174,52 лв./MWh
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител „гореща вода“ – 102,50 лв./MWh.

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ – 410,00 лв./ knm^3 при калоричност 8 174 kcal/ knm^3 (без ДДС).

Обосновката на „Топлофикация-Разград“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е следната:

Годишните разходи са планирани като функция от разходите, реализирани през 2019 г., и прогнозните основни параметри на регулираната дейност, а именно: произведена топлинна и електрическа енергия; инсталирана топлинна и електрическа мощност; отчетна и балансова стойност на активите за производство на електрическа и топлинна енергия; брой персонал.

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.

Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи. Тези, които не са пряко относими към продуктите - електрическа и топлинна енергия, са разпределени пропорционално на количествата произведена топлинна и електрическа енергия.

За новия регулаторен период стойността на дълготрайните материални активи, заложена в регулаторната база на активите е към 31.12.2019 г.

2. Разходи за ремонт

Дружеството отчита разходи за ремонт на обща стойност 50 хил. лв., разпределени както следва: отнесени към електрическата енергия – 10 хил. лв.; към топлинната енергия – 12 хил. лв.; към преноса – 28 хил. лв.

Поради непризнаване на присъщи за дейността разходи в предходни ценови периоди, водещо до намаляване на утвърдените цени на топлинна и електрическа енергия, дружеството посочва, че не е в състояние да реализира голяма част от планираните ремонтни и инвестиционни дейности.

Отчита се тенденция, свързана с увеличаване на аварийността на ключови за реализиране на лицензионната дейност съоръжения на дружеството - Инсталация за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия /ИКПТЕЕ/, топлопреносна мрежа и др., което респективно води до увеличение на разходите за ремонт.

Отчетените през 2019 г. разходи за ремонт на ИКПТЕЕ са разпределени между топлинната и електрическа енергия в съотношение 50/50, като през разглеждания период дружеството отчита закупени материали за ремонт в размер на приблизително 11 хил. лв. и услуги в размер на приблизително 9 хил. лв.

Дружеството отбелязва, че отчетените разходи за ремонт не представят напълно стойността на извършените ремонтни дейности. Като през м.август 2019 г., посредством проведена процедура съгласно Закона за обществените поръчки (ЗОП), „Топлофикация – Разград“ АД е сключила договор за извършване на аварийен ремонт на турбокомпресорите на двигателя на ИКПТЕЕ на стойност приблизително 34 хил. лв. Стойността на аварийния ремонт е претендирана към застраховател на основание сключена застрахователна полица „Имущество и прекъсване на дейността“, като същата е призната и изплатена до размера на заложеното в полицата самоучастие. В тази връзка единствено самоучастието по извършения аварийен ремонт на турбокомпресорите в размер на приблизително 5 хил. лв. е отчетено като разходи за ремонт. През м. септември 2019 г., във връзка с настъпила нова авария на инсталацията, дружеството е сключило договор за извършване на аварийен ремонт на ИКПТЕЕ на стойност приблизително 58 хил. лв. Общата стойност на ремонта в размер на

приблизително 64 хил. лв. също е претендирана към застраховател. Отделно дружеството посочва, че е извършило още един аварийен ремонт на стойност приблизително 25 хил. лв., също претендиран към застраховател. В тази връзка в отчетените разходи за ремонт през 2019 г. не намират отражение разходи в размер на приблизително 89 хил. лв., които към момента очакват становище от страна на застрахователя. Ако същите не бъдат признати и заплатени от застрахователя, то те ще намерят място в отчетените през 2020 г. разходи за ремонт.

Разходите за ремонт в преноса на топлинна енергия през разглеждания период са в размер на 28 хил. лв., основно за извършване на ремонтни дейности по отстраняване на аварии по топлопреносната мрежа – подмяна на по няколко метра напълно амортизирани аварирани участъци от мрежата, трасиране с цел локализиране на мястото на пробива, транспортни услуги, пряко свързани с разкопаване и възстановяване на настилка след отстраняване на аварията. Подмяната на отделни метри от участъка от топлопреносната мрежа няма инвестиционен характер, тъй като реално не представлява смяна на цял участък.

Планирано е увеличение на разходите за ремонт, дължащо се основно на необходимостта от извършване на поредица от ремонтни дейности, които да гарантират нормалната работа на дружеството.

Планираните разходи за ремонт на обща стойност 175 хил. лв.

Разходите са планирани на база ремонтните програми на дружеството за 2020 г. и 2021 г. – Приложение 1.

„Котли – ревизия и ремонт“ – в експлоатация са 2 броя пламъчнотръбни котли, чиято профилактика през летния сезон включва почистване и подмяна на димогарни тръби за отстраняване на течове, ревизия на салници, на спирателна и регулираща апаратура, ремонт и почистване на задна камера, профилактика на предпазна и КИП автоматика, ревизия на взривни клапи;

„Ремонт на мрежови помпи“ – Налични са три мрежови циркуляционни помпи със задължителен профилактичен ремонт на всеки 8 000 работни часа – почистване, пясъкоструене, салникови набивки, клемореди, подмяна на лагери и др.;

„Вентилатори димни газове“ – Задължителен профилактичен ремонт на вентилатори димни газове за правилната работа на горелките на водогрейни котли;

„Покривни вентилатори“ – Задължителен профилактичен ремонт на покривните вентилатори е изискване за съоръжения, работещи съвместно с газова инфраструктура;

Към настоящият момент ИКПТЕЕ е на около 64 хил. работни часа. Фирмата-производител GE Jenbacher гарантира сигурност и надеждност на продукта, само ако се извършват описаните в техническата инструкция на производителя действия по предписаните дейности, съгласно списъка с работните параметри, както и ако се изпълняват своевременно всички предписани мероприятия по техническото обслужване. Поради невъзможност при сегашните цени на топлинна и електрическа енергия да се генерира финансов ресурс, на ИКПТЕЕ не е извършен основен ремонт на 60 000 работни часа, което от своя страна предразполага и към повишена аварийност на основни възли и детайли.;

„Профилактика инвертори“ – Налични са четири броя инвертори на мрежови циркуляционни помпи и димни вентилатори. Правилната работа на тези инвертори изисква профилактика и ремонт в оторизирана база на производителя;

„Ремонт на заземителна и мълниезащитна уредба“ - Ежегоден мониторинг на заземителната и мълниезащитна уредба, профилактика, замерване, ремонт и др.;

„Ремонт на генераторен прекъсвач“ - Включването на генератора към мрежа 20 kV се осъществява от прекъсвач, монтиран в КРУ. Поради дългогодишна употреба са износени контактните крайници на изваждаемия прекъсвач. Необходимо е да се подменят и регулират контактните крайници;

„Ремонт на разединители“ - Разпределителната уредба 20 kV на „Топлофикация-Разград“ АД има 10 броя кили, снабдени с по един или два разединителя.

При включване контактната система на много от тях е нагоряла и ножовете се разминават. Предвижда се подмяна и настройка на ножовете на контактната система.;

„РУ 20 kV ремонт“ - в разпределителната уредба са монтирани стар тип защити с по два токови трансформатори. Необходимо е добавяне на допълнителни трансформатори за подобряване работата на защитите. На един от изводите са монтирани токови трансформатори със голяма стойност и трябва да се подменят с по-малки. От дългогодишна употреба е необходимо и подмяната на подпорни изолатори;

„Ремонтни дейности по участъци от топлопреносната мрежа“ – Топлопреносната мрежа е изградена основно в периода 1978-1990 г. по метод с канално полагане. Дългогодишният срок на експлоатация, лошото изпълнение на СМР при самото изграждане на мрежата обуславят и повишените аварии по мрежата, включително и на магистрални тръбопроводи. Към момента дружеството не може да отдели финансов ресурс за подмяна на участъци от топлопреносната мрежа, което води до възникването на пробиви по мрежата. Същите се локализируют и отстраняват чрез минимални ремонтни дейности, които да позволят нормалното протичане на дейността. За новия регулаторен период са планирани по-голям брой разходи за ремонтване на набелязани проблемни участъци. Планирано е при финансова възможност да се инвестира в подмяна на райони и участъци с повишена аварийност;

„Ремонтни дейности по АС“ - дружеството обслужва 145 АС в СЕС. Планираните разходи са за циркуляционни помпи на ВОИ, топлообменници, разширителни съдове, регулираща апаратура и др.;

„Ремонтни дейности по сгради“ - Спешна е необходимостта от ремонт на сградата за разпределителната уредба 20 kV. Необходимо е да се извърши и цялостна хидроизолация на покривите на сградите на Котелен цех и ЕМО.

3. Разходи за заплати и възнаграждения

През последните години дружеството реализира лицензионната си дейност с относително постоянен брой заети лица, като въпреки няколкократното увеличение на размера на минималната работна заплата, не се отчита съществено увеличение на работните заплати. Същевременно следва да се отбележи застаряване на персонала, както и липса на квалифицирана работна сила. Като това затруднява нормалното изпълнение на лицензионните задължения.

За новия регулаторен период е предвидено увеличение на разходите за работни заплати, дължащо се от една страна на увеличението на минималната работна заплата, считано от 01.01.2020 г., и свързаните с това допълнителни плащания на база договорени основни заплати, както и увеличение на работните заплати на ключови длъжности, станало факт, считано от м. февруари 2020 г. Допълнително са планирани средства за очаквано пенсиониране на няколко служителя.

4. Начисления, свързани с т. 3, по действащото законодателство

Включват социалноосигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

5. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ.

Разходите за горива за автотранспорт, работно облекло и канцеларски материали са планирани на база постигнатите разходи през 2019 г.

Основен дял от отчетените материали за текущо поддържане за 2019 г. съставляват разходите за материали за извършване на разписаните от производителя на ИКПТЕЕ технически обслужвания на всеки 2 000 работни часа. През 2019 г. са извършени два броя технически обслужвания - м. март 2019 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ 56 хил. работни часа на стойност 40 хил. лв., и м. август 2019 г. – извършено техническо обслужване на ИКПТЕЕ на 58 хил. работни часа на стойност 13 хил. лв.

Планирано е увеличение на материалите за текущо поддържане, спрямо отчетните такива, с приблизително 56 хил. лв., като планът е изготвен на база на отчета, а изменението е в резултат промяна броя и стойността на планираните технически обслужвания на ИКПТЕЕ. Същите са определени съобразно режима на

работа на ИКПТЕЕ, при достигането на определен брой часове, съобразно които са предписани и съответните технически обслужвания.

При планиране на разходите за новия регулаторен период е запазен делът на отчетените през 2019 г. материали за текущо поддържане, извън тези за текущите обслужвания на ИКПТЕЕ – 7 хил. лв. – 5 хил. лв. при производство на топлинна и електрическа енергия и 2 хил. лв. – пренос на топлинна енергия. Предстоящите технически обслужвания са следните:

- м. септември 2020 г. – техническо обслужване на 66 хил. работни часа на приблизителна стойност – 28 хил. лв., включващо подмяна на запалителни свеци, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтри за газ, маслен филтър, филтър за вентилиране на картер, о-пръстени др.

- м. януари 2021 г. – техническо обслужване на 68 хил. работни часа на приблизителна стойност – 28 хил. лв., включващо подмяна на запалителни свеци, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтър за газ, маслен филтър и др.

- м. април 2021 г. – техническо обслужване на 70 хил. работни часа на приблизителна стойност – 53 хил. лв., включващо подмяна на запалителни свеци, уплътнителни пръстени, въздушен филтър, филтри за газ, маслен филтър, предгоривни камери, о-пръстени, техническо обслужване на турбокомпресорни апарати, клапан на предкамерата и др..

Подмяните при всяко техническо обслужване части са с полезен живот между 2 и 4 хил. работни часа – т. е. с полезен живот по-малък от една година. Това налага същите да бъдат отчетени като материали за текущо обслужване – без инвестиционен характер.

Застраховки – включват застраховки на имущество и персонал.

Отчетените през 2019 г. разходи за застраховки са в размер на 31 хил. лв., като стойността е формирана основно от застраховка „Имущество и прекъсване на дейността“ в размер на 30 хил. лв.

Отчита се повишена аварийност на ИКПТЕЕ и участъците от топлопреносната мрежа, като само за 2019 г. дружеството е претендирало за възстановяване от застраховател разходи за отстраняване на аварии в размер на 123 хил. лв., четири пъти стойността на премията по застрахователна полица „Имущество и прекъсване на дейността“. В тази връзка, в началото на 2020 г., след изтичане срока на сключената такава „Топлофикация – Разград“ АД сключва полица за четири месечен период на стойност 30 хил.лв., което означава, че годишно разходът би следвало да се увеличи до около 90 хил. лв. Подготвят се документи за стартиране на процедура по ЗОП за избор на застраховател за сключване на полица „Имущество и прекъсване на дейността“ за едногодишен период, считано от м. юни 2020 г. Тези обстоятелства налагат увеличението на планираната сума за новия регулаторен период.

Застраховки, данъци и такси, пощенски разходи, абонаментно поддържане, телефони и абонаменти, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, разходи за услуги, свързани с екологията, счетоводно обслужване, правни услуги експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, охрана на труда, командировки, услуги граждански договори, разходи за публикации, разходи за лицензионни такси, такса събрано инкасо, обучение на персонала, съдебни разходи, транспорт – включва наем и поддръжка. (в т.ч. застраховка „Каско“, гражданска отговорност, данък, винетка и др.) на 2 автомобила – планирани са на база постигнатите разходи през 2019 г.

Наеми, служебни карти и пътувания, изпитания на съоръженията, приходи от присъединяване и услуги, приходи от топлоносител, безплатна храна не са планирани.

Управление на човешките ресурси – планирани са на база годишните разходи за 2019 г.

Отчетените през 2019 г. разходи са нанесени в позиция „други разходи“, поради липса на по-подробна аналитичност. Същите са присъщи за дейността, като включват разходи за провеждане на процедури по ЗОП и извън приложното поле на ЗОП, 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 и др.

Разходи, свързани с нерегулираната дейност – планирани са на база постигнатите разходи през 2019 г., като е предвидена икономия.

Отчетените разходи за 2019 г., нормативно непризнати за целите на ценообразуването, са в размер на приблизително 573 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 155 хил. лв., разходи за неустойки за забавено плащане по договори в размер на 155 хил. лв., разходи за дялово разпределение в размер на 76 хил. лв., отписани вземания в размер на 22 хил. лв., недостиг на електрическа енергия при участие в стандартна балансираща група – 40 хил. лв., разходи за достъп на производители (в сила от 01.07.2019 г.) в размер на 11 хил. лв., разходи за участие в стандартна балансираща група – 2 хил. лв., необлагаеми социални разходи – 39 хил. лв., разходи за брак – 3 хил. лв. и др.

II. Промениливи разходи

1. Разходи за материали

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. Цената на природния газ е в размер на 410,13 лв./кпм³ или 38.65 лв./MWh и включва цена за природен газ в размер на 277,90 лв./кпм³ (Предложение на „Булгаргаз“ ЕАД за цена на природен газ от 01.04.2020 г.), цена за пренос 5,20 лв./кпм³, цена за достъп до газопреносната мрежа 17,18 лв./кпм³, цена за разпределение на природен газ в размер на 103,49 лв./кпм³ и цена за снабдяване с природен газ в размер на 6,36 лв./кпм³ (Решение на КЕВР № Ц-5 от 30.01.2020 г.). Цените са преизчислени в лв./кпм³ чрез прилагане на коефициент за преобразуване 10,603 kW/m³ (Решение на КЕВР № Ц-1 от 01.01.2020 г.).

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, както е посочено в т. 1.1.

1.3. Разходи за вода – планирано е завишение с 1 хил. лв., във връзка с покачване на крайната цена.

1.4. Разходи за закупена енергия – планирано увеличение с около 7% в преноса.

Увеличението на разхода за закупена електрическа енергия в преноса е свързано с очакваното излизане на дружеството (в частта „абонатни станции“) на свободен пазар на електрическа енергия, където се очаква цената да е по-висока, спрямо тази на регулиран пазар.

1.5. Консумативи (химикали, реагенти) – включени са разходи за химикали, реагенти за обработка на циркулиращата вода по топлопреносната мрежа и централата. Планирани са на база постигнатите разходи през 2019 г., като същевременно е планирано минимално 8% увеличение, свързано с увеличение на цените на химикалите и реагентите, използвани за обработка на водата и използваните смазочни материали, осигуряващи безпроблемната работа на съоръженията.

2. Разходи за външни услуги – не са планирани.

3. Акциз на природния газ – формира се на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ.

4. Акциз на въглищата за производство на топлинна енергия – не е планиран.

5. Разходи за емисии парникови газове (CO₂) – не са планирани.

За целите на годишното приключване, предвид факта, че квотите за емисии на парникови газове за 2019 г. се купуват през периода м. февруари – м. март 2020 г. с протокол е начислена сума в размер 477 хил. лв. (9 936 бр. квоти по цена, действаща в момента на начисляване – 24,55 Евро/t).

Разходът за квоти за емисии на парникови газове за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. е в размер на 192 хил. лв. – 4 000 бр. квоти по цена 24,55 евро/t.

Дружеството очаква да получи 958 бр. безплатни квоти по НПИ във връзка с направени инвестиции през 2019 г.

Дружеството за новия регулаторен период не планира разходи за закупуване на квоти емисии на парникови газове. Това е свързано с излизане от Европейската схема за търговия с емисии (ЕСТЕ), в следствие отмяната на „Разрешително за емисии на парникови газове № 33-Н1/2015 г.“, като в тази връзка е отпаднало задължението на дружеството за 2020 г. за предаване на квоти на емисии на парникови газове в размер на изчислените емисии за предходната календарна година.

Поради получените при изчисленията високи цени на топлинната енергия, които се получават за новия регулаторен период при работа с коефициент на разпределение на горивото в производството - 0,4, дружеството е работило с коефициент – 0,35.

Отразени са направените инвестиции през 2019 г., в размер на 244 хил. лв. в ДМА и 10 хил. лв. финансов лизинг – наем на помещение. Отчетените инвестиции са свързани с подмяна на четири броя АС на обща стойност 50 хил. лв., подмяна на участък от топлопреносната мрежа – 5 хил. лв.; закупуване на офис - оборудване - каса – 1 хил. лв. и изграждане на котелна газова инсталация – 188 хил. лв. За изграждането на котелната инсталация са използвани заемни средства.

За новия регулаторен период дружеството планира разходи за инвестиции в размер на 318 хил. лв., разпределени 170 хил. лв. в производството и 148 хил. лв. в преноса, съобразени с инвестиционната програма за 2019 г. – **Приложение 7.**

Дейността на „Топлофикация - Разград“ АД не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

Във връзка с изискванията в ЗЕ, дружеството води отделна счетоводна отчетност.

Допълнително дружеството отчита разходи за нерегулирана дейност, съгласно изискванията на НРЦТЕ и НРЦЕЕ.

Всяка от дейностите има специфични характеристики, които дават възможност да се отделят и счетоводно. Създадена е и съответната счетоводна аналитичност, която позволява тяхното наблюдение, измерване и контрол чрез механизмите на счетоводното отразяване за целите на регулирането от страна на КЕВР.

Разходите, които не са пряко относими към продуктите - топлинна и електрическа енергия, а са характеризирани като (общи за двата продукта), са разпределени пропорционално на количествата произведена топлинна и електрическа енергия.

Към 31.12.2019 г. дружеството има 6,3 млн. лв. загуби от дейността. Като през 2019 г. е увеличен капиталът на дружеството с 5 млн. лв., с цел да се покрие натрупаните задължения към кредиторите и да продължи да изпълнява лицензионните си задължения.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са с 9,53% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 22,37% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените технологични разходи по преноса с гореща вода са с 8,31% по-високи от прогнозираните.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 39,29% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 548,15 %. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 21,29%.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на

„Топлофикация-Разград“ АД

НВск по отчет за ценовия период е -10440,90% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, която се дължи на ръст на условно-постоянните разходи, спрямо утвърдените.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е -37696,96%, и се дължи на по-високите условно-постоянни разходи спрямо утвърдените от Комисията, тъй като отчетът включва всички разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

Съществен момент за „Топлофикация-Разград“ АД е ниският дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 109 хил. лв. на 49 хил. лв. или с 60 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 175 хил. лв. на 75 хил. лв. или със 100 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., завишена допълнително с 50% поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 544 хил. лв. на 486 хил. лв. или с 58 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 111 хил. лв. на 100 хил. лв. или с 11 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 116 хил. лв. на 60 хил. лв., или с 56 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2019 г., поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от драстичното повишение и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други“ е коригирана от 54 хил. лв. на 0 лв., като неприсъщи разходи и поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от тях. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, в съответствие с т. 1 от общия подход;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,84% на 3,24% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ и т. 3 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените – Спецификация

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,01 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - $5,2+20+120 = 145,20$ лв./kWh³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

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

След проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-16-11 от 08.06.2020 г. „Топлофикация-Разград“ АД е представило възражение по Доклада, относно:

1. *Разходите за амортизации в преноса* са коригирани от 109 хил. лв. на 49 хил. лв. или с 60 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход. Дружеството счита, че избраният от него полезен живот на лицензионните активи е съгласно приетата счетоводна политика на дружеството, като е предпочетен линеен метод на амортизация. Също така общият подход на осреднен полезен живот за всички активи от 35 години е икономически неаргументиран и противоречи на основни постулати на икономическата и счетоводната наука. Активите са различни като видове, с различен полезен живот, придобити са на различни стойности от различните енергийни предприятия и подходът на осредняване води до предимство за някои дружества и оцеляване на други. Основна част от активите в преноса съставлява АС и участъци от топлопреносната мрежа, които са с различен полезен живот, като за АС е 10 години, а за участъци от топлопреносната мрежа 25 г. По този начин предвиденият осреднен полезен живот в размер от 35 години е значително по-висок от реално постижимия за повечето активи. Съгласно чл. 24, ал. 3 от НРЦТЕ разходите за амортизации и ремонти, които са пряко относими към продуктите на производство, се разпределят към тях. Поради това дружеството смята, че извършената корекция е напълно нецелесъобразна и следва да бъдат признати планираните разходи за амортизация, която представлява фонд за възстановяване на активите.

2. *Разходите за ремонт* са коригирани от 175 хил. лв. на 75 хил. лв. или със 100 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2019 г. Дружеството смята, че основната причина за „липсата на финансови и организационни възможности на дружеството“ за извършване на ремонтни дейности е именно политиката за непризнаване на присъщи за дейността разходи в предходни ценови периоди. Непризнаването на присъщо необходими разходи и невключването им в цените във всеки случай се отразява в непълно възстановяване на икономически обосновани разходи, което рефлектира в намаление на утвърдената възвръщаемост и е в противоречие на предвидения в чл. 31, т. 2 от ЗЕ принцип на регулиране, според който цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им, в т. ч. и разходите за ремонти. Това е довело до намаляване на утвърдените цени на топлинна и електрическа енергия и липса на свободен паричен ресурс, с който дружеството да е в състояние да реализира голяма част от планираните ремонтни дейности и в същото време повишава риска от аварии. Това поражда и риск за отчитане на значителни обществени разходи, свързани с непредвидено спиране на топлоподаването и други тежки аварии. Изпълнението на ремонтната програма, разписана и утвърдена в първоначалния ѝ вид, е абсолютно задължително, тъй като чрез нея се гарантира безаварийна работа на ключови производствени съоръжения и топлопреносната мрежа. Непризнаването в пълен размер на разходите за аварийни ремонти води до значително влошаване на финансовото състояние на дружеството, тъй като то е длъжно, с цел спазване на лицензионните си задължения, да финансира изпълнението на аварийните ремонти. Поради това, дружеството счита, че извършената корекция е напълно нецелесъобразна и следва да бъдат признати планираните разходи за ремонт.

3. **Разходите за заплати и възнаграждения** са коригирани от 544 хил. лв. на 486 хил. лв. или с 58 хил. лв., до нивото на отчетната стойност и в съответствие с т. 1.3 от общия подход. „Топлофикация - Разград“ АД смята, че в предоставената обосновка на планираните разходи е посочила, че повишаването на разходите за заплати и възнаграждения се дължи на увеличението на минималната работна заплата, считано от 01.01.2020 г. Това е свързано с допълнителни плащания на база договорени основни заплати и увеличение на работните заплати на ключови длъжности, станало факт, считано от м. февруари 2020 г. Дружеството смята, че предвид увеличението на минималната работна заплата, корекцията на работните заплати до размера на отчетната им стойност не е икономически оправдана. Същевременно, задържането на нивото на възнагражденията е предпоставка за невъзможност за задържане и/или привличане на специалисти за съответните работни позиции. Съгласно данни на НСИ, средната работна заплата в дружеството изостава, както спрямо средната заплата в областта, така и спрямо средната заплата в сектора. В тази връзка „Топлофикация - Разград“ АД смята, че е недопустимо непланиране на ръст на фонд работна заплата. Също така има постоянни затруднения в намирането и задържането на персонал, а основната причина за това е недостатъчният размер на трудовото възнаграждение, съответстващо на условията на работа. Средната заплата в дружеството е значително под размера на средната заплата в сектор „Енергетика“. Дружеството отчита, че през 2019 г. са напуснали 12 човека, което представлява около 22,5% от средния брой работещи. Чрез предвиденото увеличение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски ще се постигне адекватно на вложения труд възнаграждение за персонала и ще се предизвика интерес от страна на потенциални кандидати за работа. Чрез увеличението на разходите за труд ще се стимулира подобряване работата от страна на работниците в дружеството. Текущото финансово състояние и натискът върху цените на енергия от повишените цени на емисиите, не позволяват драстични увеличения на разходите. Увеличение на разходите за възнаграждения спрямо базисната 2019 г. с 12% означава нарастване на средната заплата от 862 лв. на 965 лв., като е необходимо увеличение с още 91%, за да се достигне до средното ниво в отрасъла 1 846 лв.

4. **Разходите за осигуровки и социални разходи** са коригирани от 111 хил. лв. на 100 хил. лв. или с 11 хил. лв., до нивото на отчетната стойност за 2019 г. и в съответствие с

т. 1.3 от общия подход. Дружеството смята, че тези разходи са функция от разходите за заплати и възнаграждения и намаляването им е пряко обвързано с непризнаването на планираното увеличение на възнагражденията.

5. **Разходите за материали за текущо поддържане** са коригирани от 116 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 56 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2019 г., поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от драстично повишение и в съответствие с т. 1 от общия подход. Дружеството твърди, че в обосновката подробно е разписало планираните разходи за материали за текущо поддържане. Непризнаването на тези разходи за ключово съоръжение води до намаляване цените на топлинната и електрическа енергия и до невъзможност да отдели финансов ресурс за извършването им, или с цел обезпечаване на лицензионните си задължения да финансира въпросните технически обслужвания, като същите няма да бъдат възвърнати през определените цени. Също така тези разходи са задължителни за дейността и тяхното неизпълнение ще доведе до влошаване на техническото състояние на съоръжението, което ще създаде предпоставка за повишаване на аварийността или пълно спиране работата на инсталацията. Това, от своя страна, ще доведе до застрашаване изпълнението на лицензионната дейност, пораждаше на риск за отчитане на значителни обществени разходи, свързани с непредвидено спиране на топлоподаването и други тежки аварии и до допълнително влошаване на финансовото състояние.

6. **Допълнително добавената разходна позиция „други външни услуги“** е коригирана от 54 хил. лв. на 0 лв., като неприсъщи разходи и поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от тях, корекцията цели и недопускане

дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, в съответствие с т. 1 от общия подход. Дружеството твърди, че отчетените през 2019 г. разходи са нанесени в графа „други разходи“, поради липса на по-подробна аналитичност в ценовия модел. Те са присъщи за дейността, като включват: разходи за провеждане на процедури по ЗОП, свързани с избор на изпълнител на доставка на стоки и услуги; разходи за медийно обслужване и ПР, включващи изготвяне на прессъобщения и организиране на публикуването им в национален и местен печат, извършване на мониторинг на публикации; организиране и провеждане кампании за привличане на клиенти; разходи свързани с прилагане на дейността и спазване на изискванията по Регламент (ЕС) 2016/679 на Европейския парламент и на Съвета от 27 април 2016 г. относно защитата на физическите лица във връзка с обработването на лични данни и относно свободното движение на такива данни и за отмяна на Директива 95/46/ЕО (Общ регламент относно защитата на данните) и др.

7. Разминаване между поисканите за утвърждаване и предложените за утвърждаване условно-постоянни и променливи разходи. Дружеството твърди, че описаните в Доклада корекции на условно-постоянни разходи са в размер на 339 хил. лв., а реално отчетената корекция е в размер на 400 хил. лв. и липсва аргументация и обосновка на какво се дължат допълнително непризнатите 61 хил. лв. Също така и за разминаването между предложения за утвърждаване размер на променливите разходи и формирания такъв, изчислени съгласно предложената за утвърждаване прогнозна индивидуална цена на природния газ и планираните количества от предоставената справка „Спецификация“. Предложените за утвърждаване променливи разходи са в размер на 3 346 хил. лв., в т. ч. разходи за природен газ и допълнителни променливи разходи в размер на 240 хил. лв. В тази връзка предложеният за утвърждаване разход за природен газ, без включен акциз, е в размер на 3 106 хил. лв. Дружеството счита, че при пресмятане на разхода за природния газ същият следва да е в размер на 3 282 хил. лв., без включен акциз и е налице допълнително необосновано намаление на предложените за утвърждаване променливи разходи в размер на 176 хил. лв.

8. Нормата на възвръщаемост на капитала.

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,84% на 3,24%. Дружеството твърди, че заложената в ценовия модел норма на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с договорите за кредити и са приложени копия към заявлението за цени. Също така по повод решенията за утвърждаване на цени на топлинната енергия, Върховния административен съд се е произнесъл, че: *„регулаторният орган е поставил пазарни ограничения на договарянето на привлечен капитал, въз основа на последната година, както и че не е икономически обосновано КЕВР да намалява всяка година нормата на възвръщаемост на база на промяната в лихвените нива за текущата година, тъй като енергийните предприятия нямат задължение да предоговарят сключени от тях договори с банки или финансови институции всяка година.“* (Решение № 13749 от 09.11.2018 г. по адм. дело № 6231 от 2018 г. на ВАС, Решение № 15422 от 11.12.2018 г. по адм. дело № 3138 от 2018 г. по адм. дело № 8187 от 2018 г. на ВАС, Решение № 430 от 11.01.2019 г. по адм. дело № 4876 от 2018 г. на ВАС, Решение № 16269 от 27.12.2018 г. по адм. дело № 2292 от 2018 г. на ВАС, Решение № 4741 от 01.04.2019 г. по адм. дело № 9269 от 2018 г. на ВАС.). Дружеството обръща внимание, че при така определените лихви по кредитите и невъзможността да осигури необходимото самоучастие не е в състояние да привлече кредитен ресурс, необходим за изпълняване на лицензионната дейност. Също така желае да се преразгледат извършените корекции и да се отразят реалните лихвени равнища, съгласно предоставените договори за кредит.

Относно определяне на **Нормата на възвръщаемост на собствения капитал**, дружеството е приложило Модел за оценка на капиталовите активи (МОКА). За изчисленията са ползвани данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran - Stern Scholl of Business. Съгласно данните от сайта, пазарната рискова премия за България е 9,49%, формирана като сума от базовата рискова премия в размер на 6,01% и премията за специфичния за държавата риск в размер на 3,48%. В Доклада при изчисленията е

използван единствено специфичният за държавата риск в размер на 3,48%, което води до некоректно определяне на нормата на възвращаемост на собствения капитал. В следващата таблица е представено изчислението на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, съгласно данните от сайта на БНБ за безрисковата премия и от сайта на Aswath Damodaran за останалите параметри.

№	Параметър	Стойност
A	Безрискова премия	0,29%
B	Базова рискова премия	6,01%
C	Премията за специфичния за държавата риск	3,48%
D=A+B	Рискова премия	9,49%
E	В безлостов коефициент	0,58
F	Привлечен капитал/Собствен капитал	60:40
$G=E*(1+F*(1-10\%))$	3 лостов коефициент	1,36
H=A+D*G	Норма на възвръщаемост на собствения капитал	13,22%

9. *Количество продадена електрическа енергия.*

Дружеството е посочило количества за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер на 15 000 MWh, а е коригирано на 15 237 MWh и направеното увеличение по никакъв начин не води до увеличение на планирания разход за природен газ и съответно на размера на променливите разходи. Също така смята, че така направената корекция се характеризира с намаление на необходимите приходи с приблизително 45 хил. лв.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за амортизации в преноса не се приема. Значимата част от активите в преноса са топлопроводите, шибри и друга спирателна арматура, камери, компенсатори и други активи със значителен експлоатационен ресурс. Нормата за амортизационни отчисления за регулаторни цели от 35 години е средна стойност за всички активи. Прилагането на линеен метод на амортизация не е достатъчно, за да се приеме, че дружеството е спазило всички изисквания относно прогнозирането на разходите. Следва да се има предвид, че при възприемане на специфичния подход, избран в счетоводната политика на всяко отделно регулирано дружество, предприятията и техните клиенти няма да бъдат третирани равнопоставено, което е императивно изискване на чл. 23, т. 5 от ЗЕ. В тази връзка и доколкото техническите и експлоатационните характеристики на енергийните обекти за пренос на топлинна енергия на всички регулирани дружества са служебно известни на регулаторния орган, е извършена обобщена оценка на техния полезен живот, като е прието за целесъобразно за регулаторни цели да се приемат единни амортизационни квоти за активите в преноса на топлинна енергия. НРЦТЕ и НРЦЕЕ не съдържат изисквания относно начина на групиране на активите при определяне на амортизационните квоти, поради което активите са групирани съобразно регулираните дейности, за които на дружествата се утвърждават цени, а именно – активи в производството и активи в преноса. Разпоредбите на данъчното законодателство са неприложими при определяне на цени, които подлежат на регулиране по реда на ЗЕ, видно от разпоредбите на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ, чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ, а също и т. 31 от Указания - НВ, които изискват разходите за амортизации да се изчисляват на основата на обосноваван от дружеството и признат от Комисията технически и икономически полезен живот на активите чрез прилагане на линеен метод на амортизация.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт не се приема. Комисията е коригирала стойността на разходите за ремонт не до отчетената стойност през базисната година, а с 50% над нея, в съответствие с общия подход по т. 1.2.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата

от 1.01.2020 г.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за осигурителни вноски се приема частично. При осигурителните вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения начислявани в дружеството.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за материали за текущо поддържане не се приема. В представеното възражение след Доклада, дружеството не обосновава по-високата стойност на разхода над нивото на отчетения през базисната година.

6. Възражението на дружеството относно корекцията на допълнително добавената разходна позиция „други външни услуги“ не се приема. Така изброените разходи в представеното писмо са част от други разходни позиции, включени в Справка № 1 „Разходи“ от ценовия изчислителен модел към Указания - НВ. Дублирането на разходи в цените е недопустимо от регулаторна гледна точка.

7. Възражението на дружеството относно разминаване между поисканите за утвърждаване и предложените за утвърждаване условно-постоянни не се приема. Общата корекция на условно постоянните разходи е в размер на 348 хи.лв. Сумата на корекцията на променливите разходи е свързана с цената на природния газ, която към настоящия момент е променена. Няма разминаване в сумата на корекциите и описаните такива.

8. Възраженията на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на собствения и на привлечения капитал не се приемат. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е намалена на 5% за всички дружества при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, както и специфичните условия на работа на топлофикационните дружества и ценовата еластичност на търсенето на предлаганите услуги. За определяне нормата на възвръщаемост, Комисията е отчела финансовите и икономически условия в страната, безрисковата доходност, специфичния риск на дружествата от сектора, както и сравнения с други с подобен риск, достъп до финансиране, алтернативна цена на капитала и специфичните условия на регулиране на дружествата. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите.

В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружествата кредити. По този начин за тях ще бъде необходимо да предоговорят със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%.

Допълнително съображения са изложени в т. 3 от общия подход.

9. Възражението на дружеството относно корекцията на количеството продадена електрическа енергия не се приема. Комисията е коригирала собствените нужди от електрическа енергия като ги е привела в съответствие с постигнатата стойност през базисната година.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация-Разград“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 190,10 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 190,10 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 100,67 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,73 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 5 007 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 4 748 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 457 хил. лв. и

променливи – 3 291 хил. лв.

- Регулаторна база на активите – 4 873 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 5,32%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 237 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 24 620 MWh

9. „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив

С писмо вх. № Е-14-56-3 от 13.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление 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 Комисията. Към заявлението не е представена информация по т. I.5, т. I.8, т. I.11, т. I.12, т. II.2, т. II.4, т. II.7 и т. II.9.

Съгласно данните в представения ценови модел изчислените цени на енергия, без ДДС, са следните:

- преференциална цена на електрическата енергия от комбинирано производство – 307,51 лв./MWh;

- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 109,50 лв./MWh;

Цените на енергия са изчислени с цена на природен газ 310,00 лв./ knm^3 при калоричност 8 194 kcal/ knm^3 (без ДДС).

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Отчетените количества реализирана електрическа енергия за ценовия период са със 79,82% по-ниски от прогнозираните.

Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са с 64,18% по-ниски от прогнозираните.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството не предвижда изменение на технико-икономическите показатели спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.). Също така не предвижда разходи за инвестиции през следващия регулаторен период.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 120 хил. лв. на 72 хил. лв. или с 48 хил. лв., 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 заплати и възнаграждения са коригирани от 70 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 56 хил. лв. на 55 хил. лв. или с 1 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за материали за текущо поддържане са коригирани от 40 хил. лв. на 25 хил. лв. или с 15 хил. лв., като са приведени до отчетените стойности през 2019 г., поради липса на аргументирана обосновка за необходимостта от драстичното повишение и в съответствие с т. 1 от общия подход;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост

на привлечения капитал е коригирана от 7,92% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 1 112 MWh (44,55%) на 712 MWh (28,53%), или с 400 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход, като разликата е отразена в количествата за продажба.

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,78 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа- $5,2+40=45,20$ лв./kNm³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

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

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Юлико Евротрейд“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 296,74 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 296,74 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 76,95 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 888 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 850 хил. лв., от които условно-постоянни – 447 хил. лв. и променливи – 404 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 898 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,25%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 974 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 784 MWh

10. „Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“

С писмо с вх. № Е-15-57-13 от 31.03.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление 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, считано от 01.07.2020 г. за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, както следва:

- преференциална цена на електрическата енергия – 335,99 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 216,23 лв./MWh.

Същите не съответстват с направеното оповестяване на цените, на основание чл. 36а, ал. 1 от ЗЕ, публикувано на 25.02.2020 г. на интернет страницата на „Овергаз мрежи АД, ЛОЦ „Овча Купел“.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с прогнозна цена на

природния газ, която е в размер на 458,48 лв./кнм³ (без ДДС) или 48,10 лв./MWh, при калоричност 8 197 kcal/кнм³.

Обосновката на „Овергаз мрежи“ АД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е следната:

Годишните разходи са планирани във функция от разходите, реализирани през 2019 г. и прогнозните основни параметри на регулираната дейност, а именно: произведена топлинна и електрическа енергия; инсталирана топлинна и електрическа мощност; отчетна и балансова стойност на активите за производство на електрическа и топлинна енергия; брой персонал.

Съгласно ЕССО разходите са планирани както следва: разходи за производство на топлинна и електрическа енергия и разходи за пренос на топлинна енергия.

I. Условно-постоянни разходи:

1. **Разходи за амортизации** – дружеството прилага линеен метод на амортизация на активите. Разходите за амортизации са отнесени към дейността, с която са свързани дълготрайните активи.

2. **Разходи за ремонт** – планирани са съгласно техническите изискванията за ремонт на когенераторната инсталация и реализираните разходи за ремонт през 2019 г.

3. **Разходи за заплати и възнаграждения** – включват разходите за заплати на персонала, зает в съответната дейност - планирани са на база постигнатите разходи през 2019 г.

4. **Начисления, свързани с действащото законодателство** – включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.

5. **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – дружеството посочва, че на база постигнатите разходи през 2019 г. са планирани следните разходи, за: работно облекло, материали за текущо поддържане, застраховки (застраховки на имущество и персонал), данъци и такси, пощенски разходи, телефони и абонаменти, проверка на уреди, такса за събрано инкасо, информационно обслужване (разходи за ползване и поддръжка на компютри, интернет и софтуер, издаване на фактури и експорт на финансови документи за разпределените количества топлинна енергия в система SAP), обучение и разходи за транспорт.

Не са планирани следните разходи: горива за автотранспорт, канцеларски материали, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, наеми, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, безплатна храна, охрана на труда, служебни карти и пътувания, командировки, услуги граждански договори, разходи за публикации, изпитания на съоръженията, разходи за лицензионни такси, разходи свързани с нерегулираната дейност, приходи от присъединяване и услуги и приходи от топлоносител.

II. Променливи разходи: разходите за гориво за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия са формирани на база необходимото количество природен газ за комбинирано производство на енергия и неговата цена, която е в размер на 458,48 лв./кнм³ и включва: цена за природен газ в размер на 277,90 лв./кнм³ (предложение на „Булгаргаз“ ЕАД за цена на природен газ от 01.04.2020 г.), цена за пренос 5,20 лв./кнм³, цена за достъп до газопреносната мрежа 17,18 лв./кнм³, цена за разпределение на природен газ в размер на 149,93 лв./кнм³ и цена за снабдяване с природен газ в размер на 8,27 лв./кнм³ (Решение № Ц-5 от 30.01.2020 г. на КЕВР). Цените са преизчислени в лв./кнм³ чрез прилагане на коефициент за преобразуване 10,603 kW/m³ (Решение № Ц-1 от 01.01.2020 г. на КЕВР).

Дружеството заявява, че не са планирани следните разходи: разходи за вода, консумативи (химикали, реагенти), разходи за външни услуги, акциз на въглища и разходи за емисии парникови газове (CO₂).

Разходите за закупена енергия са прогнозирани на база постигнатите разходи за 2019 г., а за акциз на природния газ са формиращи на база необходимото количество природен газ и акцизната ставка върху природния газ.

Дружеството посочва, че дейността на ЛОЦ „Овча купел“ не попада в обхвата на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Овергаз мрежи“ АД - ЛОЦ „Овча купел“

НВск по отчет за ценовия период е -6,41% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, която се дължи на намалените продажби, както на електрическата, така и на топлинната енергия с топлоносител гореща вода.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в ОПР, изготвен в съответствие изискванията на приетата единна система за счетоводно отчитане (ЕССО) е отрицателна величина в размер на -3,79%, намалена спрямо утвърдената, вследствие на намалените продажби на електрическа и топлинна енергия при ръст на условно-постоянните разходи.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 5 хил. лв. на 1 хил. лв. или с 4 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

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

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

- разходът на основно гориво - природен газ, в централата е коригиран с 12 km^3 до достигане на общата енергийна ефективност на използваното гориво за производство на електрическа и топлинна енергия до средните стойности за ефективност през 2019 г. при издаване на сертификатите за произход, в съответствие с т. 5 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,55 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа- $5,2+20+167,82 = 193 \text{ лв./km}^3$, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

4. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 340 MWh (28,81%) на 120 MWh (10,17%), или с 220 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,17 MW.

След проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание с писма вх. № Е-15-57-24 от 04.06.2020 г. и вх. № Е-15-57-25 от 08.06.2020 г. от „Овергаз мрежи“ АД са постъпил две идентични възражения във връзка с Доклада:

1. Относно извършените корекции в справка № 1 „Разходи“.

Разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 5 хил. лв. на 1 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход. Дружеството посочва, че прилага линеен метод на амортизация и приложеният срок за амортизация е съгласно приетата счетоводната политика. Промяната на Международните счетоводни стандарти (по конкретно МСФО 16) е довело до промяна на начина на отчитане на разходите за наем, трансформирайки ги в активи с право на ползване. Амортизационният срок на активите с право на ползване е в съответствие с договора за наем (5 г.), като в тази връзка планираните от дружеството разходи за амортизация следва да бъдат признати.

2. Относно извършените корекции в справка № 5 „ТИП в преноса“.

Технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 340 MWh на 120 MWh или с 220 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход. Отчетните данни за 2019 г. са показали технологични разходи в размер на 414 MWh, за периода 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г., са 370 MWh. За новия регулаторен период са намалени на 340 MWh, но не съществуват никакви резерви за тяхната редукция. Поради тази причина дружеството счита, че тази корекция трябва да отпадне.

3. Относно определянето на НВ на собствения капитал.

При определянето на НВ на собствения капитал на топлофикационните дружества е приложен Модел за оценка на капиталовите активи (МОКА). Като за изчисленията са ползвани данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran - Stern Scholl of Business. Съгласно данните от сайта пазарната рискова премия за България е 9,49%, формирана като сума от базовата рискова премия в размер на 6,01% и премията за специфичния за държавата риск в размер на 3,48%. Дружеството отбелязва, че в Доклада на работната група при изчисленията е използван единствено специфичният за държавата риск, което води до некоректно определяне на нормата на възвращаемост на собствения капитал. В таблица е представено от дружеството изчислението на нормата на възвращаемост на собствения капитал, съгласно данните от сайта на БНБ за безрисковата премия и от сайта на Aswath Damodaran за останалите параметри.

№	Параметър	Стойност
A	Безрискова премия	0,29%
B	Базова рискова премия	6,01%
C	Премията за специфичния за държавата риск	4,48%
D=A+B	Рискова премия	9,49%
E	3 безлостов коефициент	0,58
F	Привлечен капитал/Собствен капитал	60:40
G = E*(1 + F*(1-10%))	3 лостов коефициент	1,36
H=A+D*G	Норма на възвращаемост на собствения капитал	13,22%

4. Относно определянето на необходими годишни приходи.

След извършените корекции в Доклада са посочени необходими годишни приходи в размер на 402 хил. лв., като на база на тези необходими приходи и количествата електрическа енергия - 672 MWh и топлинна енергия - 1 060 MWh са определени цени на електрическата енергия - 285,21 лв./MWh и на топлинната енергия - 103,72 лв./MWh. Дружеството счита, че цените не са определени коректно. Като представя модел на изчисление на необходимите годишни приходи.

$672 \text{ MWh} * 285,21 \text{ лв./MWh} = 191,7 \text{ хил. лв.}$
 $+ 1060 \text{ MWh} * 103,72 \text{ лв./MWh} = 109,9 \text{ хил. лв.}$
Необходими годишни приходи = 301,6 хил. лв.

По този модел дружеството установява, че в посочените цени в Доклада не са включени необходими приходи в размер на 100,4 хил. лв. (402 хил. лв. - 301,6 хил. лв.). Като в тази връзка за постигане на определените необходими приходи дружеството счита, че следва да бъдат коригирани цените на топлинната и електрическата енергия.

В резултат от непризнаването на разходи и намаляването на количеството природен

газ, количеството електрическа енергия за собствени нужди и технологичните разходи по преноса през последните 7 г. дружеството отчита загуба, като натрупаната загуба към 31.12.2019 г. е 644 хил. лв. Дружеството отбелязва, че ако отново се извършат корекции на ценообразуващите елементи ще му се наложи да бъдат предприети драстични мерки за ограничаване на загубите от дейността на ЛОЦ „Овча купел“, вкл. и стартиране на процедура по преустановяване на дейността му.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия не се приема. Комисията не оспорва правото на дружеството при промяната на Международните счетоводни стандарти (по конкретно МСФО 16) да промени начина на отчитане на разходите за наем, трансформирайки ги в активи с право на ползване, при които амортизационният срок е в съответствие с договора за наем (5 г.). Но за регулаторни цели, с оглед баланс между интересите на дружеството и на клиентите, а именно поддържането във времето на стабилна и платима цена на услугата, разходите е необходимо да бъдат редуцирани.

2. Възражението на дружеството относно корекцията в справка № 5 „ТИП в преноса“ не се приема. Технологичните разходи по преноса са функция както на лошото състояние на мрежата, нейните характеристики, така и от намаляващата консумация на топлинна енергия, вследствие неконкурентна цена. При малка мрежа в относително добро състояние поддържането на технологични разходи по преноса 26,84% и отчетна цена на топлинната енергия от 182,34 лв./MWh, без ДДС обрича дружеството на икономическа несъстоятелност. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. В случая е извършена оценка и е разгледан допустимият размер на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които могат да се приемат за целите на ценообразуването. Следва да се има предвид, че в чл. 32, ал. 1 от ЗЕ е регламентирано правомощие на Комисията да регулира цените чрез прилагане на различни методи за регулиране, включително, да определя показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии. В случая са приложени показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии. В тази връзка в т. 6 от общия подход са посочени гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия. От друга страна, като ценообразуващ елемент, количествата топлинна енергия са изрично дефинирани в 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“. В тази връзка прогнозните количества се утвърждават за целите на ценообразуването, като Комисията има право да извърши оценка на представените от енергийните предприятия отчетни и прогнозни количества, както и да утвърди различен от предложения прогнозен размер, при спазване на разпоредбите на ЗЕ.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на собствения капитал не се приема. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е намалена на 5% за всички дружества при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, както и специфичните условия на работа на топлофикационните дружества и ценовата еластичност на търсенето на предлаганите услуги. За определяне нормата на възвръщаемост, Комисията е отчела финансовите и икономически условия в страната, безрисковата доходност, специфичния риск на дружествата от сектора, както и сравнения с други с подобен риск, достъп до финансиране, алтернативна цена на капитала и специфичните условия на регулиране на дружествата. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите.

4. Възражението на дружеството относно разминаване между поисканите за утвърждаване и предложените за утвърждаване условно-постоянни и променливи разходи не се приема. Сумата на корекцията на променливите разходи е свързана с цената на природния газ, която към настоящия момент е променена. Няма разминаване в сумата на корекциите и описаните такива.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Овергаз мрежи“ АД (ЛЮЦ „Овча купел“) за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 282,19 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 282,19 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 103,08 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 400 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 363 хил. лв., от които условно-постоянни – 221 хил. лв. и променливи 142 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 663 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 672 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 060 MWh

11. „Топлофикация Русе“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-09-2 от 01.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление 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 Комисията.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2020 г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 305,25 лв./MWh;

2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 133,27 лв./MWh;

3. Еднокомпонентна цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 88,71 лв./MWh.

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

- цена на природен газ – 505,54 лв./knm³ при калоричност 8 242 kcal/knm³;

- цена на въглища – 291,17 лв./t при калоричност 5 328 kcal/kg;

- цена на мазут – 793,00 лв./t при калоричност 9 685 kcal/kg;

- цена на биогориво – 103,00 лв./t при калоричност 3 997 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка на предложените за изменение цени на топлинната и електрическата енергия за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г., както следва:

Производствени показатели

Електрическа и топлинна енергия

Като базова година при планиране на цените от 01.07.2020 г. са използвани данните от 2019 г., като са актуализирали, както следва:

1/ Увеличени са планираните продажби на топлинната енергия с топлоносител гореща вода във връзка с планове за присъединяване на нови клиенти и очаквано по-голямо потребление на топлинна енергия от клиентите през следващия отоплителен период, поради топлата зима през 2019 г.

2/ Планираните продажби на топлинната енергия с топлоносител водна пара са запазени на нивото на отчетените през 2019 г.

3/ Увеличено е количеството на високоефективното комбинирано производство на електрическа енергия спрямо отчетеното през 2019 г. в съответствие с очакваното завишение на производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

4/ Количеството на горивото за новия ценови период е планирано в съответствие с прогнозното увеличение на производството на електрическа и топлинна енергия, при запазване на общата ефективност, отчетена през 2019 г. За новия отоплителен сезон се предвижда работа на два парогенератора едновременно, при което, за постигане на допустимите емисионни норми единият от тях (Парогенератор №8) ще работи с природен газ, в съответствие с условията на актуализираното Комплексно разрешително.

5/ Отделените въглеродни емисии през новия ценови период, започващ от 01.07.2020 г., са изчислени в съответствие с количеството и емисионните фактори на горивата за периода 01.01.2020 г. - 30.06.2021 г. Количеството въглеродни квоти, които ще бъдат закупени през новия ценови период, ще е по-голямо от тези за базовия период по следните две причини: нарастване на общия обем на отделените емисии във връзка с увеличаване на производството, съответно изгаряне на по-голямо количество гориво през новия период, и нулево количество безплатно разпределени квоти по чл. 10 а и 10 в от Директива 2009/29/ЕО за периода.

Икономически показатели

I. Разходи за основно гориво

Разчетите за цени на електрическа и топлинна енергия са изготвени при цена на въглища, определена както следва :

Очаквани доставки на въглища:

1. През периода от 01.03.2020 г. - 30.06.2020 г.: 59 600 t по доставна цена 156,50 USD/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 6,34 лв./t ;

2. През новия период: 71 700 t по доставна цена 156,50 USD/t, с включени транспортни разходи до пристанище Русе.

Допълнителни разходи за разтоварване и съхранение за периода са предвидени в размер на 6,34 лв./t;

3. Необходими количества за обезпечаване на производството за периода 01.01.2020 - 30.06.2020 г.: 71 300 t по доставна цена 156,50 USD/t с включени транспортни разходи до пристанище Русе, плюс допълнителни разходи за разтоварване и съхранение 6,34 лв./t.

4. По отношение на качеството на основното гориво:

„Топлофикация Русе“ ЕАД е централа със специфика на производствените мощности, като основното гориво за производството на двата продукта са въглища с характеристики, които не са налични като залежи в страната. Изискванията към въглищата са заложили 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 са заложили 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 и единствено от Русия, като за постигане на исканите характеристики се налага предварителна обработка – раздробяване, смесване и хомогенизиране. Всичко гореизброено, допълнено и от факта, че в този географски район работят крайно ограничен брой доставчици, прави цената на такъв тип въглища доста по-висока.

Към момента „Топлофикация Русе“ ЕАД продължава да ползва услугите на „Дайнинг Енерджи“ ЕООД като доставчик, специализиран в тази област, който е гарант пред производителите от Русия за своевременното плащане на цената на доставените въглища.

Предвид спецификата на въглищата и пазарните условия договорената цена на тон въглища е в размер на 156,50 USD/t. В тази цена се включва цената, заплащана на производителя от „Дайнинг Енерджи“ ЕООД, както и всички необходими разходи до пристанище Русе, вкл. транспортни разходи, застраховки и др.

Изчислената цена на въглищата по доставки в рамките на ценовия период по утвърден от КЕВР образец на Справка – Приложение №2, е 284,83 лв./t.

Цената на въглищата, която „Топлофикация Русе“ ЕАД залага в справка № 4 „Технико-икономически показатели в производството“ в електронния изчислителен модел за образуване на цените е:

284,83 лв./t + 6,34 лв./t = 291,17 лв./t, където:

6,34 лв./t – 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 1,82 лв./USD.

II. Цена на природния газ: за целия разглеждан период е приложена цена в размер на 505,54 лв./knt³, съгласно Приложение № 5 и действащата към момента на подаване на заявлението цена.

Обосновка на прогнозната цена на природния газ:

Влезлите в сила от 01.10.2017 г. нови правила при формиране на крайната цена на природния газ дават възможност за предварителна заявка на капацитетни продукти. Тяхната цена е най-висока при непостоянно потребление и невъзможност за точно предвиждане на използваните количества газ, каквито са условията на работа в „Топлофикация Русе“ ЕАД. При условията на изгаряне на природен газ в производствената централа, предварителното резервиране на капацитет за „Топлофикация Русе“ ЕАД в повечето случаи би довело до по-големи разходи. Това се дължи на факта, че заявленият капацитет при всички случаи се заплаща, независимо дали и в каква степен е използвано спомагателното гориво.

III. Цена на мазута: за разглеждания период цената на течното гориво е 793,00 лв./t.

IV. Условно-постоянните разходи са прогнозирани при отчитане влиянието на следните фактори:

1. Основните елементи на УПР (разходи за материали, външни услуги и други) са прогнозирани на база разчети за необходимите разходи на дружеството за регулаторния период, представени подробно в справка „Отчет и разчет на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията“. Завишението е следствие от обвързаността на цената на услугите с увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2020 г.

2. Разходите за работна заплата и осигуровки за новия ценови период са завишени спрямо отчетените през 2019 г. с 10%. Планираното завишение е във връзка с изоставането на средната месечна работна заплата в дружеството, която за 2019 г. е в размер на 1 472 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 2019 г. е в размер на 2 067 лв.

3. Разходите за ремонт са планирани на база неотложни потребности от основни ремонти и текуща поддръжка на съоръженията.

4. Разходите за амортизации са изчислени при спазване изискванията на чл. 31 и чл. 31.1 от Указания-НВ.

5. 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.

6. При изчисляване на РБА са спазени изискванията на чл. 30 от Указания-НВ.

7. Спазено е указанието за прилагане норма на възвращаемост на собствения капитал в размер, утвърден от КЕВР за предходния ценови период.

V. В резултат на извършените изчисления по Справки-приложения от № 1 до № 9 (разчетни данни за 2020-2021 г.), са прогнозирани необходими приходи от дейността в размер на 99 228 хил. лв.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

Дружеството отчита за ценовия период с 1,08% по-ниски реализирани количества електрическа енергия и със 17,92% по-ниска продажба на топлинна енергия с гореща вода и пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода и пара са завишени с 11,16% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 18,27% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), вследствие на увеличените разходи за ремонт с 45,69%, разходи за заплати и възнаграждения с 12,18 % и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 12,06 %. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 29,89%.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Русе“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е -20,62% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, която се дължи на значителен ръст на условно-постоянните с 30,6% при спад на променливите разходи от намаленото производство.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е положителна величина в размер на 7,86%, вследствие на по-високите общи приходи, спрямо утвърдените от Комисията, тъй като отчетът включва всички приходи и разходи, отнасящи се за цялостната дейност на дружеството.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 4 405 хил. лв. на 3 698 хил. лв. или със 707 хил. лв., 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 от 1 101 хил. лв. на 640 хил. лв. или с 461 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 6 612 хил. лв. на 5 883 хил. лв. или със 729 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 1 719 хил. лв. на 1 507 хил. лв. или с 212 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи по нормативни актове“ е коригирана от 2 927 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 2 927 хил. лв., като неприсъщи разходи и поради липса на аргументирана обосновка и достатъчни аргументи за необходимостта от

тях. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии CO₂ са коригирани от 15 075 хил. лв. на 8 484 хил. лв. или с 6 591 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 197 268 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 3,91% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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

- коригирани са отделните количества горива в горивния микс, като са запазени количествата природен газ, мазут и слънчогледова люспа на нивото на стойностите от верифицирания доклад на МОСВ за отчетния период. Коригирано е количеството вносни въглища до ниво, при което се запазват показателите за обща енергийна ефективност и икономия на първичен енергиен ресурс не по-ниски от отчетените през базисната година;

- коригирана е цената на вноските въглища от 291,17 лв./t на 282,44 лв./t, на нивото на отчетената стойност през базисната година;

- количествата емисии CO₂ за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно т. 13 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,41 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа- $5,17 + 35,97 = 41,14$ лв./kNm³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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, съответстващи на приетите количества горива в микса на дружеството както следва:

Показател	Дименсия	черни въглища	мазут	природен газ	сл. люспа	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	91,1876	77,4000	55,4829	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(kNm ³)	22,3000	40,0000	34,2870	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	93,32%	100%	100%	100%	
ТФ Русе емитирани CO ₂ ,	t	102 969 195 398,8	98,00 303,4	823,00 1 565,6	112 968 0,0	197 268

Емитирани CO₂ – 197 268 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 197 268 t X 43,01 лв./t = 8 484 хил. лв.

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

С писмо вх. № Е-14-09-6 от 03.06.2020 г. „Топлофикация Русе“ ЕАД е представило следното възражение във връзка с направени корекции на ценообразуващите елементи в Доклада:

От направената калкулация на така предвидените цени на електрическа и топлинна енергия по съответните количества се получава приход от 72 933 хил. лв. (220 000 MWh * 205,49 лв./MWh + 3 500 MWh * 89,43 лв./MWh + 11 133 MWh * 82,14 лв./MWh + 345 379 MWh * 76,72 лв./MWh).

Дружеството счита, че с така предложените цени, няма да получи необходимите годишни приходи, определени от Комисията в размер на 73 336 хил. лв. и настоява за коректно отразяване на приходите след преразглеждане на разликата от 403 хил.лв.

- **Относно разходите за амортизации**

Дружеството не е съгласно с направените корекции на амортизации в Доклада, съответно в производството със 707 хил. лв. и в преноса на топлинна енергия с 461 хил. лв., тъй като в края на 2019 г. е въвело нови активи, с което амортизациите за новия ценови период се увеличат съществено.

- **Относно разходите за заплати и възнаграждения и осигурителни вноски**

Дружеството счита, че направената корекция в Доклада в размер на 729 хил. лв. е икономически неоправдана. Предвидените по-високи разходи за работни заплати и осигурителни вноски са в резултат на изоставането на отчетената средна месечна работна заплата в Дружеството за 2019 г. в размер на 1 472 лв. в сравнение със средната месечна работна заплата на персонала, зает в икономическа дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“ по данни на НСИ за 2019 г. в размер на 2 067 лв. От статистическите данни е видно, че изоставането е с 28%. Според дружеството увеличаването на разходите за възнаграждения с 10% ще се отрази благоприятно и мотивиращо на човешкия ресурс.

- **Относно разходите за горива**

Дружеството възражава срещу корекцията на горивния микс в Доклада, който се вижда от данните на таблицата:

Показатели	Означение	Дименсия	Прогноза ТФ Русе		Доклад КЕВР	
			ПРОГНОЗА за НЦП		ПРОГНОЗА за НЦП	
			от 07.2020 г.		от 07.2020 г.	
природен газ	Впг	Knm ³	20 085	10,95%	823	0,38%
мазут	Вм	t	100	0,05%	98	0,05%
въглища	Вв	t	142 169	77,54%	102 969	47,48%
друг вид гориво (ВЕИ) биомаса	Вvei	t/(knm ³)	21 000	11,45%	112 968	52,09%

Дружеството не е съгласно с направената корекция на количеството природен газ в посока на намаление. В Доклада липсват мотиви за направеното намаление. „Топлофикация Русе“ ЕАД възнамерява да промени горивния микс в новия ценови период, поради екологични ограничения при експлоатацията на горивните инсталации.

С писмо с изх. № 898 от 19.05.2020 г. „Топлофикация Русе“ ЕАД е подало заявление за издаване на ново комплексно разрешително, във връзка с преустройството на котел № 8 за работа единствено с природен газ. Другият енергиен парогенератор, който ще се използва през новия ценови период - котел № 7, ще продължи да изгаря вносни въглища

със строги изисквания към качествените показатели, гарантиращи както надеждната работа на съоръжението, така и ниски нива на емисии. За котел № 7 като допълнително гориво остава възможността да изгаря и биомаса, съвместно с основното гориво въглища. В съответствие с така изложените факти дружеството е планирало горивата, които ще използва за производствената си дейност през новия ценови период.

С оглед на изложеното в тази част дружеството предлага при постановяване на решението си за новия ценови период КЕВР да се съобрази с предложения от „Топлофикация Русе“ ЕАД микс от горива.

• Относно разходите за емисии на парникови газове

Дружеството изразява категорично несъгласие с направените корекции на заявените разходи за емисии на парникови газове (CO₂) от 15 075 хил. лв. на 8 484 хил. лв. или с 6 591 хил. лв.

Според дружеството в Доклада е направена необоснована корекция на горивния микс, което от своя страна оказва влияние и върху броя на квотите за закупуване през следващия ценови период.

Дружеството счита, че определената цена от 22 евро/t не е икономически обоснована, тъй като тенденцията за увеличаване на цените на емисиите ще продължи съобразно по-голямото им търсене на пазара, имайки предвид, че операторите няма да могат да използват квотите, издадени през Фаза 4 на ЕСТЕ (след 1 януари 2021 г.) за изпълнение на задълженията си за Фаза 3 (което се извършва до 30 април 2021 г.). През 2021 г. компетентните органи ще издават квоти за първата година от Фаза 4 на ЕСТЕ (2021-2030 г.). Валидността на тези квоти ще бъде за периода от 1 януари 2021 г. нататък и те няма да могат да се използват за изпълнение на задълженията на операторите за предходната 2020 г.

С оглед на изложеното в тази част дружеството предлага при постановяване на решението си за новия ценови период КЕВР да се съобрази с предложените от „Топлофикация Русе“ ЕАД разходи за закупуване на емисии на парникови газове (CO₂) от 15 075 хил. лв.

• Относно цената на въглищата

Посочената от „Топлофикация Русе“ ЕАД цена на вносите въглища от 291,17 лв./t е коригирана на 282,44 лв./t, на нивото на отчетената стойност през базисната 2019 г. При изчисляването на цената 282,44 лв./t е използван валутен курс от 2019 г. и не е отчетено увеличението му спрямо датата на подаване на заявлението на „Топлофикация Русе“ ЕАД на 31.03.2020 г.

• Относно начина на определяне на средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал

В Доклада е коригирана нормата на възвръщаемост на привлечения капитал от 3,91% на 3,24%. Топлофикация Русе ЕАД изразява несъгласие с приравняването ѝ към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2019 г., по данни на БНБ. Дружеството счита, че данните на БНБ са обобщени, среднопретеглени за целия пазар и не отразяват данните за привлечения капитал за дружествата в сектор „Топлоенергетика“. В противоречие на т. 40 от Указания-НВ, Комисията не е взела под внимание статистическите данни за периода (месец, година) за получаване на кредита и изчислената от дружествата норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

След преглед на постъпило възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно изчислението на необходимите годишни приходи се приема. Коририрана е цената на некомбинираната електрическа енергия на 89,43 лв./MWh.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за амортизации не се приема. Нововъведените активи в края на 2019 г. са отразени в инвентарната книга на дружеството към 31.12.2019 г., а оттам и в годишния финансов отчет за 2019 г. При корекцията са използвани тези стойности на активите, попълнени коректно в справка № 2 „РБА“, която е неразделна част от заявлението на дружеството за цени, и са приложени

нормите за амортизационни отчисления за регулаторни цели в съответствие с т. 1.1 от общия подход.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения, начислявани в дружеството. Социалните разходи са запазени на нивото на отчетените през отчетния ценови период.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за горива се приема частично. Във връзка с подаденото заявление за издаване на ново комплексно разрешително, във връзка с преустройството на котел № 8 за работа единствено с природен газ, е възстановено количеството природен газ в размер на 20 085 kNm³. Запазено е количеството биомаса на нивото на отчета съгласно Верификационния доклад за 2019 г. в размер на 112 968 t и в съответствие с разрешението за изгаряне на този вид гориво, съгласно издаденото Комплексно разрешително, стр.11 от него. Така при запазване на количеството мазут от 100 t, предложен в заявлението за цени е определено количеството въглища в размер на 72 969 t при запазване на общата енергийна ефективност и икономията на първичен енергиен ресурс (гориво) спрямо разделното производство на нивото на отчетените стойности през базисната година.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии се приема. В съответствие с горивния микс, описан и мотивиран подробно в т. 4 са изчислени емисиите CO₂, а именно:

Показател	Дименсия	черни въглища	мазут	природен газ	сл. люспа	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	91,1876	77,4000	55,4829	100,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm ³)	22,3000	40,0000	34,2870	11,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	93,32%	100%	100%	100%	
ТФ Русе емитирани CO ₂ , t		72 969 138 469,4	100,00 309,6	20085,00 38 208,5	112 968 0,0	176 988

6. Възражението на дружеството относно корекцията на цената на въглищата се приема. Посочената от „Топлофикация Русе“ ЕАД цена на вносните въглища от 291,17 лв./t е възстановена от 282,44 лв./t, като е актуализиран валутният курс в съответствие с датата на подаване на заявлението на „Топлофикация Русе“ ЕАД на 31.03.2020 г.

7. Възражението на дружеството относно определената норма на възвръщаемост на привлечения капитал не се приема. Съображенията са изложени в т. 3 от общия подход.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Русе“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 205,77 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 205,77 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 116,34 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,94 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 81,22 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

■ Необходими годишни приходи – 72 714 хил. лв., в т. ч.:

○ Разходи – 70 701 хил. лв., от които условно-постоянни – 20 154 хил. лв. и

- променливи – 50 548 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 41 065 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 4,90%
- Електрическа енергия – 223 500 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 220 000 MWh
 - от некомбинирано производство – 3 500 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 11 133 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 345 379 MWh

12. „Топлофикация Перник“ АД

С писма с вх. № Е-14-03-3 от 01.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление 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 Комисията. Към заявлението не е представена информация по т. I.9, т. I.10, т. I.11, т. I.12 и т. II.8 от Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 264,13 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 116,68 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с водна пара – 44,78 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени със следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглища – 69,22 лв./ $t_{н.г.}$ при калоричност 1 998 kcal/kg;
- цена на природен газ – 491,53 лв./ knm^3 при калоричност 8 250 kcal/ knm^3 .

Обосновката на дружеството е следната:

Прогнозната информация е определена въз основа на избраната 2019 г. за базисна година съгласно глава I, т. 5 от 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 (725 577 MWh) през прогнозния период е със 7,80% повече от отчетната година и е в размер на 782 200 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода:

- Предвижда се броят клиенти на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се увеличи спрямо отчетния период.

- Технологичните разходи при преноса с гореща вода за отчетния период са 50,68%. Намеренията на дружеството през новия регулаторен период са те да се намалят до 48,04%.

Основният фактор, пряко влияещ на производството на топлинна енергия с гореща вода, е задоволяване нуждите на клиентите при различни външни температури.

Производство на електрическа енергия

Цялото прогнозно количество електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. е изчислена 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 издадена от Министерство на икономиката и енергетиката, и чл. 162 от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство ВЕКП, при $\Delta F \geq 10\%$.

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 264 583 MWh, а за периода 2020-2021 се планира да бъдат произведени 311 424 MWh.

Продадена електрическа енергия

През отчетната 2019 г. „Топлофикация-Перник“ АД е фактурирала 203 136 MWh на свободния пазар, от които 189 336 MWh от ВЕКП, компенсирани с премия от фонд „Сигурност на електроенергийната система“.

Общо произведеното нетно количество електроенергия през 2019 г. е в размер на 197 385 MWh, през новия регулаторен период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. количеството електрическа енергия за изкупуване е в размер на 236 335 MWh.

Електрическа енергия за собствени нужди

Планирано е намаление на процентното отношение на електрическа енергия за собствени нужди, спрямо отчетените през базовата 2019 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

През новия ценови период общо разходи за основни ремонти и инвестиции в дружеството се предвиждат в размер на 8 823 хил. лв. Те са изчислени на база изготвената и одобрена ремонтна и инвестиционна програма на „Топлофикация-Перник“ АД. Вzeti са под внимание продължителната експлоатация на съоръженията и изграждане на нови такива.

Инвестиционна програма

През новия регулаторен период дружеството ще продължи да изпълнява част от дейностите, заложен 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. Проектиране и изграждане на система за подготовка на биогориво. При основните съоръжения на централата ще бъдат подменени екрани на ПГ 5. Основен ремонт на охладителна кула № 2. Подмяна с нови честотни инвертори за мрежови помпи. Закупуване и монтаж на два броя хладилни помпи за ТГ 5. Закупуване и подмяна на ЕКО 2 на ПГ 5. Ще бъдат доставени и подменени клапи преди прахоконцентратори на ПГ5. За периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. ще се инвестира в ремонт и подмяна на елементи от топлопреносната мрежа с цел намаляване на аварийността и подобряване на услугата към клиентите.

Регулаторна база на активите

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2019 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 123 369 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, гаранционните срокове за надзорни машини и съоръжения, предполагаемото 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 регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв.

Оборотен капитал

Оборотният капитал е определен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не се включват разходи за амортизации, съгласно раздел II, т. 32.5. на Указания-НВ, и е в размер на 24 679 хил. лв.

Норма на възвръщаемост на капитала

Използваната „Норма на възвръщаемост на собствения капитал“ е утвърдената от КЕВР норма за предходния ценови период.

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 2,62%, средно претеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2019 г.

Условно- постоянни разходи

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на чл. 31.1.б. "б" от Указания-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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. разходите за амортизации са на нивото на 2019 г.

Разходи за ремонт

Предвидени са общо разходи за текущи ремонти през ценови период 07.2020 - 06.2021 г. в размер на 460 хил. лв. Текущите и аварийните ремонти се калкулират на база утвърдени вътрешни трудови норми по отделните съоръжения и договорените часови ставки за труда.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за работна заплата и осигуровки за отчетната дейност през 2019 г. възлизат на 10 612 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 8 569 хил. лв. и за осигуровки 2 043 хил. лв. За периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. необходимите разходи са завишени на 12 173 хил. лв. разходи за заплати и 2 247 хил. лв. за осигуровки. Завишението е продиктувано от увеличението на минималната работна заплата от 01.2020 г.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

УПР, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ за следващия ценови период, са увеличени спрямо отчетната 2019 г. с 1,13%, като са отразени в Справка № 1 „Разходи“.

Всички разходи 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 енергии.

Променливи разходи

В променливите разходи се 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: 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 2019 г.

Основно гориво за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г.

Дружеството планира горивният микс за ТЕЦ „Република“ да се състои от:

- сурови кафяви въглища, доставяни от „Хийт Енерджи“ ЕООД – приложено е копие на договор № 102 от 2014 г. и допълнителните споразумения към него;
- обогатено енергийно гориво (ОЕГ) - 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 01.03.2020 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 69,22 лв./т_{н.г.} при калоричност 1 998 kcal/kg (Приложение № 2).

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 266 хил. лв. Те включват промишлена вода, необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

Разходите за закупена енергия и балансиране за новия ценови период възлизат на 2 696 хил. лв. и включват електроенергия за АС, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар.

Разходите за консумативи възлизат на 707 хил. лв.

- При разходите за консумативи 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 – добавка за котлова вода, ферихлорид, железен сулфат, тринатриев фосфат, йонообменни смоли,

разходи за гориво-смазочни материали за въгледооателен тракт. Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2019 г.

Разходите за външни услуги възлизат на 299 хил. лв.

Разходи за закупуване на емисии на парникови газове:

В съответствие с изискванията на нормативната база ТЕЦ „Република“ притежава издадено от Изпълнителна агенция по околна среда (ИАОС) разрешително за емисии на парникови газове. Същото е актуално към 30.03.2020 г.

Към 31.03.2020 г. дружеството е представило в ИАОС верифициран доклад. Очаква се верифициращият орган да утвърди доклада за 2019 г. в срок до 15.04.2020 г.

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“, (при неизпълнение на това задължение на операторите се налагат санкции в размер 100 евро за всеки тон невърнати квоти на емисии).

Законодателството не предвижда изчисление и верифициране на емисии по отделни месеци, тримесечия или други периоди.

Разходи за емисии за 2019 г.

За 2019 г. верифицираните емисии от дейността на дружеството са 273 175 t. Данните са от 31.03.2020 г., като се очаква потвърдително писмо от ИАОС относно приемане на доклада в срок до 15.04.2020 г.

За 2019 г. към 31.03.2020 г. не са закупувани емисии.

Към настоящата обосновка е приложен доклад за емисии за 2019 г.

Разходи за емисии за периода 01.07.2020-30.06.2021 г.

Прогнозното количество на закупените емисии ще бъде:

- 338 508 t при изгорени твърди горива 620 720 t и природен газ – 6 000 000 m³,

Безплатните квоти са 78 065 t. Дружеството посочва, че в приложение предоставя информация за получените в периода 2014-2020 г. безплатни квоти и начина на използването им, като отбелязва, че получаваните през всяка от годините безплатни квоти са използвани за изпълнение на задълженията на дружеството за предходната календарна година и съответно получаваните безплатни квоти не се използват за продължителни периоди.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За ценовия период дружеството отчита с 14,21% по-ниски количества реализирана електрическа енергия, с 15,70% намаление на топлинната енергия с гореща вода и с 10,90% намаление на топлинната енергия с пара спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 1,01% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 5,43% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), в резултат на увеличените разходи за заплати и възнаграждение с 57,60%. Дружеството предвижда ръст на инвестиционни разходи през следващия регулаторен период с 16,62%.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация Перник“ АД

НВск по отчет за ценовия период е -14,47% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, който се дължи на ръст на условно-постоянните и променливи разходи при условие на по-малко производство, респективно продажби на електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е отрицателна величина в размер на -2,11%, намалена спрямо утвърдената

от Комисията, вследствие на по-високите условно-постоянни разходи спрямо утвърдените, тъй като включват приходи и разходи от цялостната дейност на дружеството.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 159 хил. лв. на 110 хил. лв. или с 49 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 12 173 хил. лв. на 10 612 хил. лв. или с 1 561 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „други разходи“ е коригирана от 2 651 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 2 651 хил. лв., като неприсъщи разходи и поради липса на аргументирана обосновка и достатъчни аргументи за необходимостта от тях. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции., съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 16 553 хил. лв. на 12 897 хил. лв. или с 3 656 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 299 853 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

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

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

- коригирани са отделните количества горива в горивния микс, като биогоривата са запазени като дял в микса на нивото на стойностите от верифицирания доклад на МОСВ за отчетния период. Твърдите горива от тях са изключени от общия микс. Коригирано е количеството местни въглища до ниво, при което се запазват показателите за обща енергийна ефективност не по-ниска от отчетената през базисната година;

- коригирана е цената на въглищата от 69,22 лв./t_{нт} на 65,46 лв./t_{нт} (с 3,76 лв./t_{нт}) при калоричност 1 998 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2019 г. съгласно т. 8 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,30 лв./MWh;

3. Цени за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа – $5,22 + 17,72 = 22,94$ лв./kpm³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

- количествата емисии CO₂ за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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, съответстващи на приетите количества

горива в микса на дружеството както следва:

Показател	Дименсия	кафяви въглища	природен газ	брикети	25%-30% ниско серн. Въглища	др. тв. горива биомаса	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	69,4798	55,4829	86,2326	0,0000	112,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm ³)	8,9638	34,3710	13,0412	0,0000	15,6000	
3. Коефициент на окисление:	-	90,642%	100%	93,2651%	100%	100%	
Количества горива	t	490 592	6 000	10 928,16	0,0	78 178	
емитирани CO ₂ ,	t	276 949,5	11 442,0	11 461,9	0,0	0,0	299 853

4. Прогнозни емисии CO₂ – 299 853 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 299 853 t X 43,01 лв./t = 12 897 хил. лв.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 176 700 MWh (48,04%) на 141 700 MWh (38,53%) или с 35 000 MWh в съответствие с т. 6 от общия подход.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 105 MW.

С писмо вх. № Е-14-03-11 от 04.06.2020 г. „Топлофикация Перник“ АД е представило възражение във връзка с направени корекции на ценообразуващите елементи в Доклада:

1. По отношение на **разходите за заплати и възнаграждения** дружеството възражава срещу направената корекция до нивото на отчетената стойност през 2019 г. Заложеното увеличение с 11% е аргументирано с увеличението на минималната работна заплата с 10% от 01.01.2020 г. съгласно Постановление № 350 от 19.12.2019 г. на МС.

2. Дружеството счита за неоснователна извършената корекция на **въглеродните емисии** и на енергийния микс (включени **количества биогорива**) до нивото на стойностите от верифицирания доклад на МОСВ за отчетния период. Дружеството посочва, че е включило в ценовите справки само горива, посочени в комплексното разрешително на „Топлофикация Перник“ АД (природен газ, въглища и брикети).

3. Дружеството възражава срещу извършената корекция в **цената на въглищата** от 69,24 лв./т_{нт} на 65,46 лв./т_{нт} при калоричност 1 998 kcal/kg. Дружеството посочва, че има сключени действащи договори и допълнителни споразумения с „Хийт Енерджи“ ЕООД за покупко-продажба на договорени количества въглища при цена 240 лв./т_{ут} и за доставка срещу заплащане на брикети от енергийни лигнитни въглища при цена 260 лв./т_{ут} и счита, че намалената цена на въглищата ще доведе до влошаване на финансовото му състояние.

4. Дружеството възражава срещу коригираната **„Норма на възвръщаемост на капитала“** от 8,09% на 5,49%, като счита, че е некоректен подходът, възприет от Комисията за начина на определяне на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, извършена на база статистически данни на БНБ към месец декември 2019 г. Данните на БНБ са обобщени среднопретеглени за целия пазар през 2019 г. и не отчитат факта, че заемите са сключени през предходни регулаторни периоди. От друга страна, се посочва, че дружеството няма задължение да извършва периодични предоговаряния на сключените договори за кредит или рефинансиране. Според дружеството, това е в противоречие с принципа на чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно който цените на енергийните предприятия трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитал. Посочва, че такова е и становището на АССГ по адм. дело № 8827 от 2017 г., потвърдено с решение № 7817 от 23.05.2019 г. на ВАС, както и решение № 972 от 16.02.2018 г. на АССГ по адм. дело

След преглед на постъпило възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на въглеродните емисии и на енергийния микс в посока намаление не се приема. От горивния микс, отчетен във верификационния доклад пред МОСВ за 2019 г., са извадени количествата на твърдия отпадък, но са запазени количествата на биомасата. Запазено е количеството биомаса на нивото на отчета съгласно Верификационния доклад за 2019 г. и в съответствие с разрешението за изгаряне на този вид гориво, съгласно издаденото Комплексно разрешително. Така при запазване на количеството мазут, предложен в заявлението за цени, е определено количеството въглища в размер на 501 520 t при запазване на общата енергийна ефективност на нивото на отчетената стойност през базисната година.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на цената на въглищата от 69,22 лв./t_{нт} на 65,46 лв./t_{нт} (с 3,76 лв./t_{нт}) при калоричност 1 998 kcal/kg до достигане на отчетената стойност за 2019 г. не се приема. При общата тенденция в световен мащаб за намаляване на цените на горивата, увеличението на цените от местен добив е в противоречие с пазарната логика.

4. Възражението на дружеството относно определената норма на възвръщаемост на капитала не се приема. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на

привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация - Перник“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 187,25 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 187,25 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 97,82 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 73,30 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 59,10 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 85 316 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 80 236 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 837 хил. лв. и променливи – 56 399 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 77 035 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,49%
- Електрическа енергия – 236 335 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 218 135 MWh
 - от невисокоефективно комбинирано производство – 18 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 226 100 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 414 400 MWh

13. „Топлофикация - Сливен“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-07-2 от 01.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление 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 Комисията.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Цена на електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия - 218,23 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара - 63,23 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода - 82,78 лв./MWh.

Така предложените за утвърждаване цени са изчислени със следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на въглищата – 77,36 лв./t с калоричност 2 583 kcal/kg;
- цена на мазут – 1 000,00 лв./t калоричност 9 500 kcal/kg;
- цена на друг вид гориво (БЕИ) – 48,76 лв./t с калоричност 2 400 kcal/kg;
- модифицирано гориво RDF – 12,96 лв./t калоричност 3 000 kcal/kg.

Обосновката на дружеството на прогнозните ценообразуващи елементи за ценови период 2020 г. - 2021 г. е следната:

1. ПРОИЗВОДСТВО

Производството на електрическа и топлинна енергия е съобразено с настъпилите промени в броя на клиентите на гореща вода. През 2019 г. дружеството е реализирало 102 882 MWh топлинна енергия с гореща вода. Отчитайки изминаващия сезон 2019 г. – 2020 г., който се характеризира с по-високи температури на въздуха, процесите свързани с глобалното затопляне, започналото самоограничаване на потреблението от страна на клиентите, съответно намалени продажби и в бъдеще, за предстоящия ценови период прогнозите са за намаление на реализираната гореща вода спрямо 2019 г. на 98 037 MWh

или с 4 845 MWh по-малко. Продадената за 2019 г. топлинна енергия с водна пара е 145 368 MWh, за предстоящия ценови период прогнозата е за увеличение до 146 669 MWh.

Количествата електрическа енергия са резултантни от комбинираното производство при минимално паропроизводство на енергийните котли. Планирано е спиране за ремонт на съоръженията за комбинирано производство 10.06.2021 г. – 30.06.2021 г. През този период не се предвижда производство и продажба на топлинна енергия.

Количеството електрическа енергия за собствените нужди е съобразно с работещите ел. двигатели на вентилатори, помпи, съоръжения свързани с подготовка на горивото за изгаряне, захранване на котлите с вода, подаване на варов разтвор към сероочистващата инсталация и др.

2. РАЗХОДИ

2.1. Условно-постоянни разходи.

Предвидените УПР са запазени на нивото на отчетната 2019 г., като някои от тях са коригирани и актуализирани с процента на отчетената от НСИ инфлация за 2019 г. – 3,8 %.

Прогнозните разходи за амортизации са съобразени с отчетените през 2019 г., въведените в експлоатация съоръжения през същата година и такива с изтекъл амортизационен срок.

Разходи за заплати - от 01.01.2020 г. с постановление № 350/19.12.2019 г. на Министерски съвет минималната заплата за страната е увеличена от 560 лв. на 610 лв. Съгласно вътрешните правила на дружеството при промяна размера на минималната заплата се променят и заплатите на работещите в дружеството. Друга причина, поради която е наложително увеличение на възнаграждението, е ниското възнаграждение за полагания труд в тежките условия на работа, все по-трудното задържане 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 и считано от 01.01.2020 г. е актуализирана и общата сума, заложена в прогнозата за предстоящия ценови период.

Разходи за вода - Предвиденото увеличение за вода е във връзка с утвърдената от 01.01.2020 г. с решение на КЕВР по-висока цена на питейната вода от „Водоснабдяване и канализация – Сливен“ ООД.

Разходи за проверка на уреди в преноса - през тази година изтича двугодишният срок за проверка на част от топломерите в АС. Предвижда се разходът за тези проверки да възлезе на 15 хил. лв.

Ремонтната кампания през базовата 2019 г. е имала за цел реализация на стратегия за минимизиране аварийността на парогенератори, рехабилитация на турбинно оборудване и възстановяване на спомагателни съоръжения, при спазване изискванията на нормативна база за контрол, експлоатация, ремонт на съоръжения и осигуряване безопасни и здравословни условия на труд.

Направените разходи за ремонт по основни съоръжения, цехове и направления са, както следва:

- ремонт на съоръжения за производство на електрическа и топлинна енергия: подмяна ротор на генератор, ремонт на турбоагрегат и турбинно оборудване; ремонт на съоръженията в горивоподаване; ремонти в ел. цех, КИП и А - съоръжения; ремонт на съоръженията към ЕК1 и ЕК2, на обща стойност 1 124 хил. лв.

- аварийни и планови ремонти по основни топлопреносни магистрали, топлофикационни отклонения и АС на стойност 244 хил. лв.

Извършените мероприятия по съоръженията са за поддържане в изправност, без допускане на отклонения при нормалната работа и без настъпила промяна в изпълнение на функциите им. Същите нямат характер на модернизация, подобрене, реконструкция и не са разходи с инвестиционен характер.

Въпреки увеличената наработка на съоръженията, липсата на средства през 2019 г. не е позволила изпълнение на пълния обем планирани ремонтни дейности.

За предстоящия ценови период ремонтните дейности са свързани с изпълнение на оптимално необходимите задачи, както за изпълнение на забелязаните аварийно опасни участъци и технологични линии, така и превантивно поддържане на настоящото ниво степенята на годност на техниката в дружеството, с което да се поддържат в изправност съоръженията за производство на електрическа и топлинна енергия за осигуряване на непрекъснато топлоподаване към клиентите на топлинна енергия.

За осигуряване на свободен обем на депото за сгуропепелни маси в размер на 100 000 m³, дружеството заявява, че има подготвена обществена поръчка с обща първоначална прогнозна стойност 600 хил. лв., от които 520 хил. лв. за дейността „изгребване и депониране на сгуропепелни маси“.

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 определена съгл. т. 32.5 от Указания-НВ.

2.2. Променливи разходи.

Променливите разходи са за горива, електрическа енергия, вода за технологични нужди, такса за водоползване съгл. Тарифа за таксите за водовземане, за ползване на воден обект и за замърсяване, реагенти за обработка на водата, консумативи за инсталацията за очистване на димните газове от серен диоксид, акциз съгл. Закона за акцизите и данъчните складове, квоти за емисии парникови газове.

Разходи за горива. Видовете и количествата горива за производство са в съответствие с издаденото от ИАОС Комплексно разрешително № 510-Н1-И0-А1/2019 г. на дружеството. Съгласно условията в него годишното количество биогориво е изчислено при часово потребление 2 t/h, модифицираното гориво - RDF, е изчислено при часово потребление 2,95 t/h, за разпалване и стабилизация на горивния процес са предвидени общо 240 t мазут, останалото необходимо гориво е смес от въглища.

Разходите за консумативи (химикали и реагенти) за предстоящия ценови период възлизат на 1 776 хил. лв., формирани от разходи за киселини, основи, йонообменна смола, вар за подготовка на водата за технологични нужди и хидратна вар за газоочистващата инсталация, с което да се гарантира постигане на екологичните изисквания за допустими норми на отделяне на серен диоксид.

Разходите за вода за технологични нужди са изчислени при работа на газоочистващата инсталация, необходимата вода за технологични нужди за захранване на парогенераторите, производство на пара с последващо преобразуване в електрическа и топлинна енергия при комбиниран цикъл и за допълване на топлопреносната мрежа.

Вследствие включените АС за битови клиенти е отчетен увеличен разход за електрическа енергия. Очаква се и през следващия ценови период да има увеличение на този разход, предвид присъединените през предходната година клиенти.

Разходи за закупуване на емисии парникови газове - към 31.12.2019 г. са използвани всички полагащи се безплатни квоти, поради изтичане на периодите по НПИ. От 2020 г. дружеството е длъжно да купува цялото необходимо количество.

Прогнозното количество емисии парникови газове за ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е изчислено съобразно горивата по Комплексно разрешително и чрез формуляра за докладване на годишни емисии от операторите на инсталации. Дружеството не разполага с безплатни квоти, поради което предвижда да закупи цялото емитирано количество. Прогнозният брой квоти за закупуване за следващия ценови период 2020 г. – 2021 г. е показан в Справка № 4 в ценовия електронен модел и справка за емисии парникови газове. Разходът за закупуване на необходимите квоти емисии е изчислен при цена 25 евро/t.

След прегледа на представената от дружеството информация за следващия ценови период е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага с 1,37% по-високи количества реализирана електрическа енергия и с 1,45% увеличение на количествата топлинна енергия с гореща вода спрямо отчетеното през предходния ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са завишени с 1,44% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за новия регулаторен период дружеството е предложило увеличение на общата стойност на УПР с 11,83% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), основно от увеличените разходи за заплати и възнаграждения с 23,41 % и разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, с 15,14%. Дружеството предвижда през следващия регулаторен период намаление на общата стойност на инвестиционните разходи с 13,93 %.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация-Сливен“ ЕАД

НВск по отчет за ценови период е -30790,15% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената НВск се дължи на значителен ръст на условно-постоянните разходи, независимо намалените променливи разходи в резултат на намаленото производство.

НВск по отчет на база приходите и разходите, представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР), е отрицателна величина в размер на -128,00% и се дължи на ръста на условно-постоянните разходи, тъй като включват и разходите за нерегулираната дейност.

Съществен момент за „Топлофикация Сливен“ ЕАД е ниският дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия са коригирани от 221 хил. лв. на 204 хил. лв. или със 17 хил. лв., в съответствие с отчетната стойност на активите в преноса, съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма при 35 г. срок за амортизация и в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 2 248 хил. лв. на 2 048 хил. лв. или с 200 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., завишена с 49,69% поради наличие на мотивирана обосновка, съгласно изискванията на общия подход и наличие на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 5 402 хил. лв. на 4 697 хил. лв. или със 705 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 1 356 хил. лв. на 1 179 хил. лв. или със 177 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за консумативи, химикали и реагенти, като част от променливите разходи, са коригирани от 1 776 хил. лв. на 771 хил. лв. или с 1 005 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., при запазване на производството на енергия през новия ценови период и в съответствие с т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 9 850 хил. лв. на 3 546 хил. лв. или с 6 304 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 82 435 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

2. В справка № 2 „РБА оборотният капитал е изчислен съгласно т. 32 от Указания-НВ и т. 2 от общия подход, като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи

за дейността, като не се включват разходите за амортизации.

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

- коригирани са отделните количества горива в горивния микс, като твърдата биомаса, модифицираното RDF гориво са запазени като дял в микса на нивото на стойностите от верифицирания доклад на МОСВ за отчетния период. Коригирано е количеството местни въглища до ниво, при което се запазват показателите за обща енергийна ефективност, не по-ниска от отчетената през базисната година;

- количествата емисии CO₂ за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, като се приспадат предвидените безплатни квоти за новия ценови период, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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, съответстващи на приетите количества горива в микса на дружеството както следва:

Показател	Дименсия	черни въглища	мина Балкан	Брикел	въглища ниско сернисти	мина Балкан 2000	мазут	др. тв. горива биомаса	дизелов о гориво	мод. RDF гориво	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	0,0000	91,8200	92,9800	48,6750	45,1900	77,4000	100,0000	74,1000	91,7000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000n m ³)	0,0000	13,3072	14,0103	8,8850	8,3315	40,0000	11,6000	41,9850	15,6330	
3. Коефициент на окисление:	-	94,370%	94,37%	94,37%	94,37%	94,37%	100%	100,00%	100%	100,00%	
										84,40%	
Количества горива	t	0,0	29 242	10 598	56 766	30 228	240,00	93 355	1,21	12 921	
емитирани CO ₂ , t	t	0,0	33 718,4	13 028,0	23 167,8	10 740,1	743,0	0,0	3,8	1 033,9	82 435

4. Прогнозни емисии CO₂ – 82 435 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 82 435 t X 43,01 лв./t = 3 546 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 30 MW.

След проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-07-6 от 04.06.2020 г. „Топлофикация - Сливен“ ЕАД е представило възражение по Доклада, относно:

1. **Разходи за амортизации.** Дружеството счита, че прогнозната сума е съобразена изцяло със счетоводната му политика и признаването на амортизации от данъчна гледна точка. Също така определеният срок от 35 години противоречи на счетоводната политика и не отразява полезния живот на различните съоръжения, амортизацията са изчислени на база определените срокове на амортизиране и текущите отчетни разходи, поради което дружеството не приема корекцията със 17 хил. лв.

2. **Разходите за ремонт** са коригирани от 2 248 хил. лв. на 2 048 хил. лв. или със 200 хил. лв., което намаление с 9% на тези разходи ще доведе до ограничаване на възможностите на дружеството да осигури необходимия финансов и организационен ресурс. Невъзможността да осигури необходимите средства, ще доведе до проблеми в

състоянието на съоръженията и прекъсвания на технологичния процес на централата, както и до затруднения при изпълнение на задълженията – прекъсвания в производството и доставката на топлинна енергия към клиентите.

3. Разходи за заплати и възнаграждения. Дружеството твърди, че изпитва постоянни затруднения в намирането и задържането на персонал. Основната причина е недостатъчният размер на трудовите възнаграждения, съответстващо на трудните условия на работа, каквито са във въглищна централа. Също така има перманентен недостиг на работници и специалисти на длъжности като булдозерист, помощник оператор на енергетични съоръжения, оператор на транспортни ленти, ел. монтьори, ел. монтьори КИП и А. През 2019 г. са напуснали 46 човека, което представлява около 16% от средния брой работещи. Средната заплата в „Топлофикация-Сливен“ ЕАД е в размер на 1 313 лв., което представлява 65% от средната работна заплата за енергетиката (2 017лв.). Чрез предвиденото увеличение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски, дружеството се надява, че ще се постигне адекватно на вложения труд възнаграждение за персонала и ще предизвика интерес от страна на потенциални кандидати за работа. Дружеството счита, че чрез увеличението с 15% на разходите за труд, ще се стимулира подобряване работата от страна на работниците.

4. Разходи за горива и горивен микс. Дружеството възражава срещу направените корекции на горивния микс, тъй като не съответстват на планираната производствена програма и посочва три аспекта на корекции, несъответстващи на дадените указания:

- Използваните горива са определени съгласно комплексно разрешително № 510-Н1-ИО-А1/2019 г. и в подаденото заявление за утвърждаване на цени годишните количества са както следва: за биогориво - часово потребление 2 t/h; за модифицирано гориво - RDF- часово потребление 2,5 t/h; останалото необходимо гориво е смес от въглища. Независимо, че са изпълнени указанията в Писмото на КЕВР са извършени корекции на предвидените за използване горива, като същите се изразяват в преизчисление на горивния микс спрямо отчетната 2019 г. По този начин дружеството е принудено да нарушава разпоредбите на комплексното разрешително.

- Приети са видове и количества горива за всеки вид, несъответстващи на посочените в подаденото от дружеството заявление за утвърждаване на цени. Дружеството отбелязва, че в таблицата на 123 страница от Доклада са посочени повече от предвидените видове горива, като е включено и гориво от „Мина Балкан 2000“ без да се вземе предвид, че доставките са прекратени считано от м. май 2019 г. Използваните от дружеството горива са: ОЕГ, битуминозни шисти (съответстващо на „въглища нискосернисти“ от таблицата) и енергийно гориво (съответстващо на „Мина Балкан“ от таблицата). За дружеството остава неясен и необоснован мотивът, защо се приемат количества за изгаряне на ОЕГ и енергийно гориво, равни на отчетната 2019 г., а се завишава количеството на използваните битуминозни шисти.

- т. 3 от част „Образуване на цените“, касае начина на коригиране на количествата горива в горивния микс. „Топлофикация-Сливен“ ЕАД счита, че същият не съответства на посочените в таблицата от стр. 123, тъй като са запазени количествата биомаса спрямо отчетната 2019 г. в размер на 93 355 t, а за модифицирано гориво са заложили, съгласно подаденото от дружеството заявление в размер на 12 921 t.

Дружеството твърди, че така извършените корекции водят до намаляване на дела на въглищата и съответстващите за тях разходи за емисии и хидратна вар за газоочистващата инсталация, но повишават дела на предвидените в комплексното разрешително горива-биомаса и модифицирано RDF над допустимите. Повишаването на този дял би довело до превишаване на предвидените в комплексното разрешително количества горива. Горивата са определени от дружеството в съответствие с изискванията на комплексното разрешително, като през 2019 г. и изминалите месеци на тази година са извършени множество проверки от различни проверяващи и контролни институции и органи, които не са констатирали нарушения в работата на дружеството. Чрез предвидените количества от всеки вид горива, се обезпечават технологичното изпълнение на програмата и всяка промяна в него ще доведе до невъзможност тя да бъде изпълнена и съответно гарантиране

доставката на топлинна енергия за клиентите на дружеството.

5. *Разходи за консумативи, химикали и реагенти.* Дружеството счита, че значителното намаление на разходите по тази позиция до размера на отчетените през 2019 г. е неоснователно и ще възпрепятства изпълнението на задължението за спазване на екологичните изисквания и норми на отделяния серен диоксид. Количествата на хидратна вар при работа на газоочистващата инсталация са за достигане на пределните норми на изпускания серен диоксид от вложените горива за осигуряване на производството. Средномесечното потребление на хидратна вар е 1 100 t, при договорена цена 130,90 лв./t, без ДДС, като годишният разход за нея възлиза на 1 656 хил. лв. За другите реагенти-химикали, киселини и основи за обработка на водата средногодишният разход е 120 хил. лв. и общо по тази позиция разходът възлиза на 1 776 хил. лв.

6. *Разходите за емисии парникови газове.*

„Топлофикация-Сливен“ ЕАД възразява срещу коригирането им до 82 435 t, тъй като изчисленото количество е за горива, които по видове и количество не съответстват на използваните. Възражението по тази позиция е в пряка връзка с възражението по т. „Разходи за горива и горивен микс“. За предстоящия ценови период, в съответствие със заложените горива за производство, прогнозното количество емисии е 201 459 t. Поради приключване периода на Националния план за инвестиции на Република България за периода 2013 г. - 2020 г. и използвани безплатни квоти по чл. 10а на Директива 2003/87/ЕС, за предстоящия регулаторен период дружеството няма да разполага с безплатни и ще има задължение да закупи цялото количество емисии в размер на 201 459 t. „Топлофикация-Сливен“ ЕАД настоява Комисията да признае посоченото количество, тъй като непризнаването му ще доведе до невъзможност да покрие разходите за емисии, произтичащи от задължението за тяхното осигуряване съгласно законовите изисквания.

След преглед на постъпило възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за амортизации в преноса на топлинна енергия не се приема. Следва да се има предвид, че при възприемане на специфичния подход, избран в счетоводната политика на всяко отделно регулирано дружество, предприятията и техните клиенти няма да бъдат третирани равнопоставено, което е императивно изискване на чл. 23, т. 5 от ЗЕ. В тази връзка и доколкото техническите и експлоатационните характеристики на енергийните обекти за пренос на топлинна енергия на всички регулирани дружества са служебно известни на регулаторния орган, е извършена обобщена оценка на техния полезен живот, като е прието за целесъобразно за регулаторни цели да се приемат единни амортизационни квоти за активите в преноса на топлинна енергия. НРЦТЕ и НРЦЕЕ не съдържат изисквания относно начина на групиране на активите при определяне на амортизационните квоти, поради което активите са групирани съобразно регулираните дейности, за които на дружествата се утвърждават цени, а именно – активи в производството и активи в преноса. Разпоредбите на данъчното законодателство са неприложими при определяне на цени, които подлежат на регулиране по реда на ЗЕ, видно от разпоредбите на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ, чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ, а също и т. 31 от Указания - НВ, които изискват разходите за амортизации да се изчисляват на основата на обосноваван от дружеството и признат от Комисията технически и икономически полезен живот на активите чрез прилагане на линеен метод на амортизация.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за ремонт се приема. Възстановена е коригираната сума от 200 хил. лв. от разходите за ремонт на преносната мрежа на топлинна енергия.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9 % в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения, начислявани в дружеството. Социалните разходи са запазени на нивото на отчетените през базовата година.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за горива и горивен микс се приема. Количествата горива и съответстващите емисии от CO₂ са представени в следващата таблица.

Показател	Дименсия	черни въглища	мина Балкан	Брикел	въглища ниско сернисти	мина Балкан 2000	мазут	др. тв. горива биомаса	дизелово гориво	мод. RDF гориво	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	0,000	91,8200	92,9800	48,6750	45,1900	77,400	100,000	74,1000	91,700	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(100 0nm ³)	0,000	13,3072	14,0103	8,8850	8,3315	40,000	11,600	41,9850	15,633	
3. Коефициент на окисление:	-	94,37%	94,37%	94,37%	94,37%	94,37%	100%	100,0%	100%	100,00%	
										84,40%	
ТФ Сливен		0,0	29 242	10 598	136 466	30 228	240,00	8 760	1,21	12 921	
емитирани CO ₂ , t		0,0	33 718,4	13 028,0	55 695,3	10 740,1	743,0	0,0	3,8	1 033,9	114 962

5. Възражението на дружеството относно корекцията на разходи за консумативи, химикали и реагенти не се приема. В съответствие с т. 20.8 от Раздел I, глава втора от Указания – НВ, разходите за консумативи, като част от променливите разходи, се определят обвързани с единица количество произведена електрическа и топлинна енергия.

6. Възражението на дружеството относно разходите за емисии и парникови газове се приема.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация - Сливен“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 174,64 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 174,64 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 85,21 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,34 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 61,04 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

- Необходими годишни приходи – 39 616 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 38 319 хил. лв., от които условно-постоянни – 13 355 хил. лв. и променливи – 24 964 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 23 194 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,59%
- Електрическа енергия– 133 293 MWh
 - от високоефективно комбинирано производство – 124 693 MWh
 - от нискоефективно производство – 8 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 98 037 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 146 669 MWh

14. „Топлофикация - Габрово“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-11-5 от 01.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление 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 Комисията. Не е представена информация по т. I.8.

Дружеството е предложило за утвърждаване цени на енергия, без ДДС, считано от 01.07.2019 г., както следва:

- Преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 333,07 лв./MWh;
- Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода – 180,36 лв./MWh.

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

- въглища – 179,00 лв./t при калоричност – 3 100 kcal/kg;
- цена на мазут – 837,67 лв./t при калоричност – 9 500 kcal/kg;
- цена на биомаса – 140,93 лв./t при калоричност – 2 980 kcal/kg.

Дружеството е представило обосновка за изменение цените на топлинна и електрическа електроенергия за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г., както следва:

1. СПРАВКА № 1 - РАЗХОДИ

Прогнозните разходи за новия регулаторен период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. са определени, като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2019- 30.06.2020 г. и отчетните за 2019 г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през прогнозния период 01.07.2020 - 30.06.2021 г.

1.1. Разходи за амортизации

Дълготрайните активи (ДА) се амортизират съгласно прилаганата в дружеството счетоводна политика и счетоводния амортизационен план. Разходите за амортизации на ДА са изчислени съгласно определения им полезен живот от момента на въвеждането им в експлоатация, като се прилага линейният метод на амортизация. В прогнозния размер на разходите за амортизация са включени 816 хил. лв. От тях 801 хил. лв. са амортизации за производство и 15 хил. лв. за пренос. Разходите за амортизация за производство са разпределени по следния начин: 135 хил. лв. за електрическа енергия и 666 хил. лв. - общо за двата продукта.

1.2. Разходи за ремонт

Разходите, предвидени за ремонт, посочени в УПР, са в размер на 421 хил. лв., в т. ч. 346 хил. лв. в направление „Производство“ и 75 хил. лв. в направление „Пренос“.

В направление „Производство“ са предвидени следните основни мероприятия: среден ремонт на ЕПГ2; текущ ремонт на ЕПГ8; основен ремонт на ТГ2; други ремонти в топлоизточника.

В направление „Пренос“ са предвидени следните основни мероприятия: подмяна на 1 080 т износена топлопреносна мрежа различни диаметри; подмяна на стари АС.

1.3. Разходи за заплати и възнаграждения и начисленията, свързани с тях

За новия ценови период се предвижда разходите за заплати да бъдат 1 075 хил. лв. или увеличение с 19,4% в сравнение с отчетените за 2019 г. 900 хил. лв. Увеличението е направено по следните причини:

- Увеличение на минималната работна заплата за страната от 01.01.2021 г. с 6,5%;
- Значително 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. Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията

Общият размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, по

отчет за 2019 г. е 344 хил. лв., а прогнозните за новия ценови период са 372 хил. лв. Увеличението е с 8,1% основно поради увеличение на съдебните разходи и разходите за материали.

1.5. Приходи от присъединяване и от топлоносител

През новия ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г. не са планирани приходи от присъединяване, тъй като до момента няма заявени желания за присъединяване на нови клиенти. През 2019 г. няма реализирани приходи от тези дейности.

1.6. Обосновка на променливите 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“.

Прогнозната средна цена 179,00 лв./t, без ДДС, на основното гориво – въглища, за новия регулаторен период е изчислена, както следва:

Прогнозното количество необходими въглища за новия период е 3 000 t със средна калоричност 3 100 kca1/kg, като горивният микс се състои от 2000 t обогатено енергийно гориво (ОЕГ) от „Брикел“ ЕАД, със средна калоричност 2 305 kca1/kg, 1 000 t вносни черни въглища марка „Д“ от пристанище Свищов със средна калоричност 4 690 kca1/kg. Цената за транспорт е 18 лв./t по дестинацията Гълъбово - Габрово и 14 лв./t по дестинацията Свищов - Габрово.

През прогнозния период се предвижда работа на котела с биомаса с общо количество гориво 15 790 t в съотношение дървесен чипс 11 000 t с калоричност 2 400 kca1/kg и пелети от слънчогледова люспа 4 790 t с калоричност 4 320 kca1/kg. Средната калоричност на микса горива е 2982 kca1/kg. Приложени са копия на действащи договори за доставки на биомаса.

1.6.2. Разходи за закупена електрическа енергия – формирани са от количеството електрическа енергия, предназначено за АС, и количествата, закупени извън отоплителния сезон, в който централата няма собствено производство.

1.6.3. Разходи за външни услуги - в сравнение с отчетната 2019 г. са завишени с 62 хил. лв., поради нарасналата необходимост от наемане на външни фирми за периодично почистване на ЕПГ8 от облагания на нагревните повърхности и честите ремонти по топлопреносните мрежи.

1.6.4. Разходи за емисии парникови газове (CO₂)

През прогнозния ценови период се предвижда централата да работи с въглища и биомаса. При изгарянето на предвидените 3 000 t въглища прогнозното количество емитирани емисии ще бъде 3 816 t CO₂. Към 31.03.2020 г. дружеството разполага с 3 014 t безплатни емисии CO₂, от които за 2019 г. ще бъдат използвани 715 t. За отчетната 2020 г. дружеството ще разполага с 2 299 t безплатни емисии и през април 2021 г. ще се наложи да закупи недостигащите 1 517 t емисии. При цена 49 лв./t разходите за закупуване на емисиите възлизат на 74 333 лв.

2. СПРАВКА № 2 - РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ

Справката е изготвена като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2019 г. 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 31.12.2019 г.

РБА е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за отделно и комбинирано производство, така и по продукти.

3. СПРАВКА № 3 - НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Стойността на собствения капитал в справка № 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2019 г., като не включва текущия финансов резултат.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е в размер на 6,85%. Данъчните задължения за регулаторния период са в съответствие със ЗКПО - 10%.

4. 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 2019 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, противоналегателна парна турбина ТГЗ и противоналегателна парна турбина ТГ2. Предвижда се да се работи основно с ЕПГ8 и с ТГЗ. ЕПГ2 и ТГ2 ще бъдат в резерв, като при необходимост ЕПГ2 ще работи и в дните с по високи топлинни товари. Техничко-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.

- Количество произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство

Общото прогнозирано количество произведена топлинна енергия от инсталацията за комбинирано производство е 44 300 MWh, от което 34 300 MWh е топлинната енергия с гореща вода, отпусната към преноса, и 10 000 MWh топлинна енергия за собствени нужди.

- Количество топлинна енергия за собствените нужди

Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено 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. Прогнозното количество на топлинна енергия за собствени нужди е намалено с 3000 MWh в сравнение с отчетния период и е 10 000 MWh.

- 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 ТГЗ, като количеството произведена електрическа енергия достигне 10 400 MWh.

- Продадено количество електрическа енергия

Предвижда се разходът на електрическа енергия за собствени нужди да бъде увеличен от 3 050 MWh на 3 200 MWh, поради предвидени повече работни часове на ЕПГ2, при което продаденото количество електрическа енергия за прогнозния ценови период да бъде 7 200 MWh.

5. СПРАВКА № 5 - ТИП-ПРЕНОС

През новия ценови период количеството топлинна енергия за разпределение се планира в размер на 23 000 MWh, като за отопление са 22 900 MWh и за битово-горещо водоснабдяване - 100 MWh.

Топлинна енергия за отопление - определена е 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 6 500 MWh в сравнение с отчетената през 2019 г. При същите стойности на корекционните фактори и същата изчислителна мощност за отопление очакваното количество топлинна енергия за отопление за отоплителен сезон 2020/2021 г. възлиза на 23 000 MWh.

Топлинна енергия за битово-горещо водоснабдяване - ограничена е в размер на 100 MWh, поради нежеланието на клиентите да ползват услугата, както и поради

сезонната работа на централата.

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 2020 г. за намаляване на загубите от топлоносител. За отчетните 2019 г. и ценовия период от 1.07.2019 г. до 30.06.2020 г., поради пропуски на топлоносител от амортизирани участъци на топлопреносната мрежа, този показател е съответно 14 230 MWh (46,6%) и 13 702 MWh (45,5%) от изнесената 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 №139/20.10.2005г.

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 от 1.07.2020 г. до 30.06.2021 г. да бъде намалено до 11 300 MWh, което е 32,94% от отпуснатата към преноса топлинна енергия.

Като резултат от изложеното в т. 1 и т. 2. отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 34 300 MWh.

В резултат на извършените изчисления са прогнозирани необходими годишни приходи от дейността в размер на 6 546 хил. лв.

След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното:

За новия ценови период дружеството предлага с 23,39% по-високи количества реализирана електрическа енергия и с 37,52% увеличение на топлинната енергия с гореща вода спрямо предходния ценови период.

Дружеството не предвижда реализация на топлинна енергия с топлоносител пара.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са занижени с 19,65% спрямо отчетените за ценовия период.

Със заявлението за утвърждаване на цени за следващия регулаторен период дружеството е предложило намаление на общата стойност на УПР с 2,77% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2019 г. – 30.06.2020 г.), в следствие на намалените разходи за ремонт с 2,09% и разходите за заплати и възнаграждения с 10,34%. Дружеството не предвижда през следващия регулаторен период инвестиционни разходи.

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на „Топлофикация-Габрово“ ЕАД

НВск по отчет за ценовия период е -6807,91% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулираната дейност, като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, която се дължи на ръст на условно-постоянните разходи при условията на намалени продажби на електрическа и топлинна енергия.

НВск по отчет на база приходите и разходите представени в Отчета за приходите и разходите (ОПР) е отрицателна величина в размер на -7910,16%, вследствие на намалените приходи, спрямо утвърдените от Комисията, при ръст на условно-постоянните разходи, включващи разходи отнасящи се и за нерегулираната дейност.

Съществен момент за „Топлофикация-Габрово“ ЕАД е ниският дял на собствения капитал от 1,05%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизации в производството са коригирани от 801 хил. лв. на 570 хил. лв. или с 231 хил. лв., 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 заплати и възнаграждения са коригирани от 1 075 хил. лв. на 900 хил. лв. или със 175 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 226 хил. лв. на 217 хил. лв. или с 9 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- общото ниво на „Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ“ са коригирани от 372 хил. лв. на 344 хил.лв. или с 28 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през базисната година, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 73 хил. лв. на 64 хил. лв. или с 9 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 1 483 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,84% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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

- коригирана е цената на въглищата от 179 лв./t_{нт} при калоричност 3 475 kcal/kg на 70,59 лв./t_{нт} (с 108,41 лв./t_{нт}) до достигане на отчетената стойност за 2019 г. 91,77 лв./t_{нт} при калоричност 4 030 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

- коригирана е цената на биогоривото от 140,93 лв./t_{нт} при калоричност 2 980 kcal/kg на 103,60 лв./t_{нт} (с 37,33 лв./t_{нт}) до достигане на отчетената стойност за 2019 г. 105,41 лв./t_{нт} при калоричност 3 032 kcal/kg, съгласно т. 8 от общия подход;

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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, съответстващи на приетите количества горива в микса на дружеството както следва:

Показател	Дименсия	черни въглища	мазут	брикети	антрацит	дърв. чипс, сл. люспа	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	93,2018	77,4000	97,5000	108,3525	112,0000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm ³)	18,3700	40,0000	13,8499	0,0000	12,6706	
3. Коефициент на окисление:	-	100,00%	100%	100%	100%	100%	
Количества горива	t	2 870	24	130	0,0	15 790	

4. Прогнозни емисии CO₂ – 1 483 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 1 483 t X 43,01 лв./t = 64 хил. лв.

5. В справка № 5 „ТИП в преноса“ технологичните разходи по преноса на топлинна енергия са коригирани от 11 300 MWh (32,94%) на 3 500 MWh или със 7 800 MWh в

съответствие с т. 6 от общия подход, като разликата е отразена в количествата за продажба.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 12 MW.

След проведеното открито заседание на 04.06.2020 г. с писмо с вх. № Е-14-11-9 от 05.06.2020 г. „Топлофикация – Габрово“ ЕАД е представило следното възражение:

1. Дружеството възражава срещу извършеното намаление на **разходите за амортизации** с 231 хил. лв. на база т. 1.1. от приетия общ подход и счита, че намалението е необосновано, немотивирано и не почива на никаква икономическа логика, а само на възприет административен подход за механично намаление на разходите. Следвайки този път се ограничават възможностите на дружеството да осигури чрез цената, респективно чрез включените в цената разходи за амортизации, необходимите средства за възстановяване или подмяна на амортизирани дълготрайни активи в производството и преносната мрежа. Заложените разходи за амортизации в прогнозата за новия ценови период са запазени в размер близък до достигнатите по отчет през 2019 г. Отчетените разходи за амортизации през 2019 г. са в размер на 808 хил. лв., от които 744 883 лв. са само разходите за амортизация на котел № 8 на биомаса SZL 20 – 2,5/400. Годишната амортизационна норма на този котел е 30%, така че и през следващия ценови период разходите за амортизация ще бъдат същите. Към 31.12.2019 г. цялостната амортизация на котел № 8 е 1 924 282 лв.

2. „Топлофикация-Габрово“ ЕАД възражава по отношение на корекцията в **общата стойност на останалите УПР**, която се формира като сума от разходи за амортизации, разходи за заплати и възнаграждения, разходи за начисления и осигурителни вноски и социални разходи и разходи свързани пряко с регулираните дейности по ЗЕ.

В прогнозирания разход за заплати и възнаграждения, в сравнение с отчетения за 2019 г., е заложено увеличението на минималната работна заплата за страната от 01.01.2020 г. През последните години „Топлофикация – Габрово“ ЕАД изпитва затруднения в намирането и задържането на персонал. Основната причина за това е недостатъчният размер на трудовото възнаграждение, съответстващо на трудните условия за работа, каквито са условията на работа във въглищна централа. Средната заплата в дружеството е значително по-ниска от тази за сектор „Енергетика“. Дружеството има недостиг на работници на длъжности като оператор на турбогенератор, оператор на парогенератор, оператор на спомагателни съоръжения, оператор на бойлерна уредба, заварчик. Чрез предвиденото увеличение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски дружеството се надява, че ще предизвика интерес от страна на потенциални кандидати за работа.

Дружеството смята, че намалението на разходите за заплати и възнаграждения от 1 075 хил. лв. на 900 хил. лв. или със 175 хил. лв. е неоснователно за положението, в което се намира „Топлофикация Габрово“ ЕАД. Вследствие на това дружеството също счита, че допълнителното намаление и на разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са необосновани.

3. Според дружеството **разходите, пряко свързани с регулаторните дейности**, неоснователно се намаляват до стойностите в отчета за 2019 г. Вследствие на некоректни платци ежегодно съдебните разходи на дружеството се увеличават и запазването им на постоянно ниво е невъзможно. Поради този факт намалението на разходите с 28 хил. лв. е некоректно.

4. Относно начина на определяне на **среднопретеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал**, която е коригирана от 6,84% на 3,24%. Дружеството не е съгласно с приравняването ѝ към пределната пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2019 г., по данни на БНБ. Дружеството счита, че данните на БНБ са обобщени среднопретеглени за целия пазар и не отразяват данните за привлечения капитал в дружествата в енергетиката. В противоречие на т. 40 от Указания-НВ Комисията не е взела под внимание статистическите данни за периода (месец, година) за получаване на кредита и изчислената от дружествата норма на привлечения капитал.

5. Дружеството счита за необосновано намалението на средната цена на въглищата със 108,41 лв./t и на средната цена на биомаса с 37,33 лв./t, както и промяната на заложените качествени показатели на горивата.

От края на 2019 г. и началото на 2020 г., поради общо повишаване на цените на горивата, са в сила нови договори за доставка на горива. Отчетените цени на горивата за 2019 г. са достигнати на база действащите доставни цени за двата ценови периода. За новия регулаторен период, съобразено с производствената програма, дружеството е прогнозирано средна цена на гориво - въглища 179,00 лв./t при калоричност 3100 kcal/kg и средна цена на гориво - биомаса 143,93 лв./t при калоричност 2980 kcal/kg. Цените са прогнозирани на база горивни миксове, доказали устойчива работа на централата.

„Топлофикация-Габрово“ ЕАД счита, че ако Комисията не вземе под внимание гореизложеното, с корекцията на цената на основното гориво - въглища и биомаса, определените цени съответно 70,59 лв./t, без ДДС, за гориво - въглища и 103,60 лв./t, без ДДС, за гориво - биомаса, дружеството няма да може да спазва условията по действащите договори с доставчиците на горива. Същото би довело до предпоставка за неизпълнение на основната дейност, а именно производство на топлинна и електрическа енергия и пренос на топлинна енергия.

6. При установено намаляване на безплатните квоти за емисии, **разходите на дружеството за закупуване на квоти** при борсови цени се увеличат. Признаването на тези разходи за емисии в по-малък размер от икономически обоснования се отразява в намаление на годишните необходими приходи, което от своя страна води до реализиране на по-ниска възвращаемост, както и до допълнителни разходи за използвания ресурс и финансирането му. Дружеството счита, че цената от 22 евро/t CO₂, която е определена за новият период е нереална, тъй като към момента тя е 25 евро/t CO₂.

„Топлофикация Габрово“ ЕАД счита за неоснователна промяната на заложения горивен микс от въглища при изчисляването на количеството отделени емисии, както и качествените показатели на горивото. При така заложения от Комисията микс на въглища, дружеството не би могло да постигне заложената цена за тон гориво.

7. По отношение **технологичните разходи по преноса на топлинна енергия.**

Съгласно чл. 133 от Наредба № 15 от 28.07.2005 г. за технически правила и нормативи за проектиране, изграждане и експлоатация на обектите и съоръженията за производство, пренос и разпределение на топлинна енергия, издадена от министъра на регионалното развитие и благоустройството и министъра на енергетиката и енергийните ресурси, обн., ДВ, бр. 68 от 19.08.2005 г., попр., бр. 78 от 30.09.2005 г., изм., бр. 20 от 7.03.2006 г., при определяне на топлинните загуби на топлопреносните мрежи могат да се използват корекционни коефициенти 1,15-1,25. Въпреки предвидените ремонтно-възстановителни дейности през 2020 г. за намаляване на загубите от топлоносител дружеството няма как да достигне посочените от КЕВР 3 500 MWh и счита за неоснователно драстичното намаляване за загубите със 7 800 MWh.

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за амортизации не се приема. Следва да се има предвид, че при възприемане на специфичния подход, избран в счетоводната политика на всяко отделно регулирано дружество, предприятията и техните клиенти няма да бъдат третирани равнопоставено, което е императивно изискване на чл. 23, т. 5 от ЗЕ. В тази връзка и доколкото техническите и експлоатационните характеристики на енергийните обекти за производство на топлинна и електрическа енергия на всички регулирани дружества са служебно известни на регулаторния орган, е извършена обобщена оценка на техния полезен живот, като е прието за целесъобразно за регулаторни цели да се приемат единни амортизационни квоти за активите в производството. НРЦТЕ и НРЦЕЕ не съдържат изисквания относно начина на групиране на активите при определяне на амортизационните квоти, поради което активите са групирани съобразно регулираните дейности, за които на дружествата се утвърждават цени, а именно – активи в производството и активи в преноса. Разпоредбите на данъчното законодателство са

неприложими при определяне на цени, които подлежат на регулиране по реда на ЗЕ, видно от разпоредбите на чл. 9, ал. 6 от НРЦТЕ, чл. 14, ал. 4 от НРЦЕЕ, а също и т. 31 от Указания - НВ, които изискват разходите за амортизации да се изчисляват на основата на обосноваване от дружеството и признат от Комисията технически и икономически полезен живот на активите чрез прилагане на линейен метод на амортизация. Неприемлива е нормата за амортизация на котела на биомаса от 30%. Подобни норми, макар и възможни за начисление съгласно закона за счетоводството, натоварват необосновано цените и не са в съответствие с техническия живот на съоръженията.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения начислявани в дружеството.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, не се приема. Задържането на разходите на нивото на отчетените през базисната година е условие за запазването на клиентите на топлинна енергия, при високо, непазарно ниво на цената на енергията от ВЕКП. Дружеството неоснователно счита, че вследствие на некоректни платци ежегодно съдебните му разходи се увеличават и запазването им на постоянно ниво е невъзможно, тъй като дружеството получава приходи от спечелените съдебни процеси от дела, заведени през предходни години, които комисията не е приспаднала от необходимите приходи.

4. Възражението на дружеството относно корекцията на норма на възвръщаемост на привлечения капитал не се приема. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%. Допълнително съображения са изложени в т. 3 от общия подход.

5. Възражението на дружеството относно корекцията на средните цени на въглища и биомаса не се приема. Задържането на цените на горивата на нивото на стойността от базисната година е условие за задържането на клиентите на услугата, а оттам и функционирането на дружеството. При драстичния спад на цените на всички горива на международните пазари, увеличаване на цените на въглищата и биомасата на регионалния пазар е неприемливо от регулаторна гледна точка.

6. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии не се приема. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO₂ квоти за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер **22 евро/t CO₂**, която към момента на изготвяне на цените е актуалната цена. Следва да се има предвид, че с последните именения в НРЦТЕ и НРЦЕЕ е регламентирана възможност за корекция на необходимите приходи за следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за квоти за въглеродни емисии.

7. Възражението на дружеството относно корекцията в справка № 5 „ТИП в преноса“ не се приема. Технологичните разходи по преноса са функция както на лошото състояние на мрежата, нейните характеристики, така и от намаляващата консумация на топлинна енергия, вследствие неконкурентна цена. При мрежа в относително добро състояние поддържането на технологични разходи по преноса 46,60% и отчетна цена на топлинната енергия от 241,24 лв./MWh, без ДДС обрича дружеството на несъстоятелност, без прилагане на регулаторни и управленски действия. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията определя пределни нива на определени разходи, с оглед

оптимизиране на ценовите нива. В случая е извършена оценка и е разгледан допустимият размер на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които могат да се приемат за целите на ценообразуването. Следва да се има предвид, че в чл. 32, ал. 1 от ЗЕ е регламентирано правомощие на Комисията да регулира цените чрез прилагане на различни методи за регулиране, включително, да определя показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии. В случая са приложени показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии. В тази връзка в т. 6 от общия подход са посочени гранични стойности на разхода от 10%, постижими при оптимални условия на пренос на топлинна енергия. От друга страна, като ценообразуващ елемент, количествата топлинна енергия са изрично дефинирани в 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“. В тази връзка прогнозните количества се утвърждават за целите на ценообразуването, като Комисията има право да извърши оценка на представените от енергийните предприятия отчетни и прогнозни количества, както и да утвърди различен от предложения прогнозен размер, при спазване на разпоредбите на ЗЕ.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация – Габрово“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 293,38 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 293,38 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 203,95 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 99,16 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 5 166 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 521 хил. лв. и променливи – 2 586 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 827 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 30 800 MWh

15. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

С писмо вх. № Е-14-24-6 от 03.04.2020 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цена на топлинната енергия с гореща вода, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията. Към заявлението не е представена информация по т. I.8 от Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода – 44,72 лв./MWh, без ДДС.

Обосновката на дружеството е следната:

СПРАВКА № 1 – „Разходи за производство на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД

Прогнозата на разходите за производство и пренос на топлинна енергия за регулаторен период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. е разработена на база отчетни данни за 2019 г. Прогнозните разходи са разделени на условно-постоянни разходи и променливи разходи, съгласно Указания-НВ.

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 принципа 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. Разделянето на общите разходи на Електропроизводство 2 на разходи за производство на електрическа енергия и за производство на топлинна енергия се основава на дела на количеството електрическа енергия, която не е произведена, за сметка на произведената топлинна енергия, чрез т. н. „коэффициент на редукция“. Делът на разходите участва в ценообразуването като разходи за производство. 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 двата продукта 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 248 хил. лв. и съставляват около 6 % от общите разходи за производство и пренос на топлоенергия.

Разходите за пренос по същество представляват разходите на цех ТС. Прогнозата е на стойност 3 800 хил. лв., като е запазено равнището на отчетените разходи за 2019 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, отнесени към общите разходи.

Съгласно Указания-НВ и 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 стопански и битови потребители в гр. Козлодуй, се отнасят в отделна счетоводна сметка 611/2 – Разходи за производство и пренос на топлоенергия.

Преките разходи, отчетени за 2019 г., са за материали, външни услуги, амортизации, заплати, осигуровки и други разходи. За целите на ценообразуването, тези разходи са намалени с 388 хил. лв.

На основание чл. 21 от НРЦТЕ, от разходите за пренос на топлинна енергия са приспаднати приходите присъединяване на клиенти към мрежата и от услуги по директно възлагане от клиенти на стойност 16 хил. лв.

Разпределени разходи - В отчетените за 2019 г. разходи за пренос на топлинна енергия са разпределени разходи на обща стойност 1 521 хил. лв. както следва:

- Социалните разходи са разпределени по звена, на база списъчен състав, зает в основните производствени и административни звена. За 2019 г., персоналят, зает в цех ТС, е 65 души и коефициентът на разпределение е 0,0274 (разчетен на база численост на персонала -2 368 бр.). Разпределените социални разходи за ТС са на стойност 1 227 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.

Административни разходи се разпределят между двата продукта на база набрани разходи към общия обем на разходите за двете дейности- електропроизводство и производство и пренос на топлинна енергия и за 2019 г. са в размер на 510 хил. лв. За целите на ценообразуването, спазвайки т. 19 от Указания-НВ, разходите са намалени с 377 хил. лв., които по същество представляват разходи, които не са свързани със съответната регулаторна дейност.

Разходите за производство и пренос за ценовия период 01.07.2020 - 30.06.2021 г. са на стойност 4 048 хил.лв. Възвращаемостта на капитала е в размер на 51 хил. лв.

Необходимите годишни приходи за производство и пренос на топлинна енергия са на стойност 4 099 хил. лв.

СПРАВКА № 2 - Регулаторната база на активите

Регулаторната база на активите към 31.12.2019 г. е в размер на 8 298 хил. лв. и е разчетена на база на стойността на активите към 31.12.2019 г., пряко свързани с дейността по лицензията на стойност 9 084 хил. лв., намалени с натрупаната амортизация за периода на използване на активите в размер на 1 185 хил. лв. и увеличена с необходимия оборотен капитал 399 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 Указания-НВ.

СПРАВКА № 3 - Норма на възвръщаемост на капитала

Нормата на възвръщаемост е 0,61% и е разчетена съгласно Указания-НВ. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е 0,5% и е равна на утвърдената от КЕВР за предходния ценови период. Средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал е 4,17% и е изчислена на база на начислените разходи за лихви за 2019 г. и остатъка по дългосрочния заем към 31.12.2019 г., в зависимост от финансовите условия на Заемното споразумение с Евратом. Данъчната ставка е в размер на 10%, съгласно ЗКПО.

СПРАВКА № 4 - ТИП в 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 в резултат от топлата зима. През новия регулаторен период се очаква произведената топлинна енергия от бойлерните установки на блоковете и размерът на собствените нужди да са повече от отчетните данни за 2019 г.

СПРАВКА № 5 - ТИП в преноса

Сумарното прогнозно количество реализирана топлинна енергия в периода юли 2020 – юни 2021 г. се базира на отчетните данни за 2019 г. и прогноза за повишение на потреблението, поради присъединяване на нови обекти.

Общото количество топлинна енергия за реализация е 86 732 MWh.

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.

Изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС – 44,72 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 4 099 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 048 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 014 хил. лв. и променливи – 35 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 8 298 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 0,61%
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 86 732 MWh

16. „КОГРИЙН“ ООД - гр. ПЪРВОМАЙ

С писмо с вх. № Е-14-68-2 от 02.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Към заявлението дружеството не е представило следното: отчетна информация по т. I.5, справки по ЕССО, прогнозна информация по т. II.2, действащи договори за доставка на природен газ и за изкупуване на електрическа енергия.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2020 г. преференциална цена на електрическа енергия – 188,33 лв./MWh, без ДДС.

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 350,00 лв./ knm^3 или 37,63 лв./MWh, при долна работна калоричност 8 000 kcal/ knm^3 и акцизна ставка на природния газ – 0,60 лв./GJ.

Обосновката на „Когрийн“ ООД на прогнозните ценообразуващи елементи за ценовия период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е следната:

Дружеството експлоатира два когенератора за производство на електрическа и топлинна енергия с обща мощност 6,66 MW.

Консуматорите на полезна топлинна енергия от инсталацията са пряко присъединени клиенти, оранжерийните предприятия на площадката, които чрез собствени тръбопроводи получават топлинна енергия – гореща вода, директно от топлинната схема на „КОГРИЙН“ ООД. Измерването на топлинната енергия се извършва с топломери – търговски прибори, в точката на вземането при топлинните акумулатори. Всички съоръжения са доставени през 2011 г. и въведени в експлоатация в края на м. април 2012 г.

▪ **Производствена програма** – подчинена е на програмата на оранжерийните предприятия на площадката. „Когрийн“ ООД планира през новия ценови период:

- Производство на електрическа енергия – 29 542 MWh
- Електрическа енергия за собствени нужди – 2 594 MWh
- Електрическа енергия за продажба – 26 948 MWh
- Отпусната топлинна енергия – 34 800 MWh
- Топлинна енергия за продажба – 34 300 MWh

▪ **Инвестиционна и ремонтна програма за 2020 г.** – 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 ДМА на дружеството към 31.12.2018 г. са на стойност 10 147 хил. лв., в съответствие с инвентарната книга на активите. Дружеството посочва, че в справките за цени, подавани в КЕВР до настоящия момент, е допускана техническа грешка, като е подавана стойността само на единия когенератор, като в настоящите ценови справки техническата грешка е отстранена. Приложен е линеен метод на амортизация и разходите за амортизации са изчислени с годишната амортизационна норма съгласно Указания-НВ - за 15 години.

▪ **Размерът на оборотните средства** е изчислен в съответствие с Указания-НВ.

▪ **Разходите за материали** са на база прогнозни разходи за съответните консумативи за инсталацията като: масло за допълване и смяна; етилен гликол; леватит и други химикали за омокотителната инсталация.

▪ **Разходи за външни услуги** включват задължителни застраховки на оборудването и служителите; абонаментно поддържане на прибори и инсталации; разходи за охрана и други услуги.

▪ **Разходите за ремонт** се формират основно на база договор със специализирана фирма за сервизно и текущо ремонтване на агрегатите.

▪ **Трудовите разходи** съответстват на одобрения щат на фирмата.

▪ Към „Други разходи“ са отнесени обичайни разходи за функциониране на

предприятието.

▪ **Променливи разходи** – над 80% от тези разходи са разходите за гориво. Те са формиран при настояща цена на природния газ – 290,00 лв./knt³. Разходите за природен газ са изчислени, като са отчетени разходните норми при номинални режими на работа по инструкции на завода-производител и минимални толеранси, като работа на агрегатите при намален товар, често спиране и пускане при ниски товари на оранжерийните комплекси, температурните условия.

▪ **Нормата на възвръщаемост** е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 7%, съгласно Указания-НВ и среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения 7,51%, съгласно договорите за кредит.

Образуване на цените

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 415 хил. лв. на 405 хил. лв. или с 10 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 200 хил. лв. на 180 хил. лв. или с 20 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „Финансови разходи“ е коригирана от 180 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 180 хил. лв., като неприсъщи разходи. Корекцията цели и недопускане дублирането на разходи в утвърдените цени, добавени от дружествата извън утвърдените разходни позиции, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите в размер на 141 хил. лв. за „Фонд сигурност на електроенергийната система“ (5%), не са включени в общите разходи в съответствие с т. 1 от общия подход и чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ.

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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 7,50% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ и т. 3 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,73 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа- $5,2+25 = 30,2$ лв./knt³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6,66 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „КОГРИЙН“ ООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 177,44 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 177,44 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,01 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 7 693 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 313 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 511 хил. лв. и променливи – 3 802 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 11 583 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,28%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 26 948 MWh

17. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“

С писмо с вх. Е-14-70-1 от 01.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не е приложена информация по т. I.8 от Писмото.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия – 151,44 лв./MWh, без ДДС, изчислена при среднопретеглена цена на природния газ – 311,68 лв./knm³ (без ДДС).

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

1. Производствена програма

Натовареността на двата двигателя в централата през новия ценови период е прогнозирана на база предвижданата производствена програма на дружеството и климатичните условия в района.

Производствената програма на ТЕЦ „500 дка“ за периода 2020 г. - 2021 г. е представена в табличен вид.

2. Регулаторна база на активите (РБА)

За целите на изчисляване на РБА стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2019 г., в размер на 4 985 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид.

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 Hübauer 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 влиза:** превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 , текуща поддръжка (извън гаранцията), в т.ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2000 и 6000 h, оригинални глави на цилиндъра и свеци, междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2000 h, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не влиза: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свеци, други консумативи, провеждане на инспекции.*

5. Променливи разходи

Променливите разходи за прогнозна 2020 г. – 2021 г., са както следва:

- разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд) - 61 хил. лв.
- разход за вода - 1 хил. лв.
- разход за ел. енергия - 4 хил. лв.
- разходи за акциз на природен газ - 125 хил. лв.
- разходи за външни услуги - 10 хил. лв.

6. Условно – постоянни разходи

За следващия ценови период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. са заложени следните прогнозни условно-постоянни разходи при работа и на двата ко-генератора:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на стар газопровод, който се амортизира с АН=4%) - 573 хил. лв.
- разходи за ремонт - 550 хил. лв.
- разходи за заплати - 280 хил. лв.
- разходи за соц. осигуровки - 60 хил. лв.
- разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 428 хил. лв.

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

При определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на Указания-НВ, според които 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.

- I-ви етап:

- м. май 2014 г., „Оранжерии Гимел“ АД е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към „Сибанк“ АД и „Интерлийз“ ЕАД от „Уникредит Булбанк“ АД, ведно с извършените до момента самоучастия по проектите под формата на инвестиционен кредит.

Представена е структурата за финансиране на когенерационната инсталация на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“.

II-ри етап: През м. март 2015 г. „Оранжерии Гимел“ АД е подписало нов договор за кредит с „Уникредит Булбанк“ АД за финансиране на II-ри етап от когенерационна инсталация с 20% самоучастие.

При така зададените изходни параметри, нормата на възвръщаемост за периода 2020 г./2021 г. е 4,73%.

Образуване на цената

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 280 хил. лв. на 262 хил. лв. или с 18 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 60 хил. лв. на 58 хил. лв. или с 2 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,45% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,90 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа- $5,2+41 = 46,22$ лв./ km^3 , изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,944 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 164,67 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 164,67 лв./MWh
 - премия по чл. 33а от ЗЕ – 75,24 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 4 337 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 150 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 870 хил. лв. и променливи – 2 280 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 5 433 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,43%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 000 MWh

18. „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“

С писмо с вх. Е-14-70-2 от 01.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална на цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация съгласно писмото на КЕВР с изключение на информацията по т. I.8 от Писмото.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия – 148,93 лв./MWh, без ДДС. Тя е изчислена при среднопретеглена цена на природния газ – 311,63 лв./kNm³ (без ДДС), в т. ч.:

- цена на природен газ – 276,10 лв./kNm³;
- цена за пренос – 4,20 лв./kNm³;
- цена за капацитет – 31,33 лв./kNm³.

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

1. Производствена програма

Работата на КГ1 и КГ2 през новия ценови период - 01.07.2020 - 30.06.2021 г. е съобразена с прогнозните нужди от топлинна енергия в „Оранжерия комплекс 200 дка“. Производствената програма на ТЕЦ „200 дка“ за периода 2020-2021 г. е представена в табличен вид.

2. Регулаторна база на активите (РБА)

За целите на изчисляване на РБА, стойността на дълготрайните материални активи е балансовата им стойност към 31.12.2019 г., в размер на 7 461 хил. лв., чието формиране е посочено в табличен вид.

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.

В цената на поддръжката влиза: превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 h, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т. ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за части и материали на всички

превантивни поддръжки на всеки 2000 и 6000 h, оригинални глави на цилиндъра и свеци, междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2000 h, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не влиза: смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свеци, други консумативи, провеждане на инспекции.

5. Променливи разходи

Променливите разходи за прогнозна 2020 г. – 2021 г. са, както следва:

- разход за консумативи (масло, грес, вкл. труд) - 30 хил. лв.
- разход за ел. енергия - 14 хил. лв.
- разходи за акциз на природен газ - 161 хил. лв.
- разходи за външни услуги - 38 хил. лв.

6. Условно – постоянни разходи

За следващия ценови период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. са заложили следните прогнозни условно-постоянни разходи при работа и на двата ко-генератора:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи, с изключение на стар газопровод, който се амортизира с АН=4%) - 850 хил. лв.
- разходи за ремонт (съгласно описано в ремонтна програма) - 464 хил. лв.
- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 14 души) - 280 хил. лв.
- разходи за соц. осигуровки - 59 хил. лв.
- разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 463 хил. лв.

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

При определяне на капиталовата структура дружеството се е позовало на Указания-НВ, според които 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

Структурата за финансиране на когенерационната инсталация на „Оранжеви Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжевия 200 дка“ е, както следва:

- **I-ви етап:** договор за инвестиционен кредит № 386/09.05.2014 г. със срок на изплащане 138 месеца.

- **II-ри етап:** Изпълнен съгласно Договорно споразумение 002 за инженеринг, реализация и строителство „до ключ“ (EPC) съгласно Общите условия на „Сребърната книга“ – Първо издание 1999 г. и споразумение от 25.10.2013 г. от „Бавариан Енерджи“ АД, като сумата по договора е разсрочена на 60 бр. равни месечни вноски.

Поради забавяне в плащанията от страна на „Оранжеви Гимел“ АД, „Бавариан Енерджи“ АД цедира вземането си по цитирания по-горе договор на фирмата-майка „Гимел“ АД през м. декември 2015 г. е стартирала процедура по увеличение на капитала на „Оранжеви Гимел“ АД със сумата на цедираното вземане. В резултат на което, финансирането на втори етап от когенерационната централа е трансформирано във финансиране със собствен капитал.

При така зададените изходни параметри нормата на възвръщаемост за периода 2020 г./2021 г. е 6,37%.

Образуване на цената

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 280 хил. лв. на 265 хил. лв. или с 15 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 59 хил. лв. на 56 хил. лв. или с 3 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,45% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,59 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа- $5,17+41=46,17$ лв./ knm^3 , изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 4,87 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел“ АД – ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 160,03 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 160,03 лв./MWh
 - премия по чл. 33а от ЗЕ – 70,60 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 5 366 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 000 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 099 хил. лв. и променливи – 2 902 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 7 980 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,58%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 25 200 MWh

19. „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“

С писмо с вх. Е-14-73-1 от 01.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител отчетна и прогнозна информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството заявява, че предвид обявеното извънредно положение в страната и удължаването на сроковете за предоставяне на годишни финансови отчети за 2019 г. с всички пояснителни приложения към тях, включително доклад за дейността, същите ще бъдат представени в КЕВР след приключването им.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2020 г. преференциална цена на електрическа енергия – 199,07 лв./MWh, без ДДС.

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена със среднопретеглена цена на природния газ – 310,72 лв./ knm^3 33,40(без ДДС), при калоричност 8 000 kcal/ knm^3 , която включва:

- цена на природен газ – 276,10 лв./ knm^3
- цена за пренос – 4,20 лв./ knm^3
- цена за капацитет – 30,42 лв./ knm^3

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

1. Производствената програма е разработена при следните изходни параметри:

- начална дата на прогнозите	- 01.07.2020 г.
- номинална инсталирана електрическа мощност	- 3,044 MW
- номинална инсталирана топлинна мощност	- 3,035 MW
- нормално средногодишно натоварване на когенератора	- 85%
- електрическа мощност при 85% натоварване	- 2,600 MW
- топлинна мощност при 85% натоварване	- 2,592 MW

Дружеството е представило по месеци за предстоящия ценови период подробна производствена програма, в която са посочени прогнозни количества произведена електрическа и топлинна енергия, количество електрическа и топлинна енергия за собствена консумация, прогнозни количества електрическа енергия за продажба и прогнозни количества топлинна енергия, отпусната от централата.

2. Инвестиционна програма – отчетната стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите при определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран способ, 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.; 5 950 хил. лв., съоръжения, машини и оборудване, в т. ч. част от съществуващи газопроводи, собственост на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД. Натрупаните амортизационни отчисления на активите за периода на ползване, т. е. към 31.12.2019 г., са както следва: 95 хил. лв. – за сгради и 2 392 хил. лв. – за сгради за 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 Hübner 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, а именно:

В цената на поддръжката са включени: разходи за превантивна поддръжка според изискванията на производителя на всеки 10 000 h, текуща поддръжка (извън гаранцията), в т.ч.: разходи за труд, разходи за пътуване, разходи за материали на всички превантивни поддръжки на всеки 2000 и 6000 h, оригинални глави на цилиндъра и свеци, междинен ремонт на 30 000 h, мониторинг на първите 2 000 h, наблюдение от разстояние, обучение на персонала. В цената на поддръжката не влизат: разходи за смяна на масло, вземане на проби от маслото и анализи на маслото, поддръжка и смяна на свеци, др. консумативи и провеждане на инспекции.

4. Променливи разходи – изчислени са при следните изходни параметри: начална дата на работа на когенератора – 01.07.2020 г. и цена на природен газ – 310,72 лв./кнм³.

Към променливите разходи са включени и следните:

- Разходи за консумативи (масло, грес, вкл. труд) – 24 хил. лв. Те са изчислени на база часове работа на двигателя.

- Разходи за електрическа енергия – 20 хил. лв.

- Разходи за акциз на природен газ – 50 хил. лв.

5. Условно – постоянни разходи:

- разходи за амортизация (1/15 от стойността на амортизируемите активи) – 411 хил. лв.

- разходи за ремонт (съгласно ремонтна програма) – 210 хил. лв.

- разходи за заплати (при средно-списъчен персонал - 12 души) – 223 хил. лв.

- разходи за социални осигуровки – 43 хил. лв.

- разходи, пряко свързани с регулираната дейност – 337 хил. лв.

6. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала – при определяне

на капиталовата структура дружеството се е позовало на чл. 34.1. от Раздел III „Норма на възвръщаемост на капитала“ на Указания-НВ, според която „дружества, с преобладаващ топлинен товар за промишлени нужди могат да изчислят среднопретеглената цена на капитала при използване на капиталовата структура, която е в съответствие със структурата за финансиране на инсталацията за комбинирано производство“.

Посочва се, че през м. май 2014 г., „Оранжерии Гимел II“ ЕООД е рефинансирало всички свои кредитни експозиции към ПИБ 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.

Дружеството посочва, че собственото участие в проекта е било рефинансирано от „Уникредит Булбанк“ АД, както е посочено по-горе, а през 2019 г. от „Обединена Българска Банка“ АД.

При така зададените изходни параметри, дружеството е изчислило среднопретеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал – 3,37%.

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 № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 3,37% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ - пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,11 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа- $4,2+30,42=34,62$ лв./кпм³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 3,044 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжерии Гимел II“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 189,84 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 189,84 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 100,41 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 279 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 136 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 224 хил. лв. и променливи – 912 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 4 424 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 594 MWh

20. „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-76-2 от 03.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не са приложени:

- писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за предстоящия ценови период;

- справки с отчетна информация за 2019 г. по прилагането на ЕССО;

- отчетна и прогнозна информация по II.2 от Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия – 253,52 лв./MWh, без ДДС.

Изчисленията са извършени при цена на компресиран природен газ – 659,46 лв./ knm^3 , без ДДС.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизации в производството са намалени от 422 хил. лв. на 93 хил. лв., или с 329 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 105 хил. лв. на 98 хил. лв. или със 7 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,35% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,43 лв./MWh;
3. Цена на доставка с авто цистерна до обекта на потреблението 184,46 лв./ knm^3

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,027 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Инертстрой-Калето“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 194,53 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 194,53 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 105,10 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 692 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 2 632 хил. лв., от които условно-постоянни – 868 хил. лв. и променливи – 1 764 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 1 731 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 4,43%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 800 MWh

21. ЧЗП „Румяна Величкова“

С писмо с вх. № Е-14-59-1 от 30.03.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР.

Към заявлението не са приложени:

- договор за продажба на електрическа енергия за 2020 г.;
- договор за доставка на природен газ, с всички приложения към него;
- справки с отчетна информация за 2019 г. по прилагането на ЕССО.

Дружеството предлага за определяне преференциална цена на електрическа енергия – 124,32 лв./MWh, без ДДС.

Предложената за определяне цена на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 318,00 лв./kNm³, без ДДС.

В представената от ЧЗП „Румяна Величкова“ обяснителна записка към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия се посочва следното:

Инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е изградена на базата на един нов газов когенератор, тип „BHKW JMS 612 GS-N.LC“, производство на „Йембахер“ – Австрия, с инсталирана електрическа мощност 1 850 kW и топлинна мощност 1820 kW. Когенераторът е изграден в оранжерията на ЧЗП „Румяна Величкова“ в с. Трудовец, Ботевградско. Когенераторът е въведен в експлоатация в началото на 2008 г.

1. Производствена програма

Дружеството посочва, че производствената програма на когенератора е подчинена на работата на оранжерията.

През 2018 г., както и през предходната година, оранжерията е работила по схемата на януарско засаждане, с намерение за рекултивация през летните месеци. Поради различни производствени и пазарни причини рекултивация през летните месеци е извършена частично, но оранжерията е отоплявана и когенераторната инсталация е работила.

През 2019 г. когенераторът е работил 4 100 h, като е произведена 7 650 MWh електрическа енергия и е опусната 7 885 MWh топлинна енергия. Работните часове и опуснатата топлинна енергия съответстват на топлинния товар на оранжерийния комплекс в с. Трудовец.

През 2020 г. се предвижда оранжерията да работи при януарско засаждане и рекултивация през летните месеци и производство до края на годината, така се очаква когенераторът през следващия период да изработи около 4 000 h.

Предвижда се следното производство:

- Електрическа енергия бруто – 7 560 MWh
- Продажби на ЕРД – 7 075 MWh
- Топлинна енергия за собствено потребление в оранжерията – 7 980 MWh

2. Разход на гориво

Електрическият КПД на инсталацията през годините е устойчиво около 40%, а икономията на първична енергия е около и над 20%. За следващия регулаторен период дружеството предлага специфичен разход на гориво, равен на постигнатия през 2019 г.

3. Амортизационни отчисления

Дружеството през 2019 г. е извършило текущ ремонт на когенерационната инсталация в съответствие с изработените часове на генератора и договора за експлоатационен сервиз с фирмата, която сервизно обслужва когенерационната инсталация. Обемът на ремонтните работи е текущ ремонт и смяна на износени части, предвиджани за 22 000, 24 000, 26 000 h експлоатация.

Дълготрайните материални активи на когенерационната мощност към 31.12.2019 г. възлизат на 1 108 хил. лв.

Дружеството е приложило списък на дълготрайни материални активи и тяхната отчетна стойност към 31.12.2019 г.

4. Разходи за труд

Поради ограничения персонал през последните години са били допуснати няколко аварии и когенерационната инсталация е увеличила неприемливо престоя за ремонт. Поради това дружеството е назначило супервайзер. За следващия регулаторен период дружеството предлага разход за труд с няколко % по-висок от направените разходи за труд през 2019 г.

5. Други разходи

Другите разходи включват обичайните разходи за горива за автотранспорт, текущи материали, главно масло за доливане и смяна и на антифриз, данъци, такси, застраховки, пощенски разходи, вода, електрическа енергия, химикали и външни услуги.

Променливите разходи, повечето от които покриват разходите за гориво, съответстват на постигнатото ниво на ефективност на инсталацията през предходни периоди и са значително по-ниски от други подобни инсталации.

Дружеството посочва, че през 2018 г. и 2019 г. 100% от произведената от комбинирания модул топлинна енергия е използвана за производство на растителна земеделска продукция.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизации в производството са намалени от 155 хил. лв. на 64 хил. лв. или с 91 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 90 хил. лв. на 88 хил. лв. или с 2 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

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

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените- Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 32,16 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- $5,2+78 = 82,41$ лв./kpm³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на ЧЗП „Румяна Величкова“ за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 138,70 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 138,70 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 49,27 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 1 327 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 274 хил. лв., от които условно-постоянни – 336 хил. лв. и променливи – 938 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 949 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 075 MWh

22. „Алт Ко“ АД

С писмо с вх. № Е-14-58-1 от 15.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2020 г. преференциална цена на електрическа енергия – 136,33 лв./MWh, без ДДС, със следните компоненти:

- прогнозна пазарна цена на електрическа енергия – 90,49 лв./MWh;
- премия по чл. 33 ЗИД на ЗЕ във връзка с чл. 36и, ал. 1 от ЗЕ – 45,84 лв./MWh.

Цената на електрическата енергия е изчислена с цена на природен газ – 330,00 лв./kNm³ (без ДДС) или 34,82 лв./MWh, с калоричност 8 150 kcal/kNm³.

Дружеството е представило следната обосновка:

1. *Прогнозната производствена програма е малко надвишена, което се дължи на необходимостта от повече топлина в оранжерии, поради по лошо време в определени периоди.*

2. *Разходите за ремонт са основно за текущи ремонти. Извършват се от фирма „Филтър“ ООД, която е ексклузивен сервизен представител на производителя „Йембахер“ ГМБХ, в съответствие с договор за поддръжка, който е предоставен от „Алт Ко“ АД в предходни ценови периоди.*

3. *През 2019 г. и по време на ценовия период 01.07.2019 г. - 30.06.2020 г. в централата не са извършвани мероприятия с инвестиционен характер.*

4. *По отношение изискването на чл. 30, ал. 4 от ЗЕ централата подава цялата произведена топлина за отглеждане на растителна продукция в оранжерия.*

5. *В отчетите и прогнозите, свързани с предложението за преференциална цена на електрическа енергия, не са включени разходи за технологични загуби при пренос, тъй като разстоянието между централата и консуматорите на топлина е малко и практически няма „пренос“ на топлинна енергия.*

6. *Дружеството не предвижда прогнозни разходи за закупуване на СО₂ квоти за емисии парникови газове, тъй като централата не е включена в системата за контрол и отчитане на вредни емисии.*

7. *В Приложение № 2 месечната цена на природния газ е получена като сумите, платени за природен газ (без включени наказателни плащания) в отделните месеци са разделени на получения през месеца природен газ. Посочва се, че това е направено така защото в отделните месеци са извършени корекции на количеството заявен и получен природен газ и корекции на съответните капацитетни продукти, което неминуемо води до различна цена на природния газ в отделните месеци. Прогнозната цена на природния газ в размер на 330,00 лв./kNm³ е получена с отчитане цената на му от 01.04.2020 г. и цената на капацитетните продукти, в т. ч. и нововъзникналите точки на газоподаване.*

Посочва се, че Приложение № 5 не е разработвано поради несъвпадение на периодите от време, посочени в него, и отчетните и прогнозни периоди на дружеството.

8. Дружеството е представило и прогнозни данни за разпределението на произведената ел. енергия, собствените нужди на централата, собственото потребление и остатъкът за продажба.

9. В прогнозните данни за новия ценови период са включени прогнозни разходи за основен ремонт в размер на 520 000 евро (1 017 хил. лв.), въз основа на получени от фирма „Филтър“ ООД оферти за основен ремонт, както и за текущ ремонт и поддръжка на когенератора в размер на 16,5 евро/ч (32,2712 лв./ч).

В справка № 3 е вписана стойност на амортизациите 333 хил. лв. вместо отчетените до сега 265 хил. лв. и инвестиционни разходи 1 017 хил. лв. Стойността на амортизациите в размер на 330 хил. лв. е включена и в прогнозата, разработена в справките от № 1 до № 9.

В ценовите справки е прогнозиран ремонт и поддръжка на база посочената по-горе часова ставка, като стойността е повишена с 22 хил. лв. спрямо предходния ценови период. Дружеството посочва, че планираният ремонт налага и повишаването на средствата за работна заплата с 15 хил. лв. спрямо предходния ценови период, доколкото се налага подмяна на поддържащия персонал с такъв с по-висока квалификация или допълнително обучение на наличния състав.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизация са коригирани от 333 хил. лв. на 264 хил. лв. или с 69 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;
- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 180 хил. лв. на 165 хил. лв. или с 15 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;
- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 30 хил. лв. на 26 хил. лв. или с 4 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

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

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 33,20 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа – $5,2+59,34 = 64,54$ лв./кWh³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,85 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Алт Ко“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 148,11 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 148,11 лв./MWh
 - премия по чл. 33а от ЗЕ – 58,68 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
- Необходими годишни приходи – 1 538 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 478 хил. лв., от които условно-постоянни – 653 хил. лв. и променливи – 825 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 081 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 930 MWh

23. „Брикел“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-31-2 от 31.03.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление 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. Към заявлението не е приложена информация по т. I.8.

Дружеството предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство – 230,45 лв./MWh.
2. Цена за топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 65,87 лв./MWh.

Изчисленията в ценовия модел са извършени при следните цени на горивата, без ДДС:

- цена на въглищата – 88,91 лв./т с калоричност 2 471 kcal/kg;
- цена на мазут – 854,03 лв./т с калоричност 9 500 kcal/kg;

Обосновката на дружеството е следната:

Производствена програма (отчет и прогноза):

През новия регулаторен период дружеството предвижда подобряване на техническото състояние на съоръженията и увеличение на производствената програма за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Отпусната от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период е с 8,07% повече от отчетената през базисния период и е в размер на 1 658 414 MWh.

Предвижда се броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода да се запази на нивото на базисния период.

Технологичните разходи при преноса с гореща вода, общо за отчетния период, възлизат на 4 879 MWh или 25,56%.

Основните фактори, пряко влияещи на производството на топлинна енергия с гореща вода, са с действие в противоположни посоки: по-високите денградузи, ръст на клиентите, и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление.

Единственият потребител на топлинна енергия с водна пара е клон „Брикетопроизводство“ на дружеството.

Количеството електрическа енергия за новия ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. е изчислена съгласно Наредба № РД-16-267 и чл. 162а и чл. 162б от ЗЕ, като разчетите са направени за комбинирана електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство ВЕКП при $\Delta F \geq 10\%$.

Производството на електрическа енергия през базовия период възлиза на 546 487 MWh, а за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. се планира да бъдат произведени 603 900 MWh.

В производствената програма през 2019 г. е отчетено нетно производство на електрическа енергия 374 558 MWh. За периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. се планира това количество, при условията на чл. 100 ал. 6 от ЗЕ да е в размер на 416 000 MWh.

Към момента между „Брикел“ ЕАД и „Гранд енерджи дистрибушън“ ЕООД е действащо рамково споразумение за покупко-продажба на електрическа енергия по свободно договорени цени. „Брикел“ ЕАД и фонд „Сигурност на електроенергийната система“ е подписан договор за компенсиране с премии с производител по чл. 162а от ЗЕ

Електрическа енергия за собствено потребление:

Прогнозните годишни количества електрическа енергия за собствено потребление на „Брикел“ ЕАД през новия ценови период 01.07.2020 г.-30.06.2021 г., са планирани на база отчетните данни през базовата 2019 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 27,70%, спрямо отчетените през базовата 2019 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 Указанията-НВ.

Ремонтна програма (отчет и прогноза):

За периода 01.07.2019 г.—30.06.2020 г. дружеството е изготвило ремонтна програма, за обезпечението на която са необходими 3 046 хил. лв.

Ремонтите са извършвани, въпреки корекциите на разходите за ремонт, като е извършена голяма част от предвидените дейности¹ с цел съоръженията да се поддържат в добро техническо състояние и годни за експлоатация.

Общата стойност на отчетените разходи през 2019 г. възлиза на 2 384 хил. лв., което са разходи с 91% повече от одобрените.

Поради невъзможността за осигуряване на средства за извършване на всички заложенни основни ремонти на съоръженията, основният ремонт на ТГ № 2, не е приключен по график и е удължен и през 2020 г.

През ценовия период 01.07.2020 г. – 30.06.2021г. са предвидени общо разходи за ремонт в дружеството в размер на 2 622 хил. лв. Те са изчислени на база отчетните данни през базовата 2019 г. и изготвената и одобрена ремонтна програма на дружеството. Взети са под внимание дългият срок на експлоатация на съоръженията, липсата на средства за реализиране на необходимите обеми в пълен размер и сформиранияте ремонтни звена в дружеството.

Поименният списък на обектите, както и сроковете за тяхното изпълнение са описани в приложената ремонтна програма за новия ценови период.

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.

Разходите са предвидени за обезпечаване на техническото обслужване и плановите ремонти, за поддържане в изправно и работоспособно състояние на сградите и съоръженията на дружеството. Разходите за текущ ремонт не се вземат предвид при определяне на амортизационната сума и норма, нямат характер на подобрение, модернизация или реконструкция на ДМА и респективно не са ремонтни разходи с инвестиционен характер.

Инвестиционна програма

В дружеството е в ход инвестиционна програма, която се изпълнява и през изминалия регулаторен период.

Отчетът се отнася за извършените разходи за инвестиции на база фактически констатации по проекти, заложен в бизнес-плана на „Брикел“ ЕАД, както и разходи за одитиране на проекти, включени в НПИ на Р България за периода 2013 г. – 2020 г. с Решение на Европейската комисия С(2012) 4560 от 06.07.2012 г.

Във връзка с изискванията на ЗЧАВ, въведени със ЗДИ ЗЧАВ (ДВ бр. 81 от 15.10.2019 г.) относно изграждане на система за видеонаблюдение и контрол на всички точки на подаване на горива към големи горивни инсталации и задължения за осигуряване на условия и възможности за контрол от страна на съответната РИОСВ и органите на местното самоуправление върху влаганите горива при работа на горивните инсталации,

от 19.09.2019 г. е изградена и въведена в експлоатация собствена система за видеонаблюдение и контрол. Като камери са монтирани и функционират, освен на всички точки на подаване на гориво към котелен цех, така също и на възглищно стопанство (т. е. на мястото за съхранение на горивото по смисъла на законовата разпоредба).

Общата изразходвана сума за 2019 г. за инвестиции е 11 875 хил.лв., реализирани по 8 инвестиционни проекта, 5 от които са включени НПИ. В прогнозните разходи за амортизации за новия ценови период, които участват при формиране на признатите разходи за регулаторни цели, са добавени разходите за амортизации, произтичащи от закритите проекти в размер на 10 хил. лв.

За изпълнение на поставените екологични цели дружеството предвижда да продължи работата по проект „Изграждане на депо за неопасни отпадъци“.

Регулаторна база на активите.

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2019 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 195 927 хил. лв.

Дружеството 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.

Поради необходимостта да се създаде нужната горивна база за ТЕЦ в „Брикел“ ЕАД е обусловена технологична взаимобвързаност между брикетопроизводство и електропроизводство, т. е. всички активи на дружеството участват в процеса на производство на електрическа и топлинна енергия и пренос на топлинна енергия.

В съответствие с Указания-НВ в регулаторната база на активите не е включена стойността на преоценъчния резерв.

Оборотен капитал

Оборотният капитал е определен в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за съответната дейност, като не се включват разходи за амортизации.

За ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. оборотният капитал за производство е в размер на 17 826 хил. лв, като за производство на електрическа и топлинна енергия се отнася 17 797 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 среднопотеглен лихвен процент по ползвани кредити през 2019 г. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 10,88%.

Условно- постоянни разходи

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на чл. 31.1.б.,б“ от Указания-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „Брикел“ ЕАД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период разходите за амортизации са на нивото на 2019 г., увеличени с годишната амортизационна норма на закритите проекти.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Средната работна заплата през 2019 г. е 1 244 лв. Отчита се увеличението на минималната работна заплата в страната от 01.01.2020 г. с 9% от 560 лв. на 610 лв., което води до ръст на разходите в дружеството. Предвижда се увеличение на разходите

за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година с 10%.

Дружеството счита, че увеличение отново няма да позволи наваксване и достигане на конкурентноспособност на пазара на труда, тъй като заплатите в дружеството са под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“.

Разходите за работна заплата и осигуровки за регулаторна дейност през 2019 г. възлизат на 12 174 хил. лв., в т. ч. разходи за заплати 9 429 хил. лв. и за осигуровки 2 745 хил. лв.

За периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. разходите за заплати са завишени на 10 372 хил. лв. и съответно с 3 001 хил. лв. за осигуровки.

Разходи пряко свързани с дейността по лицензиите

Условно-постоянните разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, за следващия ценови период са увеличени спрямо отчетната 2019 г. с 4% на 5 043 хил. лв.

Всички разходи са планирани спрямо отчетените разходи от дружеството през базисния период. Голяма част от тях са коригирани с размера на отчетения от НСИ ръст на инфлацията, която също ще доведе до увеличаване на УПР, като увеличение на разходите за материали за текущо поддържане, изпитания на съоръженията, застраховки, храна, пощенски и телефонни услуги, командировки, работно облекло и т.н.

Разходите на горива са запазени на нивото на базисната 2019 г., поради срив в цените на петрола в началото на месец март 2020 г. се очаква горивата да продължат да поевтиняват.

Разходите за лицензионни такси са съобразени с прогнозното производство на електрическа и топлинна енергия.

Променливи разходи

Всички променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период, като се базират на отчетените такива за базовата 2019 г.

В променливите разходи се включват: основното гориво за производство, гориво за разпалване - мазут, разходи за закупени въглеродни емисии „квоти CO₂“, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия, депониране на пепелина и др.

Основно гориво

Въглища - за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г., в съответствие с указанията на Комисията, горивният микс на дружеството е планиран и включва само горива, посочени в КР № 40-Н1/2011 г.: сурови въглища, доставяни директно от производител без обработка; обогатени енергийни въглища /ОЕГ/ - продукт, който се получава от суровите въглища в брикетна фабрика след обработка и сушене.

Разходите за произвеждания в „Брикел“ ЕАД продукт ОЕГ, необходим за работата на ТЕЦ, са изчислени на база отчетни стойности за базовата година. „Брикел“ ЕАД е едно сложно и особено предприятие, в което се преплитат енергийни потоци. Това преплитане на енергийни потоци се отразява и достига до изчисляване стойностите на различните продукти, произвеждани в дружеството.

Смесено гориво – обработено и складирано с показатели за горене в котлоагрегатите. Сместа се състои от няколко компонента – сурови въглища, ОЕГ и ОЕГ-брак, т. е. браковата продукция от Брикетна фабрика.

При определяне на разходите за гориво са взети предвид определените от „Мини Марица изток“ ЕАД транспортни и маневрени такси за ползване от страна на „Брикел“ ЕАД на ЖП услуги и превозни услуги, предлагани от „Мини Марица Изток“ ЕАД.

Дружеството прилага за отчетна средна цена на горивен микс за 2019 г., от която е видно, че цената на микса е 88,90 лв./t_{нз} при калоричност 2 471 kcal/kg.

Въз основа на прогнозните количества горива от съответния вид и складова наличност към 01.03.2020 г. за прогнозния период цената на горивния микс е в размер на 88,91 лв./t при калоричност 2 471 kcal/kg.

Гориво за разпалване (мазут) – разходите са запазени на нивото на 2019 г.

Разходите за въглища през новия ценови период спрямо 2019 г. са с 95 341 t повече,

поради очакваното по-голямо производство на електрическа и топлинна енергия, като към настоящия момент дружеството посочва, че все още не е получило разрешително за използване на друг вид гориво.

Предвижда се през следващия регулаторен период работата на горивната инсталация в дружеството да бъде реализирана с по-ниски специфични разходи на гориво както следва:

За електрическа енергия от 214,76 g/kWh на 211,36 g/kWh;

За топлинна енергия от 118,27 kg/MWh на 119,02 kg/MWh;

Разходи за вода, за закупуване на електрическа енергия, консумативи и външни услуги през новия ценови период:

Разходите за вода за производство на електрическа и топлинна енергия за новия ценови период възлизат на 267 хил. лв. Те включват закупуването от НЕК ЕАД - предприятие „Язовири и каскади“, на промишлена вода необходима за технологичните процеси при работа на съоръженията.

„Разходите за закупена енергия и балансиране“ за новия ценови период възлизат на 4 757 хил. лв. и включват закупуването на необходимото количество електрическа енергия за осигуряване на резервно захранване на съоръженията в резултат на аварийни ситуации, както и разходите, възникнали в процеса на участие в балансиращия пазар. Количествата за новия ценови период са прогнозирани в съответствие с увеличената производствена програма, а цените - на база постигнатите резултати за 2019 г.

„Разходите за консумативи“ - за новия ценови период възлизат на 1 223 хил. лв.

При разходите за консумативи с най-голяма тежест са разходите за хидратна вар за почистване на димни газове от серни емисии.

Разходите за новия ценови период са прогнозирани на база отчетени през 2019 г. пропорционално на производствената програма за новия период.

„Разходите за външни услуги“ за новия ценови период възлизат на 519 хил. лв. и включват разходи за депониране на пепелина.

Квоти емисии на парникови газове.

Поради голямото количество изгаряни въглища и мазут централата отделя значителни количества парникови газове. Въглищата се характеризират от една страна с високо сярно и пепелно съдържание и влажност, а от друга и с много ниска калоричност. Поради постоянното нарастване на цените на емисиите на борсата, дружеството предприема стъпки към изгаряне на биомаса и отпадъци RDF, с цел намаляване на емитираните количества CO₂, до момента няма издадено Комплексно разрешително за друг вид гориво.

Разходите за закупуване на квоти парникови газове през базовата 2019 г. са определени въз основа на емитираните и верифицирани количества емисии CO₂ за 2019 г. в размер на 351 248 t. Приспаднати са безплатните квоти в размер на 121 445 t, които са отпуснати на дружеството за 2020 г., отбелязва се че те вече са заверени по сметката на дружеството в европейския регистър и ще бъдат усвоени за 2019 г. и предвидените квоти срещу инвестиции за 2019 г. в размер на 80 681 t, като се очаква да бъдат заверени по сметката на дружеството през месец април 2020 г.

В ценовия модел разходите за парникови газове са изчислени за закупуване на 149 122 t (351 248-121 445-80 681=149 122) по цена 25 евро/t, в съответствие с указанията на Комисията.

Прогнозното количество CO₂ за периода от 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. емитирани от цялото производство, са изчислени на база планираните количества въглища и мазут, необходими за изпълнение на производствената програма. Включени са само горива, посочени в КР № 40-Н1/2011 г..

Изчислено е прогнозното количество необходими за закупуване от дружеството емисии CO₂ в размер на 580 564 t (576 155 t от въглища и 4 409 t от мазут).

Дружеството няма отпуснати безплатни квоти за емисии CO₂ (чл. 10в, параграф 1 от Директива 2003/87/ЕО), за инвестиции за 2020 г., а само безплатни квоти за производство на топлинна енергия за 2020 г. в размер на 121 445 t, които вече са усвоени

за покриване на задълженията за 2019 г., а за 2021 г. „Брикел“ ЕАД няма разпределени такива.

Приложена е справка за усвояването на безплатните квоти за производство на топлинна енергия за предходната година, а не в годината, за която са разпределени. Приложена е справка за отпуснати и усвоени безплатни квоти от „Брикел“ ЕАД за целия период 2013 г. - 2020 г. по 10а и 10в от директива 2003/87/ЕО, както и извадка от заверена сметка на партията на „Брикел“ ЕАД от европейския регистър за емисиите на парниковите газове за същия период. Липсата на безплатни квоти за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. е отразена в справка за отпуснати и усвоени безплатни квоти за периода.

Годишен финансов отчет за 2019г.

„Брикел“ ЕАД посочва, че е в процес на изготвяне на ГФО за 2019 г., което се дължи на разпоредените на 13.03.2020 г. извънредни мерки от правителството, като срокът за изготвянето му е удължен до 30.06.2020 г.

Образуване на цените

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 10 372 хил. лв. на 9 429 хил. лв. или с 943 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 3 001 хил. лв. на 2 745 хил. лв., или с 256 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- допълнително добавената разходна позиция „отписани вземания“ е коригирана от 1 983 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 1 983 хил. лв., като неписъщи за лицензионната дейност, съгласно т. 1 от общия подход.

- разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 28 387 хил. лв. на 15 884 хил. лв. или с 12 503 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 369 318 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 10,88% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход.

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

- коригирани са отделните количества горива в горивния микс, като биогоривата са запазени като дял в микса на нивото на стойностите от верифицирания доклад на МОСВ за отчетния период. Модифицираното гориво RDF е изключено от общия микс. Коригирано е количеството местни въглища до ниво, при което се запазват показателите за обща енергийна ефективност на нивото на отчетената през базисната година;

- количествата емисии CO₂ за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно т. 13 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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, съответстващи на приетите количества горива в микса на дружеството както следва:

Показател	Дименсия	лигнит-Трояново-2, ОЕГ	мазут	биомаса	модиф. гориво-RDF	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	79,4800	77,4000	100,0000	91,7000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm ³)	8,9478	40,0000	13,0861	16,4940	
3. Коефициент на окисление:	-	88,51%	100%	100%	100%	
					82,40%	
Количества горива		579 722	1 424	276392		
емитирани CO₂,	t	364 909,4	4 408,7	0,0		369 318

4. Прогнозни емисии CO₂ – 369 318 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 369 318 t X 43,01 лв./t = 15 884 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 200 MW.

С писмо вх. № Е-14-31-2 от 03.06.2020 г. от „Брикел“ ЕАД е постъпило следното възражение във връзка с извършените корекции в Доклада:

1. Относно извършените корекции в справка № 1 „Разходи“:

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 10 372 хил. лв. на 9 429 хил. лв., или с 943 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 3 001 хил. лв. на 2 745 хил. лв., или с 256 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

Дружеството отбелязва, че в обосновката към заявление с № Е-14-31-2 от 31.03.2020 г. е посочило заложените разходи за работна заплата и осигуровки, които са увеличени спрямо базисната година с 10%.

„Брикел“ ЕАД отчита, че средната работна заплата през базисната 2019 г. изостава с 32,61% в сравнение със средната месечна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение през 2018 г. в дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и газообразни горива“, която е в размер на 1 846 лв., съгласно данни на НСИ посочени в т. 1.3. от Общия подход на Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. Увеличението на минималната работна заплата в страната от 01.01.2020 г. с 9% от 560 лв. на 610 лв. се посочва, като допълнителен фактор за повишаване на разходите в дружеството.

Заложеното увеличение от дружеството с 10% на разходите за работна заплата и осигуровки спрямо базисната година е недостатъчно за наваксване на изоставането на възнагражденията, които са съществено под средния размер на заплатите в отрасъл „Енергетика“ и респективно за достигане на конкурентоспособност на пазара на труда.

2. Относно извършената корекция в справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала, където нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 10,88% на 3,24%, в съответствие с т. 40 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към 31.12.2019 г., по данни на БНБ и т. 3 от общия подход. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал за всички дружества от сектора е определена на 5%.

2.1. По отношение на НВ на привлечения капитал:

Дружеството е изготвило справка в съответствие с изискванията на т. 40 от Указания-НВ, съгласно които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал се изчислява като среднопретеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал. Съгласно т. 3 от общия подход в Доклада Комисията е приложила на основание т. 41 от Глава Втора,

Раздел III от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал от 3,24% на основата на данни на БНБ към 31.12.2019 г.

Прилагането на този общ подход за ползване на пазарна информация към края на базисната година не отчита факта, че кредитите, отпуснати на дружеството, са усвоени в предходни периоди, когато лихвените нива са били значително по-високи, както и кредитополучателите не разполагат с правната възможност да предоговарят ежегодно лихвените проценти по получените кредити.

Сключените договори за кредити на дружеството датират от 2006 г. и 2010 г., със срок на погасяване - 30.12.2024 г., като съгласно статистическите данни на БНБ за пазарните нива на лихвения процент по години и месеци, средният лихвен процент за 2010 г. е 10,16%.

Действащите договори, с които „Брикел“ ЕАД е обвързан, са със среден лихвен процент 10,88%, като достигнатият договорен лихвен процент се посочва като оптимален за двете страни. В Решение № 16269 от 27.12.2018 г. на ВАС се посочва, че *“регулаторният орган е поставил пазарни ограничения на договарянето на привлечен капитал, въз основа на последната година, както и че не е икономически обосновано КЕВР да намалява всяка година нормата на възвращаемост на база на промяната в лихвените нива за текущата година, тъй като енергийните предприятия нямат задължение да предоговарят сключени от тях договори с банки или финансови институции всяка година. Правилно първоинстанционния съд е приел, че приложеният от Комисията подход не съответства на приетите от нея указания, нито на метода на ценово регулиране „норма на възвращаемост“.*

Според дружеството регулаторният орган прави опит да постави пазарни ограничения на договарянето на привлечения капитал, както и отчита като икономически необосновано КЕВР да намалява нормата на възвращаемост на база на промяната в лихвените нива за текущата година. Подчертава се, че енергийните предприятия нямат нито правна възможност, нито задължение да предоговарят сключени от тях договори с банки или финансови институции всяка година.

Изказва се съмнение относно използвания от Комисията подход, като се приема за несъответствен на метода за регулиране „норма на възвращаемост“, тъй като непризнаването в реални размери на лихвите по кредитите като разходи по привлечения капитал, които да съответстват на сключените договори за кредит, ще формира загуби за дружеството. Извършените корекции се приемат от дружеството като противоречащи с правилото, уредено в чл. 31, т. 4 от ЗЕ, формираните от КЕВР цени на енергийните предприятия да осигуряват икономически обоснована норма на възвращаемост, както и с принципа за възстановяване на икономически обоснованите разходи за дейността на енергийното предприятие, регламентиран в чл. 31, т. 2 от ЗЕ, който следва да бъде прилаган при извършване на ценово регулиране.

2.2. По отношение на нормата на възвращаемост на собствения капитал:

Дружеството счита, че намаляването на НВ на собствения капитал от 7% на 5% би го лишило от възможността да извършва инвестиционни разходи и да изпълни заложената инвестиционна програма.

В резултат на извършен регулаторен преглед Комисията утвърждава прогнозните необходими приходи и цените на енергийните предприятия, включително икономически обоснованите разходи и възвращаемост на капитала или компонента за дейностите по съответните лицензии, като целта е осигуряване на икономическа стабилност в работата на енергийното предприятие, която от своя страна да гарантира и сигурност на енергоснабдяването.

Дружеството счита, че приложеният в Доклада подход не съответства нито на приетите от КЕВР Указания-НВ, нито на метода на ценово регулиране „норма на възвращаемост“, предвид на което следва да бъде извършена корекция на утвърдените цени и премии за електрическа енергия.

3. Относно извършената корекция на горивния микс в справка № 4 „ТИП в производството“:

„Коригирани са отделните количества горива в горивния микс, като биогоривата са запазени като дял в микса на нивото на стойностите от верифицирания доклад на МОСВ за отчетния период. Модифицираното гориво RDF е изключено от общия микс. Коригирано е количеството местни въглища до ниво, при което се запазват показателите за обща енергийна ефективност на нивото на отчетената през базисната година“

Дружеството възразява и срещу извършените корекции в справка № 1 „Разходи“, където „разходите за емисии парникови газове (CO₂) са коригирани от 28 387 хил. лв. на 15 884 хил. лв. или с 12 503 хил. лв., като необходимите количества на дружеството през новия ценови период в размер на 580 564 t са намалени на 369 318 t и цена на емисиите, намалена от 25 евро/t на 22 евро/t.

Дружеството счита, че приетият принцип в т. 13. от общия подход: „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.“ е неприложим поради следните причини:

През 2018 г. „Брикел“ ЕАД е получило от РИОСВ разрешение за експериментално съвместно изгаряне на въглища с неопасни отпадъци в горивната инсталация. През м. юли 2019 г. експериментът е стартиран и на 21.08.2019 г. по инициатива на дружеството е прекратено изгарянето, но след създаденото обществено напрежение с писмо рег. № КОС-11-5431(7) от 10.09.2019 г. РИОСВ, гр.Стара Загора е отменила изпълнението на плана за провеждане на пробни изпитания в експлоатационни условия на изгаряне на въглища с неопасни отпадъци.

РИОСВ гр.Стара Загора на 09.09.2019 г. със Заповед № РД-08-185 от 09.09.2019 г. е наложила принудителна административна мярка, спиране считано от 09.09.2019 г., като са пломбирани котли: ЕК № 1; ЕК № 2; ЕК № 3; ЕК № 4; ЕК № 5; ЕК № 6. Кое то представлява спиране работата на цялата горивна инсталация за производство на топлинна енергия с номинална топлинна мощност 510 MW, водещо до цялостно прекратяване дейността на дружеството.

Заповедта за спиране на дружеството е била мотивирана с установяването на изгаряне на биомаса в горивната инсталация без това да е регламентирано в издаденото Комплексно разрешително (КР) на дружеството. Дружеството отбелязва, че това изгаряне е извършвано в минали периоди през 2018 г., както и по време на проверка, извършена на 03.09.2019 г. Като след констатациите от 03.09.2019 г. се преустановява изгарянето на биомаса и на 04.09.2019 г. в констативен протокол от извършване на емисионни измервания е установено и отразено, че инсталацията изгаря единствено въглища. След отстраняване на нередностите на 24.09.2019 г. дружеството възстановява производствения процес.

С горните действия намеренията на дружеството за замяна на част от основното гориво с биомаса и неопасни отпадъци са прекратени и съгласно КР № 40-Н1/2011 г., което е актуализирано с Решение № 40-Н1-И0-А1/2013 г. и Решение № 40-Н1-И0-А2/2018 г., към настоящия момент е разрешено да се изгаря като основно гориво само въглища (сурови и обогатени) и като спомагателно гориво при аварийни и анормални режими на работа – мазут.

Основното гориво за периода 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. в ценовия модел е предвидено в съответствие с указанията на Комисията и горивният микс на дружеството е планиран и включва само горива, разрешени с условията в Комплексните разрешителни.

На база утвърдения от МОСВ образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата, средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициента на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. в размер на 915 322 t въглища и 1 424 t. мазут, е изчислено общото количество отделени емисии през прогнозния период в размер на 580 564 t (576 155 t от въглища и 4409 t от мазут). Представени са в следната таблица:

Показатели:	Дименсия	въглища	мазут	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	79,48	77,4	

2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t	8,9478	40	
3. Коефициент на окисление:	%	88,51%	100,00%	
4. Количества горива	t	915322	1424	
5. емитирани CO ₂	t	576 155	4 408.7	580 564

Дружеството приема за необосновано намаляването на цената на емисиите от 25 евро/t на 22 евро/t, както и прогнозните стойности, които счита, че не следва да се базират на моментни нива на пазара, предвид влиянието на кризата, причинена от COVID-19 в световен мащаб, предвид прогнозите за възстановяване на икономиката в следващите 3-4 месеца и очакваното повишение на цената на въглеродните емисии. Отчетените средногодишни стойности за 2019 г. са 24,60 евро/t.

Признаването на разходите за емисии в по-малък размер от икономически обоснования би рефлектирало под формата на намаление на годишните необходими приходи на дружеството и би довело до реализиране на по-ниска възвращаемост, както и до допълнителни разходи за използвания ресурс за финансирането им. Вземайки предвид приложимия метод на регулиране „норма на възвращаемост на капитала“, при който цените се утвърждават за бъдещ прогнозен регулаторен период, всички ценообразуващи елементи следва да са прогнозни и да се отнасят за периода, за който се утвърждават цените.

Дружеството счита, че Докладът е в нарушение на разпоредбата на чл. 47, ал. 3 от ЗОИК, като според него не се отчита задължението на дружеството да предаде определено количество емисии, отделени от инсталацията през предходната година, които представляват разходи, присъщи на лицензионната дейност на дружеството и относими към регулаторния период. Също така счита, че се нарушава и изискването на чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ, цените да са основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин, да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им.

Както е отразено в Доклада, цената на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия се определя на база индивидуалните разходи за производство на конкретната централа, като разходите за заплати, горива и въглеродни емисии, както и цената на капитала са основни разходи за производство в ТЕЦ.

След преглед на постъпило възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания е прието частично. Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения е с 8,9% в сравнение с отчетените стойности през базовата година, колкото е увеличението на минималната работна заплата от 01.01.2020 г. При свързаните с тях осигурителни вноски е запазено съотношението към разходите за заплати и възнаграждения начислявани в дружеството. Социалните разходи са запазени на нивото на отчетените през отчетния ценови период.

2. Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал от 10,88% на 3,24% и на собствения от 7% на 5 % не се приема.

В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е намалена на 5% за всички дружества при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, както и специфичните условия на работа на топлофикационните дружества и ценовата еластичност на търсенето

на предлаганите услуги. За определяне нормата на възвръщаемост, Комисията е отчела финансовите и икономически условия в страната, безрисковата доходност, специфичния риск на дружествата от сектора, както и сравнения с други с подобен риск, достъп до финансиране, алтернативна цена на капитала и специфичните условия на регулиране на дружествата. В тази връзка следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите.

Допълнително съображения са изложени в т. 3 от общия подход.

3. Възражението на дружеството относно корекцията на горивния микс и на разходите за въглеродни емисии се приема. В представената по-долу таблица са представени горивата и съответстващите на тях емисии:

Показател	Дименсия	лигнит-Трояново-2, ОЕГ	мазут	биомаса	модиф. гориво-RDF	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	79,4800	77,4000	100,0000	91,7000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm ³)	8,9478	40,0000	13,0861	16,4940	
3. Коефициент на окисление:	-	88,51%	100%	100%	100%	
					82,40%	
Брикел ЕАД		915 322	1 424	0		
емитирани CO₂	t	576 154,8	4 408,7	0,0		580 563

4. Възражението на дружеството относно корекцията на цената на емисиите от 25 евро/t на 22 евро/t не се приема. За целите на ценообразуването е приета прогнозна цена на CO₂ квоти за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. в размер **22 евро/t CO₂**, която към момента на изготвяне на цените е актуалната цена. Следва да се има предвид, че с последните именения в НРЦТЕ и НРЦЕЕ е регламентирана възможност за корекция на необходимите приходи за следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за квоти за въглеродни емисии.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Брикел“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 186,37 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 186,37 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 96,94 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 76,80 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 149 156 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 144 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 26 407 хил. лв. и променливи – 117 701 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 97 646 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,17%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 436 600 MWh, в т. ч. собственото потребление – 20 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 214 MWh

24. „Солвей Соди“ АД

С писмо с вх. № Е-12-18-2 от 31.03.2020 г. дружеството е представило в КЕВР

заявление 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.

Към заявлението е приложено копие на незаверен годишен доклад за дейността заедно с годишен финансов отчет на „Солвей Соди“ АД за 2019 г., изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 324,62 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 30,92 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цени на горивата (без акциз и ДДС), както следва:

- въглища (петрококс) – 106,49 лв./t, с калоричност 6 000 kcal/kg;
- газбол – 1 171,31 лв./t, с калоричност 10 500 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса) – 90,00 лв./t с калоричност 2 400 kcal/kg.

Обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи, представена от дружеството:

1. Производствена програма за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. – тя е базирана на заявената консумация на топлинна енергия за производство на калцинирана сода и на бикарбонат от „Солвей Соди“ АД. През 2019 г. основен консуматор на топлинна и електрическа енергии е била инсталация за производство на калцинирана сода и на бикарбонат, собственост на „Солвей Соди“ АД, като през 2020 г. и следващата 2021 г. не се очакват промени.

2. Условно-постоянни разходи:

- **Разходи за амортизации** – 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.

- **Разходи за ремонт** – 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.

- **Разходи за заплати и възнаграждения** – разходите 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.

- **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – тези разходи се прогнозира на база статистическа информация от предходни периоди, като също така се вземат предвид и прогнозни очаквания.

3. Цената на твърдите горива за прогнозния регулаторен период е определена съгласно указанията на Комисията, като средно претеглена стойност на складови наличности към 01.03.2020 г. и средно претеглената цена на действащите към момента договори за доставка. Използван е фиксинг на БНБ 1,78175 лв./USD, валиден към 10:00 h на 30.03.2020 г.

4. Разходите за горива, вода и консумативи се определят на база заявена необходимост от топлинна енергия от клиентите и съответната ефективност на отделните инсталации. Прогнозната консумация на клиентите се определя на годишна база, като на всяко тримесечие и ежесмесечно прогнозите се обновяват за съответния период.

5. Разходите за емисии на парникови газове (CO₂) за предстоящия ценови период

са изчислени на база разлика от очакваните емисии, съгласно производствената програма и количеството безплатни квоти за емисии, които получава дружеството, при цена 25 евро/t CO₂.

Образуване на цените

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 985 хил. лв. на 3 943 хил. лв. или с 42 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 1 123 хил. лв. на 1 030 хил. лв. или с 93 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии CO₂ са коригирани от 34 227 хил. лв. на 30 107 хил. лв. или с 4 120 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 700 000 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, като са преразпределени с коефициента за разделение на горивото между двата продукта на производство, съгласно т. 13 от общия подход.

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

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

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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:

Показател	Дименсия	антрацитни въглища	кокс	варовик	лекарствена сода, Na ₂ CO ₃	натриев бикарбонат	антр. брикети	ниско реакт. въглища	антр. отсевки	петролен кокс	газъл	биомаса	варовик за CFBB
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	104,4900	116,150	0,0000	0,000	45,1900	104,810	89,0100	0,0000	93,6599	74,1000	112,000	0,41209
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm ³)	29,7913	25,7520	0,0000	0,000	8,3315	24,0458	23,2301	0,0000	31,5550	41,9900	9,4640	
3. Коефициент на окисление:	-	100,000%	100,0%	0,00%	0,0%	94,37%	100%	97,64%	0%	99,97%	100%	100,0%	

4. Прогнозни емисии CO₂ – 700 000 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 700 000 t X 43,01 = 30 107 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 125 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на ТЕЦ „Солвей Соди“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 139,10 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 139,10 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 49,67 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 39,78 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 136 966 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 128 177 хил. лв., от които условно-постоянни – 33 736 хил. лв. и променливи – 94 441 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 158 071 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 796 281 MWh
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 184 868 MWh, в т. ч. собственото потребление и към други потребители – 177 193 MWh

25. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-55-2 от 01.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление 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 предлага за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 368,69 лв./MWh, в т. ч. премия по чл. 33а от ЗЕ – 278,20 лв./MWh;
2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител пара – 77,04 лв./MWh.

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 – 477,93 лв./ knm^3 с калоричност 8 100 kcal/ knm^3 ;
- въглища – 201,80 лв./t с калоричност 5 100 kcal/kg;
- друг вид гориво (биомаса – слънчогледова люспа) – 120,00 лв./t с калоричност 4 000 kcal/kg (до около 20% от използваните горива).

Обосновка на технико-икономическите показатели в производството и на прогнозните ценообразуващи елементи, представена от „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД:

За новия ценови период 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 70 000 t сурова захар заедно със Завод за спирт през м. ноември – м. декември 2020 г. и през м. април – м. юни 2021 г. с ПГ № 1 при натоварване 50-55 t/h и 11 месеца работа със Завод за спирт при натоварване на ПГ № 3 от 12 t/h или реализация на 126 091 MWh топлинна енергия и производство на 9 504 MWh електрическа енергия. Предвижда се ремонт на ТЕЦ през м. август. Дружеството прилага договори за доставка на топлинна енергия, предназначена за стопански /промишлени/ нужди със „Захар“ ЕАД и „Захарни заводи“ АД.

За новия ценови период се предвижда продажба на 7 524 MWh високоефективна комбинирана електрическа енергия, като 5 824 MWh е комбинирана електрическа енергия, която ТЕЦ ще продаде на заводите от групата на „Захарни заводи“ АД в изпълнение на чл. 162, ал. 1 и произведените 1 700 MWh над количествата за собствено потребление е предвидена за продажба на свободния пазар.

I. Условно постоянни разходи:

- **Разходи за амортизации** – те са намалени в сравнение с отчета за 2019 г., поради това, че някои от основните активи са натрупали своята амортизация. Отчитането на дълготрайните активи и амортизацията 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 всеобхватния доход 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.

Амортизацията започва да се начислява от месеца, следващ месеца, в който е въведен актива. Избраният праг на същественост за дълготрайните нематериални активи е в размер на 500 лв.

През периода 2020 г. - 2021 г. дружеството предвижда да направи инвестиции за 15 хил. лв. Дружеството е приложило справка за инвестиционна програма и отчет за извършените инвестиции през 2019 г.

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 „обща“ за производството. ДМА, участващи само за производство на електрическа енергия са генераторите и прилежащите към тях съоръжения, а ДМА, участващи за производството само на топлинна енергия са РОУ и БРОУ, бойлерна станция. При „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД няма инсталации за разделно производство на топлоенергия и инсталации за пренос. Клиентите на топлинна енергия са свързани с паропроводи на колектор 6 ата, захранващ се с отработена пара след турбината. Приложена е справка, където ДМА са разделени съответно за производството на двата продукта и общо за двата продукта за 2019 г.

- **Разходи за ремонт** – Планувани са ремонти на съоръжения в химичен цех, турбинен цех и въглеподаване. Приложена е справка за ремонтна програма през периода 2020 г. - 2021 г. Ремонтните дейности са прогнозирани с оглед поддръжката на съоръженията и тяхната експлоатационна годност и осигуряване на безопасна работа на персонала. Предвидени са и някои строителни ремонти по сградния фонд на централата и дейности, свързани с подобряване условията на труд и запазване на сградите. Приложен е отчет за извършените ремонтни мероприятия за 2019 г.

- **Разходи за заплати и възнаграждения** – те са в размер на 1 368 хил. лв., а за отчетната 2019 г. са 1 318 хил. лв. За ценовия период 2019 г. - 2020 г. разходът е съобразен с числеността на персонала и работната програма на дружеството. Числеността на персонала е оптимизиран до 82 бр., увеличението му се налага от изменението на Наредбата за работното време, почивки и отпуски – чл. 9а и 9б, което налага повече средства за ФРЗ. 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. Също така повишаването на заплатите е свързано и с поставена цел от ръководството, за доближаване към средната работна заплата в сектор „Енергетика“ и за поддържане нормален стандарт на живот за работещите в дружеството.

Разходите за осигуровки са на база действащите осигурителни прагове и са преценени спрямо разходите за работна заплата.

- **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – разходите за 2020 г. – 2021 г., включени в тази част на УПР, не са увеличени спрямо 2019 г. Определени са на база прецизна оценка и анализ на отчет за 2019 г.

II. Променливи разходи – тези разходи следват производствената програма и ефективността на производството.

Цената на въглищата за 2020 г. - 2021 г. е образувана на база наличните въглища на склад към 01.03.2020 г. и дължимите доставки на въглища по нов договор от 02.01.2020 г.

В цената по договора – 110 USD/t, влизат и разходите за транспорт по р. Дунав и Черноморския басейн, разходите за товаро-разтоварни дейности на пристанищата в гр. Русе, гр. Лом, гр. Бургас и др. Освен тях в цената са включени допълнително разходи за автотранспорт от складовата база до гр. Горна Оряховица (19,56 лв./т.), като за доказателство са приложени фактури.

„ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД работи с висококалорични въглища, внос от Русия, марка „Д“ и „ДОМ“. Те притежават определени характеристики и параметри, които са определящи за нормалното и безопасно протичане на технологичния процес – ниско съдържание на сяра до 0,5% и съдържание на летливи вещества до 36%. Друго изискване към въглищата, които се изгарят в ТЕЦ, е съгласно Условие 9.2.11. от Комплексно разрешително № 54/2005 г., актуализирано с Решение № 54-НО-ИО-А4-ТГ1/2017 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. Тези обстоятелства ограничават района, от който могат да се доставят въглища с посочените характеристики, като на практика те могат да бъдат доставени само и единствено от Русия.

- **Цената на природния газ** е определена съгласно цените на „Овергаз Мрежи“ АД за количество до 100 km³ с равномерно потребление, съобразена с намалението на основната компонента от 01.04.2020 г.

- Цена на биогориво:

Генерираните емисии при горенето на биомаса са с нулеви квоти, по отношение на емисиите на парникови газове, тъй като емитираните продукти на горене са с произход от възобновяеми енергийни източници. Ръководството на „Захарни заводи“ АД е взело решение за замяна на част от твърдото гориво, използвано в енергийните котли, без да се променя тяхната номинална входяща топлинна мощност, с алтернативни горива (биомаса). В допълнение, използването на биомаса има положително въздействие върху околната среда, тъй като това дава възможност за оползотворяване на странични продукти от горското и селското стопанство и ще доведе до редуциране на разходите за закупуване на въглеродни емисии. „Захарни заводи“ АД има инвестиционно намерение, което обхваща преустройство на въведени в експлоатация ППГ с топлинна мощност 49 MW и ПГЗ с топлинна мощност 26 MW, с оглед осигуряване на възможност за съвместна работа на въглища и биомаса (слънчогледова люспа, дървесина, дървесен чипс, дървесни стъргодини, кори, изрезки, слама, талаш др.). Видът на използваната биомаса ще зависи от пазарните условия, като към момента се предвижда използването на слънчогледова люспа, която да замени до около 20% от използваното гориво (въглища). Дейностите по изгаряне на биомаса ще се провеждат в горивна инсталация, която е извън Приложение № 4 на ЗООС, а самото инвестиционно предложение не касае изграждане на нова инсталация. Във връзка с осъществяване на инвестиционното намерение са предприети действия за преразглеждане и при необходимост актуализация на комплексното разрешително (КР № 54/2005 г.).

Промяната, която дружеството желае да въведе, ще има положителен екологичен и икономически ефект.

- **Разходите за закупуване на вода, консумативи** (химически реагенти за омекотяване на речната вода) са прогнозирани на база производството на топлинна и електрическа енергия и на база промени в цените за закупуването им.

Количествата електрическа енергия за СН на централата за прогнозния период са прогнозирани на база анализ на отчета за 2019 г. и прогнозата за комбинирано производство, съгласно наличните производствени мощности и съгласно подхода на Комисията от предходните регулаторни периоди.

- **Разходите за закупена електрическа енергия** са увеличени в сравнение с отчетната 2019 г., поради това, че от м. ноември 2017 г. в Завода за спирт е включена в работа нова инсталация и при режими на работа с ПГ № 3, по технологични причини

(намаляване на общия товар и високи параметри), се налага спиране на ТГ № 1, което налага закупуване на електрическа енергия. Изграждането на водооборотен цикъл налага също допълнително закупуване на електрическа енергия за захранване на помпи за оборотна вода. Поради провеждането на две кампании в Завода за захар се увеличава количеството на купената електрическа енергия от 3 031 MWh (по отчет) на 3 353 MWh.

Прогнозирана е по-висока цена на купена електрическа енергия, поради тенденцията за увеличение на нейната цена и наблюдавания тренд към февруари 2020 г.

- **Разходите за външни услуги са по отчет за 2019 г.**

- **Разходите за акциз на въглища и газ са съгласно удостоверение за ОАКП.**

- **Разходи за емисии парникови газове** – за 2019 г. безплатно разпределените квоти на емисии от CO₂ за „Захарни Заводи“ АД са 22 611 t. Определените за ТЕЦ безплатни квоти са 18 993 t. През изтеклата година са изгорени 34 546,700 t въглища и 142,462 km³ природен газ. Поради тази причина количествата квоти от въглеродни емисии за закупуване са 52 058 t. Изразходените средства за покупка на емисии за 2019 г. са общо 2 193,851 хил. лв. Средната цена на недостига на квотите за периода е 21,54 евро/t.

За ценовия период 2020 г. - 2021 г. е предвидено да бъдат изгорени 27 169 t въглища и 106 km³ природен газ. Тези горива ще емитират общо 55 995 t емисии от въглероден диоксид. За 2020 г. безплатно разпределените квоти за дружеството са 17 027 t. Остават за закупуване 38 968 t. Цена за период 2020 г. – 2021 г. е определена 25 евро/t. Поради тази причина за необходимите количества недостигащи квоти е планирана сума за закупуване 1 905 хил. лв.

Образуване на цените

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 1 368 хил. лв. на 1 318 хил. лв. или с 50 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 389 хил. лв. на 357 хил. лв., или с 32 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии CO₂ са коригирани от 1 905 хил. лв. на 1 676 хил. лв. или с 229 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 38 968 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 1.3 от общия подход.

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

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

- коригирани са количеството въглища с 210 t до достигане на общата енергийна ефективност до отчетената през базисната година;

- с оглед прекъснатия режим на производство в рамките на годината и невъзможността разпределението на разходите между продуктите на производство да се извърши по стандартната процедура, направена е индивидуална корекция в разпределението на разходите, влизаща в рамките на методиката и утвърдените принципи на регулиране.

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,86 лв./MWh;

- На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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:

Показатели	Дименсия	природен газ	мазут	кокс	антрацитни въглища	ВЕИ
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	55,4829	77,4000	107,0000	97,9331	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm ³)	34,2870	40,0000	28,5000	21,6599	
3. Коефициент на окисление:	-	100%	100%	100%	96,5860%	
Количества горива	t/knm ³	106,000	0,00	0,00	26 959,00	2668,000

4. Прогнозни емисии CO₂ – 38 968 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 38 968 t X 43,01 = 1 676 хил. лв.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 6 MW.

След проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-55-5 от 04.06.2020 г. „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД е представило следното становище по Доклада:

В подаденото от дружеството заявление няма нови добавени разходни позиции. Прогнозните натурални количества топлинна и електрическа енергия са по-големи от прогнозните количества, утвърдени в предходния регулаторен период (поради увеличена консумация на топлинна енергия от Завод за захар и Завод за спирт), общата ефективност е запазена, като утвърдената в предходния регулаторен период и отчетената за 2019 г.

Дружеството изразява своето съгласие с Доклада в частта, която се отнася до „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД и посочва, че приема така определените цени на електрическата и топлинната енергия.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 162,59 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 162,59 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 73,16 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 84,58 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 11 888 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 11 471 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 877 хил. лв. и променливи – 8 594 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 7 498 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 524 MWh, в т. ч. към други потребители – 5 824 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 126 091 MWh

26. „Декотекс“ АД

С писмо с вх. № Е-14-61-1 от 01.04.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление 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.

Към заявлението дружеството не е представило отчетни справки по ЕССО за 2019 г., както и действащи договори за доставка на природен газ и за продажба на електрическа енергия, с всички приложения и анекси към тях.

Дружеството е предложило за утвърждаване, считано от 01.07.2020 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 171,14 лв./MWh, в т. ч.:
2. Цена на топлинна енергия с гореща вода – 47,46 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с водна пара – 47,46 лв./MWh.

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 390,00 лв./kNm³ (без ДДС), с долна работна калоричност 8 174 kcal/kNm³.

Обосновката на „Декотекс“ АД за прогнозните ценообразуващи елементи е следната:

Условно-постоянни разходи – общият им размер е 976 хил. лв. Информацията относно елементите на ценообразуване е следната:

- **Разходи за амортизации** – Разходите за амортизации за новия ценови период са планирани на нивото на отчета за 2019 г. и въвеждането в експлоатация на нови ДМА, свързани с регулираната дейност – 210 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а именно 85 хил. лв. от амортизацията са отнесени за топлинната енергия, а останалите 125 хил. лв. за електрическата енергия.

- **Разходи за ремонт** – планирани са в размер на 210 хил. лв. Когенерационната инсталация не е функционирала от 13.09.2018 г. до 07.02.2020 г., като за 2019 г. не са отчетени разходи за ремонт. Разходи за ремонт са отчетени от м. февруари 2020 г. и прогнозирани до края на ценовия период 30.06.2020 г., а именно: ремонт на големия кръг на охладителната система и ремонт на маслената система на двигателя.

Предвиждат се разходи за ремонти, вследствие на неизвършени дейности, свързани с техническите изисквания на завода-производител за двигателя на когенерационната система Cummins през изминалия отчетен период. Разходите произтичат от следните ремонтни дейности: смяна на 18 бр. цилиндрови глави на двигателя на машината, неподменени в предходния ценови период, смяна на 2 бр. гарнитури на центробежен филтър, смяна на 3 бр. О-пръстени и гъвкави маркучи на двигателя, смяна на лагери на дроселова клапа и ремонт на турбокомпресора на двигателя на когенерационната система и техническо обслужване на възли и детайли.

Направените инвестиции са за изграждане на собствено газопроводно отклонение и са в размер на 301 хил. лв., като обектът е въведен в експлоатация.

- **Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ** – планираният размер е 392 хил. лв.

- **Променливите разходи** за периода 2020 г. - 2021 г. са планирани изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

- **Регулаторна база на активите** за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е в размер на 3 240 хил. лв. към 31.12.2019 г. Необходимият оборотен капитал е изчислен, съгласно Указания-НВ и е в размер на 520 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** – изчислена е в размер на 8,64%, съгласно Указания-НВ, като среднопретеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2019 г. Съгласно изискванията в капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.*

Образуване на цените

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

- разходите за амортизация са коригирани от 210 хил. лв. на 194 хил. лв. или с 16 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 180 хил. лв. на 165 хил. лв. или с 15 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи, са коригирани от 30 хил. лв. на 26 хил. лв. или с 4 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за ремонт са коригирани от 210 хил. лв. на 125 хил. лв. или с 85 хил. лв., до нивото на отчетените за 2019 г., поради липса на мотивирана обосновка, в съответствие с т. 1.2 от общия подход.

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

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

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,55 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа- 150,94 лв./кпм³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Декотекс“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 178,19 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 178,19 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,76 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 77,88 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 82,11 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

■ Необходими годишни приходи – 2 211 хил. лв., в т. ч.:

○ Разходи – 2 047 хил. лв., от които условно-постоянни – 789 хил. лв. и променливи – 1 258 хил. лв.

○ Регулаторна база на активите – 2 952 хил. лв.

○ Норма на възвръщаемост – 5,56%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 480 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 540 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 270 MWh

27. „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД

С писмо с вх. № Е-14-57-1 от 30.03.2020 г. чрез официалната електронна поща на КЕВР, дружеството е представило придружително писмо и електронен модел за цени, без да е налична друга информация и документи. На дружеството е указано да бъде подадено заявление за утвърждаване на цени, съгласно образец на КЕВР, ведно с всички необходими документи, отчетна и прогнозна информация, съгласно писмото на КЕВР.

С писмо с вх. № Е-14-57-1 от 04.05.2020 г. „Енергиен Център ЗЕБРА“ ЕООД е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, с приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация и други документи, съгласно писмото на КЕВР.

Дружеството заявява, че представя баланс, ОПР, паричен поток и собствен капитал – форми към ГФО за 2019 г., като останалите форми и пояснителни приложения ще бъдат представени в КЕВР допълнително след получаване на заверка от одитор.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2020 г. цени на енергия, без ДДС, както следва:

1. Преференциална цена на електрическа енергия – 200,22 лв./MWh;
2. Цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 277,31 лв./MWh;
3. Цена на топлинна енергия с топлоносител водна пара – 257,77 лв./MWh;

Предложените за утвърждаване цени на енергия са изчислени с цена на природен газ – 250,01 лв./kNm³ или 25,20 лв./MWh (без ДДС), при долна работна калоричност 8 203 kcal/kNm³.

Дружеството е представило следната обосновка:

Условно постоянни разходи – планирани са в общ размер на 1 498 хил. лв. Информацията относно ценообразуващите елементи, е следната:

1. 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 2019 г. и въвеждането в експлоатация на нови ДМА, свързани с регулираната дейност - 498 хил. лв. Разпределението им между електрическата и топлинната енергия е направено спрямо активите, от които произхождат, а именно 283 хил. лв. от амортизациите са отнесени за топлинната енергия, а останалите 215 хил. лв за електрическата енергия.

2. Разходи за ремонт – За текущия ценови период 01.07.2019 г. – 30.06.2020 г. дружеството отчита следните разходни позиции: ремонт генераторен прекъсвач, ремонт на комплектен трансформаторен пост (КТП) и настройки на релейни защиты, подмяна охладителна течност – антифриз, подмяна стартерни акумулаторни батерии, ремонт зарядна станция акумулаторни батерии, подмяна двигателно масло и маслени филтри, подмяна въздушни филтри и консумативи, проверка топлинна хлабина на клапаните, ремонт UPS, подмяна акумулаторни батерии UPS, подмяна контролна платка измервателен блок на ко-генерационната система, ремонт на НМІ дисплей на когенерационната система, подмяна на регулатора за природен газ и ремонт на регулатор за ниво на котел утилизатора.

За новия ценови период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. са предвидени разходи за ремонт в размер на 492 хил. лв. Предвиждат се 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: ремонт на охладителната

система (смяна термостати на голям и малък охладителен кръг, ремонт на основни циркуляционни помпи), ремонт на маслената система на двигателя, смяна на 16 бр. цилиндрови глави на двигателя на машината, смяна на: 16 броя запалителни свеци, 16 бр. запалителни бобини, 16 бр. гумени уплътнения на бобините, смяна на гарнитури на центробежен филтър и смяна на О-пръстени и гъвкави маркучи по двигателя. Също така ремонти на стартера и на турбо компресора на двигателя, техническо обслужване на възли и детайли, подмяна на зъбен венец на маховика на двигателя, смяна на лагерите на електрическата част на когенерацията, подмяна на съединител на двигателя, ремонт на подгревна система на двигателя за студент старт, подмяна на антивибрационните тампони на двигателя, ремонт на система за автоматично пускане на когенерационната система, ремонт на вентилатори за свеж въздух към когенерацията, подмяна на контролер на помпеният възел и ремонт помпи питателна вода котел и прилежащите им кранове и възвратни клапани.

3. Разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ – планирани са в общ размер на 256 хил. лв.

4. Променливи разходи – планирани са изцяло в зависимост от производствената програма и режимите на работа на когенерационната система.

5. Регулаторна база на активите (РБА) – РБА за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е в размер на 1 700 хил. лв. е отчетната към 31.12.2019 г. Необходимият оборотен капитал е изчислен съгласно указанията и е в размер на 66 хил. лв. Разпределението на оборотния капитал между електрическата и топлинната енергия е извършено пропорционално на размера на дълготрайните активи за съответната дейност.

6. Норма на възвръщаемост – нормата на възвръщаемост на капитала за ценовия период 2020 г. - 2021 г. е в размер на 8,64%, изчислена съгласно Указания-НВ, като средно претеглена между собствения и привлечения капитал по отчетни данни към 31.12.2019 г. В капиталовата структура не е отчетен текущият финансов резултат.

Образуване на цените

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

- разходите за амортизация са коригирани от 498 хил. лв. на 104 хил. лв. или с 394 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт в производството са коригирани от 492 хил. лв. на 190 хил. лв. или с 302 хил. лв., поради липса на обосновка, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за балансиране са коригирани от 80 хил. лв. на 0 хил. лв. или с 80 хил. лв., като неприсъщ разход, съгласно т. 1 от общия подход;

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

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

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените- Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 30,49 лв./MWh;

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,57 MW.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите

приходи на „Енергиен център Зебра“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 174,96 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 174,96 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 85,53 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,63 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 137,63 лв./MWh

4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1, т. 2 и т. 3:

■ Необходими годишни приходи – 2 811 хил. лв., в т. ч.:

○ Разходи – 2 709 хил. лв., от които условно-постоянни – 722 хил. лв. и променливи – 1 987 хил. лв.

○ Регулаторна база на активите – 2 210 хил. лв.

○ Норма на възвръщаемост – 5,56%

■ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 118 MWh

■ Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 240 MWh

■ Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 700 MWh

28. „Белла България“ АД

С писмо с вх. № Е-14-77-2 от 08.04.2020 г. от дружеството е постъпило заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР.

Към заявлението не е приложен годишен финансов отчет за 2019 г., с всички пояснителни приложения към него, като дружеството посочва, че същият е в процес на одитиране и към датата на подаване на заявлението не е приключен.

Дружеството предлага за утвърждаване преференциална цена на електрическата енергия, произведена по комбиниран начин – 171,58 лв./MWh, без ДДС.

Цената е изчислена при цена на природния газ – 489,28 лв./кнм³.

„Белла България“ АД представя обосновка за прогнозните ценообразуващи елементи към заявлението за определяне на преференциална цена на електрическа енергия, както следва:

Дружеството посочва, че на площадката на „Белла България“ АД в гр. Ямбол е изградена система за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Общата инсталирана електрическа мощност на централата е 1,05 MW. Комбинираното производство се осъществява чрез когенератор тип Quanto C 1000 SPE. Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление, а приблизително 100% от нетната електрическа енергия ще бъде продавана на крайния снабдител.

През новия ценови регулаторен период 01.07.2020 – 30.06.2021 г. дружеството предвижда увеличение в производството на електрическа и топлинна енергия. Прогнозира се производството на електрическа енергия да достигне 8 644 MWh, което е с 2 578 MWh повече спрямо отчетния ценови период 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г. или 42,50% увеличение, а прогнозираното производство на топлинната енергия се равнява на 8 602 MWh, което е с 1 894 MWh повече от отчетния ценови период или с 28,23%. Увеличението се дължи на по-голям брой работни часове на съоръжението, заложен в прогнозата, тъй като през месец 01.2020 г. и 02.2020 г. дружеството е извършило основен ремонт на двигателя на когенератора.

Поради това се предвижда увеличение на количеството реализирана електрическа енергия, в т. ч. продадена на краен снабдител с 44,27% или 8 352 MWh.

Прогнозираните условно-постоянни разходи за дейността през новия ценови период са с 3,30% по-високи спрямо отчетния ценови период 01.07.2019-30.06.2020 г. Промяната

на тези разходи се дължи основно на разходите за амортизации, които се увеличават, поради увеличение на балансовата стойност на съоръжението след основния ремонт.

През 01.2020 г. и 02.2020 г. дружеството е извършило основен ремонт на двигателя, който осъществява на всеки 80 000 работни часа на препоръка на производителя.

През новия ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021 г. се предвижда увеличение в променливите разходи спрямо отчетния, което основно се дължи на прогнозираното по-голямо производство на съоръжението и свързаните с това по-големи необходими количества за основните суровини, вода и закупувана електрическа енергия за нуждите на производството. Взети са в предвид и промяната на цените на някои основни суровини.

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.

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

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 30,43 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа- 27,86 лв./kpm³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 1,05 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Белла България“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 138,31 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 138,31 лв./MWh
 - премия по чл. 33а от ЗЕ – 48,88 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 1 930 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 824 хил. лв., от които условно-постоянни – 845 хил. лв. и променливи – 979 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 917 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 352 MWh

29. „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД

С писмо с вх. Е-14-63-1 от 25.03.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална на цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация съгласно писмото на КЕВР.

Към заявлението не е приложено:

- справки с отчетна информация за 2019 г. по прилагането на ЕССО;
- одитиран годишен финансов отчет за 2019 г. с всички пояснителни приложения към него.

Дружеството е предложило за определяне на преференциална цена на електрическа енергия – 173,33 лв./MWh, без ДДС.

Преференциалната цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природния газ – 423,00 лв./knp³ (без ДДС) при калоричност 9 080 kcal/kg.

Към заявлението е представена кратка обосновка, в която се посочва следното:

На площадката на предприятие за месопрееработване „Димитър Маджаров-2“ ЕООД в гр. Пловдив е изградена система за високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Обща инсталирана електрическа и топлинна мощност на централата е 835 kW/h и топлинна 1 042 kW/h. 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 ценови регулаторен период 01.07.2020 - 30.06.2021 г. предприятието не предвижда увеличаване на производството на електрическа и топлинна енергия. Тъй като електрическата мощност на предприятието е динамична, явяващият се излишък на електрическа енергия се продава на „ЕВН Трейдинг саут ийст юрп“ ЕАД, която е в порядъка на 10%-15% от brutното производство на електрическа енергия.

Произведената от инсталацията топлинна енергия е предназначена за собствено потребление.

Дружеството посочва, че през отчетния ценови период е извършен предварително планиран ремонт на ко-генератора с австрийската фирма „Йенбахер“ и представител за България на „Йенбахер“, фирма „Филтър“ ООД.

Прогнозираните условно-постоянни разходи за дейността през новия ценови период са по-високи спрямо отчетения ценови период 01.07.2018-30.06.2019 г. Заявява се, че промяна на тези разходи се дължи основно за амортизации и материали за текуща поддръжка.

През новия ценови период 01.07.2020-30.06.2021 г. се предвижда увеличение на променливи разходи спрямо отчетения, което се дължи на прогнозния ръст основно на амортизация и в промяна цените на някои от основните суровини: природен газ, вода и закупуване на електрическа енергия за нуждите на предприятието.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизация са коригирани от 190 хил. лв. на 133 хил. лв. или с 57 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за ремонт в производството са коригирани до нивото на отчетените за 2019 г. от 210 хил. лв. на 90 хил. лв. или с 120 хил. лв., поради липса на обосновка, съгласно т. 1 от общия подход;

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

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 30,57 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа- $5,19 + 23,37 = 28,56$ лв./knp³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,835 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 134,09 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 134,09 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 1 033 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 951 хил. лв., от които условно-постоянни – 400 хил. лв. и променливи – 551 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 466 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 450 MWh

30. „Овердрайв“ АД

С писмо с вх. № Е-14-69-1 от 31.03.2020 г. от дружеството е постъпило заявление за утвърждаване на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на КЕВР.

Към заявлението дружеството не е представило отчетна информация по т. I.4 и т. I.5, прогнозна информация по т. II.2, както и допълнителни справки по ЕССО.

Дружеството предлага за утвърждаване, считано от 01.07.2020 г. преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 365,68 лв./MWh, без ДДС.

Предложената за утвърждаване преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 670,32 лв./knm³ или 70,25 лв./MWh (без ДДС) при калоричност 8 206 kcal/knm³.

Дружеството е представило следната обосновка:

Инсталацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия е изградена на базата на два газови когенератора, тип „CENTO T120 SPE“ на фирма TEDOM – Чехия, с инсталирана електрическа мощност $N_{el} = 2 \times 125 \text{ kW}$ и топлинна мощност $2 \times 165 \text{ kW}$. Тя произвежда електрическа енергия за задоволяване на собствените нужди от енергия, като излишната нетна електрическа енергия чрез трафопост се отдава в разпределителната мрежа СрН, собственост на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД.

Топлинната енергия се консумира за отопление на сградата на дружеството, за подгряване на водата за БГВ и за абсорбционния чилър, който обезпечава топлинна енергия за нуждите на климатичната инсталация на цялата сграда. Дружеството посочва, че при нормални обстоятелства, работят двата когенератора и те произвеждат достатъчно полезна топлинна енергия за нуждите на дружеството и цялото количество произведена полезна топлинна енергия се консумира в сградата на предприятието.

1. Производствена програма

Занижените количества произведена електрическа и топлинна енергия през 2019 г. се обуславят от изчерпаните квоти, определени от КЕВР, за производство през периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

През новия регулаторен период когенерационната инсталация се предвижда да постигне следните **производствени показатели**:

- Произведена електрическа енергия – бруто – 1 450 MWh;
- Електроенергия за собствени нужди – 350 MWh;
- Електроенергия продадена – 1 100 MWh;

- Произведена топлинна енергия – брутна – 1 756 MWh.

Посочва се, че тази производствена програма ще покрие нуждите на предприятието, собственост на „Овердрайв“ АД. Излишната електрическа енергия ще бъде продадена на „ЧЕЗ Електро България“ АД.

2. Инвестиционна и ремонтна програма – през настоящата година „Овердрайв“ АД предвижда следните ремонтни дейности за двата когенератора: основно обслужване и ремонт на двата когенератора; подмяна на спирателна и предпазна арматура на вход и изход от когенераторите; подмяна на три пластинчати топлообменника преди колектора; подмяна на една циркуляционна помпа; основен ремонт на абсорбиционен чилър и настройка за работа. частичен ремонт на тръбното трасе.

3. Условно-постоянни разходи – дълготрайните материални активи, с отчетна стойност 843 хил. лв. към 31.12.2019 г., са амортизирани до 337 хил. лв. През 2020 г. ще бъде начислена амортизация в размер на 49 хил. лв.

Отоплителната мощност е оразмерена по летния топлинен товар на сградата, собственост на „Овердрайв“ АД. Този товар се обезпечава от абсорбиционния чилър с мощност 180 kW. Това количество студ може да се получи от 300 kW топлинна енергия (90°C - 70°C). Поради тази причина се налага едновременна работа на двата когенератора за достигане на обща топлинна мощност 330 kW.

През отоплителния сезон работят и двата когенератора, за да се покриват нуждите за отопление на климатичната система.

4. Променливи разходи – около 95% 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.

5. Възвръщаемост на капитала – нормата за възвръщаемост на собствения капитал е определена на 7%.

Образуване на цената

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 84 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 24 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи, са коригирани от 12 хил. лв. на 3 хил. лв. или с 9 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 7% на 3,24% в съответствие с т. 41 от Указания-НВ, пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 30,77 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопрееносната, съответно газоразпределителната мрежа- 200 лв./kpm³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,25 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Овердрайв“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 313,18 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 313,18 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 562 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 531 хил. лв., от които условно-постоянни – 252 хил. лв. и променливи – 279 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 397 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 100 MWh

31. „МБАЛ – Търговище“ АД

Дружеството е представило в КЕВР заявление с вх. № Е-14-65-1 от 01.04.2020 г. за определяне на преференциална цена на електрическа енергия от комбинирано производство, към което е представило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР. Към заявлението не са приложени:

- писмена обосновка на прогнозните ценообразуващи елементи за новия ценови период;

- справки с отчетна информация за 2019 г. по прилагането на ЕССО;

- отчетна информация по т. I.4 от Писмото на КЕВР.

„МБАЛ – Търговище“ АД предлага за определяне, считано от 01.07.2020 г., на преференциална цена на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин – 666,02 лв./MWh, без ДДС.

Предложената за определяне преференциална цена на електрическа енергия е изчислена с цена на природен газ – 659,40 лв./kNm³, без ДДС.

Образуване на цената

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

- разходите за ремонт в производството са коригирани до нивото на отчетените за 2019 г. от 17 хил. лв. на 15 хил. лв. или с 2 хил. лв., поради липса на обосновка, съгласно т. 1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 94 хил. лв. на 71 хил. лв. или с 23 хил. лв., до включената в цените стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи, са коригирани от 18 хил. лв. на 15 хил. лв. или с 1 хил. лв., до включената в цените стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите „пряко свързани с регулираните дейности“ са коригирани до нивото на отчетените за 2019 г. с 21 хил. лв., поради липса на мотивирана обосновка, съгласно т. 1 от общия подход.

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

3. В справка № 4 „ТИП в производството“ собствените нужди от електрическа енергия в производството са намалени с 29 MWh с отчитане на собственото потребление и съгласно т. 4 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно

газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 30,54 лв./MWh;

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,104 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „МБАЛ – Търговище“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 349,67 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 349,67 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 214 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 182 хил. лв., от които условно-постоянни – 127 хил. лв. и променливи – 56 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 576 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 257 MWh

32. УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора

С писмо с вх. № Е-14-75-2 от 12.05.2020 г. от дружеството е постъпило заявление за определяне на преференциална цена на електрическа енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия – 240,91 лв./MWh, без ДДС.

Изчисленията са направени с цена на природен газ – 573,54 лв./kNm³ (без ДДС) при калоричност 8 150 kcal/kNm³.

Дружеството е представило следната обосновка:

Местонахождението на електрическата централа е в гр. Стара Загора.

Основните съоръжения са:

- Когенератор - UPB 926 TC-N-E, произведен 2010 г., в експлоатация от 2011 г., с инсталирана електрическа мощност 0,15 MW_e и обща топлинна мощност 0,202 MW_t.

Двигател на модула - тип In-Line, произведен 2010 г., завод-производител Libcher, мощност 0,158 MW, номинални обороти 1 500 об./min, разход на природен газ при номинално натоварване 42 m³/h.

Генератор - тип MJB 250, произведен 2010 г., завод-производител Mareli, максимална мощност 0,15 MW, минимална мощност 0,075 MW, генераторно напрежение 0,4 kV, номинални обороти 1 500 об./min, с автоматично управление.

Режимът на работа е непрекъснат - 24 ч.

Стойността на когенерационния модул е приложена в справка-извлечение от инвентарната книга, като не е ползван данъчен кредит за ДДС при закупуването.

Предвижда се ремонт на когенератора, подмяна на двигателя „Либхер“ 926G - 70 000 лв., без ДДС /33 236,01 евро/, като е приложена оферта от UPB.

Обслужването на газовия когенерационен модул ще се извършва от четирима работника.

Изчислени са разходи за материали за текуща поддръжка, както следва:

Смяна на маслото се планира на 1 500 h по 45 l при цена 6 лв./l, без ДДС. Предвижда се смяната да се извършва три пъти годишно и да бъдат употребени 135 l (6 лв./l). Разходът на масло годишно е 1 050 лв., като е предвиден по 0,02 l/мото час (175 l/6 лв.). Подмяната на свеци, ремъци, филтри и други е 3 000 лв. Общо материалите за текуща поддръжка възлизат на 5 000 лв. годишно, без ДДС.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизация са коригирани от 117 хил. лв. на 52 хил. лв. или с 65 хил. лв. в съответствие с отчетната стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 31 хил. лв. на 23 хил. лв. или с 8 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи, са коригирани от 12 хил. лв. на 5 хил. лв. или със 7 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

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

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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,98 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа- 80 лв./kpm³, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 0,150 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 207,33 лв./MWh
- индивидуални разходи за единица енергия – 207,33 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 319 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 315 хил. лв., от които условно-постоянни – 177 хил. лв. и променливи – 138 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 50 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,29%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 909 MWh.

33. „Коген Загоре“ ЕООД

С писмо с вх. № Е-14-79-3 от 02.04.2020 г. от дружеството е постъпило заявление за утвърждаване на цена на топлинна енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно Писмото на КЕВР.

Дружеството предлага за утвърждаване цена на топлинна енергия с топлоносител пара, считано от 01.07.2020 г. – 283,84 лв./MWh, без ДДС. Тя е изчислена с цена на природния газ – 416,40 лв./kpm³ (без ДДС).

В представената от „Коген Загоре“ ЕООД обяснителна записка се посочва следното:

Дружеството има издадена лицензия № Л-483-03 от 18.01.2017 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ за срок от 15 години чрез централа с общо инсталирани: електрическа мощност – 5,868 MW и топлинна мощност – 8,694 MW. Към момента се експлоатира само промишлен парен котел ПКГ-4, с производителност 4 t/h суха наситена пара, с налягане 14 ата (1,3 МРа). Котелният пресостат е настроен за налягане 5 ата, т. е. температурата на наситената пара е 151°C.

Консуматор на полезната топлинна енергия от инсталацията е само пряко присъединен купувач – консервна фабрика, изградена до „Коген Загоре“ ЕООД. Измерването на топлинната енергия се извършва с топломер – търговски прибор в точката на вземането при входа на абонатната станция на фабриката. Парата се консумира за технологични нужди – стерилизатор при 4 bar, вакуум-апарати при 3,5 bar, затварачни и миячни машини при 2,5 bar, както и за отопление и БГВ при 2 bar. Максималното налягане на директно присъединения консуматор – консервна фабрика, е 4 bar. Фабриката работи при едносменен режим 5 дни в седмицата, което определя времето на работата на промишления парен котел, натоварването му и количеството на топлинната енергия за продажба.

Производствена програма

Производствената програма на котелната инсталация е подчинена на производствените и отоплителните нужди на директно присъединения консуматор – консервната фабрика на „Дилмано Дилберо“ АД и за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. е както следва:

- Производство на топлинна енергия (пара, суха наситена) 165 MWh;
- Пара за собствени нужди – 15 MWh;
- Топлинна енергия за продажба – 150 MWh.

Инвестиционна и ремонтна програма за 2020 г. - 2021 г.

През посочения период дружеството не предвижда инвестиционни разходи за котелната инсталация. Включването на нов консуматор на топлинна енергия към котелната инсталация на „Коген Загоре“ ЕООД няма да се осъществи по-рано от 2022 г.

Ремонтната програма включва текущ ремонт и поддържане на съоръженията и агрегатите в котелната инсталация. Текущото поддържане ще се извършва от собствен ремонтен персонал. Специфични ремонтни работи ще се извършват от наети контрактори.

Условно-постоянни разходи (УПР)

Дълготрайните материални активи на котелната инсталация са записани в общата книга на активите на „Коген Загоре“ ЕООД. В частта за котелната инсталация са отнесени котелът и спомагателното оборудване, както и минимална припадаща се част от газовата, ВиК и електро-структура на площадката.

Отчетените разходи за амортизация в ГФО на „Коген Загоре“ ЕООД за 2019 г. са в размер на 161 хил. лв., а относимите към производството на топлинна енергия са 2 хил. лв. За новия регулаторен период прогнозните разходи за амортизации са в размер на 2 хил. лв., при прилагане на линеен метод на амортизация, съгласно Указания-НВ.

Прогнозните УПР за новия ценови период са определени на база отчетените разходи за 2019 г. на дружеството и редуцирани само за производството на топлинна енергия от котелната инсталация. УПР (без разходите за амортизации) са в размер на 30 хил. лв.

Размерът на оборотните средства е изчислен също в съответствие с указанията на КЕВР.

Разходите за външни услуги, отчетени за 2019 г., са в размер на 87 хил. лв. и включват:

- Съобщителни услуги 25 хил. лв.;
- Данъци и такси 32 хил. лв.;
- Охрана 25 хил. лв.;
- Одит 5 хил. лв.;

Променливи разходи

Голяма част от променливите разходи са разходите за гориво, като се посочва, че са оценени при настоящата цена на природния газ – 44,76 лв./Mwh.

Разходът на природен газ е оценен при брутен КПД на котела 90%. През 2019 г. и 2020 г. „Коген Загоре“ ЕООД периодично (ежемесечно) пуска в работа до около 4 h всяка когенерационна инсталация с цел предотвратяване получаването на деформации (провисване и др.) в инсталациите за комбинирано производство при продължителен престой, съгласно изискванията на завода-производител.

Възвръщаемост на капитала

Нормата на възвръщаемост на капитала е оценена при норма на възвръщаемост на собствения капитал 3%. Посочва се, че към момента дружеството няма привлечен капитал.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизации са коригирани в съответствие с намаленото производство през новия ценови период, в съответствие с т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани с в съответствие с намаленото производство през новия ценови период, в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

2. В справка № 4 „ТИП в производството“ е коригирана топлинната енергия за собствени нужди в съответствие с намаленото производство през новия ценови период, в съответствие с т. 1 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 29,33 лв./MWh;

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 5,868 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Коген Загоре“ ЕООД за следващия ценови период са следните:

1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 147,43 лв./MWh
2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:
 - Необходими годишни приходи – 24 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 20 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 хил. лв. и променливи – 6 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 124 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,33%
 - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 164 MWh

34. „Оранжерии Петров дол“ ООД

С писмо с вх. Е-14-74-1 от 30.03.2020 г. дружеството е представило в КЕВР заявление за определяне на преференциална на цена на електрическа енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител информация съгласно Писмото на КЕВР с изключение на отчетни справки за 2019 г. по ЕССО.

Дружеството е предложило за определяне преференциална цена на електрическа енергия – 184,03 лв./MWh, без ДДС. Тя е изчислена при с цена на природния газ – 466,96 лв./kNm³ (без ДДС).

Към заявлението е представена технико-икономическа обосновка, в която е посочено следното:

1. Производствена програма –разработена е при следните изходни параметри:

- номинална инсталирана електрическа мощност - 2 000 kW
- номинална инсталирана топлинна мощност - 1 977 KW
- собствена консумация в работен режим - 100 kWh

Предвид производствената програма на дружеството и климатичните условия в района, се предвижда когенерационната инсталация да работи с натовареност от септември до май от ценовия период за подsigуряване на необходимата топлинна енергия за производството на „Оранжерии Петров дол“ ООД. При така зададените параметри прогнозната производствена програма на дружеството е посочена в табличен вид.

2. Инвестиционна програма

Общата стойност на активите, участващи в регулаторната база на активите(РБА) за 2020 г. е в размер на 952 хил. лв.

Активи = 668 хил. лв. – активи, в т.ч.:

- 3 хил. лв. за реконструкция и преустройство на съществуваща сграда за нуждите на когенерационната инсталация;

- 400 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 омокотяване на водата; допълнителни СМР и др.;

- 265 хил. лв. - оборотен капитал.

Амортизация за периода на използване - 552 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 години. При изчисляването на РБА за стойност на активите е взета прогнозната балансова стойност на активите на дружеството.

4. 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. Цената за поддръжка и ремонт за един час работа е 19,7 евро/ч.

5. Променливи разходи

Променливите разходи за прогнозна 2020 г. – 2021 г., са както следва:

- разход на природен газ, при цена на природен газ - 466,96 лв./kNm³ (без ДДС);
- разход за електрическа енергия - 52 хил. лв.
- разходи за акциз на природен газ - 62 хил. лв.

6. Условно – постоянни разходи

За следващия ценови период от 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. са заложили следните прогнозни условно-постоянни разходи:

- разходи за амортизация - 273 хил. лв.
- разходи за ремонт - 3 хил. лв.
- разходи за заплати - 345 хил. лв.
- разходи за осигурителни вноски - 71 хил. лв.
- разходи, пряко свързани с регулираната дейност - 567 хил. лв., в

т.ч.:

- материали за текущо поддръжане - 404 хил. лв.

- | | |
|--------------------------------|---------------|
| - застраховки | - 16 хил. лв. |
| - данъци и такси | - 90 хил. лв. |
| - други, описани в Справка № 1 | - 57 хил. лв. |

7. Привлечен капитал и норма на възвръщаемост на капитала

При изчисляването на нормата на възвръщаемост на капитала за прогнозния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г. е използвана прогнозната капиталовата структура на дружеството към 31.12.2019 г. на база погасителните планове на договори за финансов кредит.

При така зададените изходни параметри нормата на възвръщаемост за 2020 г./2021 г. е 6,50%.

Образуване на цената

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

- разходите за амортизации в производството са намалени от 273 хил. лв. на 64 хил. лв. или с 209 хил. лв., в съответствие с отчетната обща стойност на активите в производството съгласно справка № 2 „РБА“ и съответната амортизационна норма, съгласно т. 1.1 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 345 хил. лв. на 331 хил. лв. или с 14 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 71 хил. лв. на 60 хил. лв. или с 11 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г. и в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 6,59% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 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 регулаторния/ценовия период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ съгласно представената от дружеството справка към цените - Спецификация
2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 31,88 лв./MWh;
3. Цени за достъп и пренос през газопредавателната, съответно газоразпределителната мрежа – $5,19 + 21,54 = 26,73$ лв./ km^3 , изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 2,00 MW.

След извършените корекции изчислената цена и елементите на необходимите приходи на „Оранжеви Петров дол“ ООД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 142,73 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 142,73 лв./MWh
- премия по чл. 33а от ЗЕ – 53,30 лв./MWh

2. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1:

- Необходими годишни приходи – 2 473 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 2 450 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 025 хил. лв. и променливи – 1 425 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 702 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,34%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 677 MWh

35. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

С писмо с вх. № Е-14-33-3 от 31.03.2020 г. дружеството е подало заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението са приложени на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация съгласно писмо с изх. № Е-14-33-1 от 21.02.2020 г. на КЕВР, като не е приложена информация по т. I. 8 (отчетни справки за 2019 г. по ЕССО), т. II.8 и т. II.9.

Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

- преференциална цена на комбинирана електрическа енергия – 197,74 лв./MWh;
- еднокомпонентна цена на топлинна енергия с гореща вода – 69,42 лв./MWh.

Изчисленията са извършени при следните цени на горивата (без ДДС):

- цена на въглища – 81,35 лв./t при калоричност 2 100 kcal/kg;
- цена на мазут – 880,00 лв./t при калоричност 9 500 kcal/kg.

Обосновката на дружеството е следната:

За определяне на прогнозната информация е избрана за базисна 2019 г. съгласно Указания-НВ.

Производствена програма

Инсталираната електрическа мощност на централата е 630 MW (три енергийни блока по 210 MW_e) и 25 MW_t топлинна мощност при комбинирано производство. „ТЕЦ - Бобов дол“ ЕАД възнамерява да произвежда комбинирано електрическа и топлинна енергия с един от блоковете целогодишно за удовлетворяване на нуждите на своите контрагенти.

Производство на топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

Отпусната от съоръженията топлинна енергия през прогнозния период ще е в размер на 324 120 MWh, тъй като потребителите на топлинна енергия са пряко присъединени към съоръженията, не са включени технологични разходи по преноса в прогнозата.

Производство на електрическа енергия

Цялото количество прогнозна електрическа енергия, произведена от енергиен блок в топлофикационен режим, е изчислено съгласно Наредба № РД-16-267.

Производството на електрическа енергия през прогнозния период от блок в топлофикационен режим е 1 340 280 MWh бруто, като в това число 113 880 MWh високоефективно производство съобразно топлинния товар.

Електрическа енергия за собствени нужди

Делът на електрическата енергия за собствени нужди на блок в топлофикационен режим е определен на 13,50%, което съответства на отчитания до момента и включва разхода за циркуляционните помпи в топлопроизводството.

Ремонтна програма (отчет и прогноза)

Ремонтната програма цели да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията, тъй като 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 се предвижда ремонтна програма, отнесена към топлофикационната част на централа, на стойност 1 515 хил. лв.

Инвестиционна програма

В дружеството е в ход инвестиционна програма, която продължава да се изпълнява и през новия регулаторния период. Предвижда се да бъде извършена рехабилитация на турбинно оборудване и съпътстващи основни ремонти с оглед подобряване ефективността на общостанционните и пречистителните съоръжения. Като минимум ще се включи 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. Като приблизителна стойност на необходимите инвестиционни разходи за периода е 3 000 хил. лв. за цялата централа.

Регулаторна база на активите

Предложената от дружеството призната счетоводна стойност на дълготрайните активи към 31.12.2019 г., които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията, възлиза на 128 733 хил. лв.

Полезният срок на годност на дълготрайните активи, включени в баланса на дружеството, е съобразно действащата счетоводна нормативна уредба, нормите на безопасност при експлоатация, техническите изисквания към надзорни машини и съоръжения, гаранционните 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 01.07.2020 г. - 30.06.2021г. оборотният капитал за производство е в размер на 69 157 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е 4,43%.

Условно- постоянни разходи:

Разходи за амортизации

Съгласно изискванията на Указания-НВ прогнозата е в съответствие със счетоводната политика на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД. Амортизационният срок на активите е съобразен с техния полезен живот, а използваният метод на амортизация е линейният. През новия ценови период разходите за амортизации са 3 864 хил. лв.

Разходи за работна заплата и осигуровки

Разходите за заплати възлизат на 10 698 хил. лв. и за осигуровки 2 983 хил. лв. Средният списъчен брой на работници и служители в дружеството остава същото, както е в края на 2019 г.. В прогнозата е отчетено 10% увеличение на същите в съответствие с тенденциите в Р. България.

Разходи, пряко свързани с дейността по лицензиите

Всички разходи са планирани спрямо действителните нужди на дружеството през новия период. Предвижданото подобрене на работните условия на персонала на дружеството дава своето отражение като увеличение на разходите за горива, за служебни карти и 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, гориво за разпалване - мазут, разходи за закупени СО₂ квоти, разходи за балансиране, консумативи: хидратна вар, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, електрическа енергия, депониране на пепелина и др. Допълнителната информация за отделните групи променливи разходи са съобразени с производствената програма за новия ценови период.

Дружеството планира горивният микс за топлофикационния блок да се състои от: Въглища - доставяни от „Тибел“ ЕООД, с оптимални качествени показатели за производствения процес и цена 286 лв/t_{уз}, франко ТЕЦ. Представена е справка за отчетна средна цена на горивен микс за 2019 г.

Разходите за гориво за разпалване – мазут, са изчислени по цена 880 лв./t.

Разходите за консумативи са 3 296 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 въглища и мазут, в резултат на което в атмосферата се емитира значително количество парникови газове. Поради 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 заедно с техните качествени показатели. Общото прогнозно количество CO₂, което се очаква да емитира топлофикационният блок на централата, е изчислено на 1 070 296 t.

Разходите за закупуване на квоти за регулаторния период са изчислени при цена 25,00 евро/t CO₂.

Образуване на цените

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

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 10 698 хил. лв. на 9 726 хил. лв. или с 972 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за социални осигуровки и социални разходи са коригирани от 2 983 хил. лв. на 2 712 хил. лв., или с 271 хил. лв., до нивото на утвърдената стойност през 2019 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за емисии CO₂ са коригирани от 52 333 хил. лв. на 30 826 хил. лв. или с 21 507 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 716 720 t се умножат по икономически обоснованата цена на емисиите за периода от 22 евро/t, съгласно т. 13 от общия подход.

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

3. В справка № 3 „Норма на възвръщаемост на капитала“ нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,73% на 3,24%, в съответствие с т. 41 от Указания-НВ пределна пазарна цена на привлечения капитал към м. 12.2019 г., по данни на БНБ, и т. 3 от общия подход.

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

- коригирани са отделните количества горива в горивния микс, като твърдата биомаса и отпадна дървесина са запазени като дял в микса на нивото на стойностите от верифицирания доклад на МОСВ за отчетния период. Модифицираното гориво RDF, другите твърди горива и различните форми на боклуци са изключени от общия микс. Коригирано е количеството местни въглища до ниво, при което се запазват показателите за обща енергийна ефективност на нивото на отчетената през базисната година;

- количествата емисии CO₂ за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно т. 13 от общия подход.

- запазена е цената на биомасата от 70,78 лв./t_{нт} при калоричност 2 100 kcal/kg на нивото на отчетената стойност за 2019 г., съгласно т. 8 от общия подход.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2019 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво – средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне,

коэффициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 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, съответстващи на приетите количества горива в микса на дружеството.

Показатели	Дименсия	Суббитуминозни въглища	мазут	карбамид	тв. биомаса	отпадна дървесина	RDF	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	72,1900	77,4000	74,1000	100,0000	112,0000	101,5000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(knm ³)	7,4975	40,0000	41,9860	11,6000	15,6000	15,8480	
3. Коэффициент на окисление:	-	95,75%	100%	100%	100%	100%	100%	
ТЕЦ Бобов дол		1 351 072	2 330	0,00	285 000	463	0	
емитирани CO ₂	t	700 182	7 214	0,0	0,0	0,0	9 324,9	716 720

Емитирани CO₂ – 716 720 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO₂ – 22 евро/t (43,01 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO₂: 716 720 t X 43,01 лв./t = 30 826 хил. лв.

След проведеното на 04.06.2020 г. открито заседание с писмо с вх. № Е-14-33-5 от 04.06.2020 г. „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД е представило възражение по Доклада, относно:

1. Справка № 4 „ТИП производство“. Дружеството възражава срещу извършените корекции в горивен микс - „Комисията въвежда за изгаряне освен въглища и твърда биомаса и отпадна дървесина в същия дял, както в отчетната година“. Също така се посочва, че към момента действащото Комплексно разрешително не позволява използването на алтернативни горива. Поради което, дружеството е предвидило горивният микс да е съставен единствено от въглища и мазут. Това предполага и планирането на разходите за CO₂ да се определят с горивна компонента - въглища и мазут, както е посочено в заявлението: въглища - 1 782 572 t, биогорива - 0 t., мазут – 2 330 t. Съответно емитираните количества CO₂ при прогнозиране от дружеството: емисионен фактор - 70,84 tCO₂/TJ, долна топлина на изгаряне – 8,79 GJ/t и коефициент на окисление за поток въглища 95,75%, ще бъдат - 1 070 296 t CO₂. Разходите за закупуване на квоти ще са 1 070 296 t x 22 евро = 46 052 хил. лв.

2. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е коригирана от 4,73% на 3,24%. Дружеството твърди, че привлечените средства са на база на публична емисия на облигации и договори за лизинг с водещи компании. Равнището на лихвените нива и конспекта за публичното предлагане е одобрен от КФН и са регистрирани емисии в ЦД с кодове BG2100005128 и BG2100004154. В заявлението е посочена подробна информация за всеки договор с оглед на обоснована информация и прилагането на общите условия. Непризнаването на лихвените нива ще увреди финансовото състояние на дружеството неоснователно. Дружеството предлага възстановяване на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал и преизчисляването ѝ в цената.

3. Необходими годишни приходи - Дружеството счита, че направените корекции неоснователно предизвикват недостиг на приходи в размер на 81 292 хил. лв. и не е ясно откъде да ги формират.

Елемент на прихода	Количество MWh	Цена по доклада лв./MWh	Стойност хил. лв.
Топлинна енергия с топлоносител гореща вода	175 200	73,71	12 913,99
Високоэффективно комбинирано	113 880	156,69	17 843,86

производство			
Невисокоефективно производство	1 045 462	89,43	93 495,67
ОБЩО			124 254
Необходим годишни приходи			205 546
Разлика			-81 292

След преглед на постъпилото възражение от дружеството Комисията счита:

1. Възражението на дружеството относно корекцията на горивния микс в справка № 4 „ТИП в производството“ не се приема. В Комисията не са постъпвали официални данни от дружеството за наложена забрана от страна на МОСВ за изгаряне на биомаса-отпадна дървесина и твърда биомаса. Изключен е от горивния микс RDF, гориво което е използвано през изминалия ценови период. Количествата горива и излъчваните емисии CO₂ са представени в табличен вид:

Показател	Дименсия	суббитуминозни въглища	мазут	карбамид	тв. биомаса	отпадна дървесина	RDF	Общо
1. Емисионен фактор:	tCO ₂ /TJ	72,1900	77,4000	74,1000	100,0000	112,0000	101,5000	
2. Долна топлина на изгаряне:	GJ/t(1000nm ³)	7,4975	40,0000	41,9860	11,6000	15,6000	15,8480	
3. Коефициент на окисление:	-	95,75%	100%	100%	100%	100%	100%	
ТЕЦ Бобов дол		1 351 072	2 330	0,00	285 000	463	0	
емитирани CO ₂ , t		700 182	7 214	0,0	0,0	0,0		707 395

2. Възражението на дружеството относно корекцията на норма на възвръщаемост на капитала не се приема. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните. По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно ощетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в

ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма.

От нормативно регламентираната формула за ценообразуващия елемент – норма на възвръщаемост на капитала, съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ, е видно, че изискването за *съответствие с пазарната норма* се прилага спрямо величината $HB_{нк}$, която обозначава средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал, а не спрямо лихвите по отделните договори за кредит, които участват при изчислението ѝ. След преценката за съответствие с пазарната норма и евентуална корекция в тази връзка, Комисията определя целевата норма на възвръщаемост на привлечения капитал, която участва в гореизложената формула за изчисление на нормата на възвръщаемост на капитала (прогнозната среднопретеглена цена на капитала) за прогнозния регулаторен период, а не за предходни периоди.

Това нормативно изискване е въведено чрез изменение, през 2007 г., на отменените понастоящем Наредба за регулиране на цените на топлинната енергия и Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия, които се приемаха от Министерския съвет, поради което дружествата са били достатъчно добре информирани за регулаторните изисквания на Комисията при сключване на договорите за кредити и е следвало да предвиждат клаузи за предоговаряне в случай на спад на пазарните лихвени нива.

Същият подход при определяне на целевата норма на възвръщаемост на привлечения капитал е заложен в т. 40 и т. 41 от Указания-НВ. Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал се изчислява по начина, посочен в т. 40 от Указания-НВ, но се утвърждава до размера, посочен в т. 41 от Указания-НВ. В този смисъл едновременното прилагане на двата подхода (по т. 40 и 41 от Указания - НВ) не е изключено и е допустимо.

3. Възражението на дружеството относно формирането на необходимите годишни приходи не се приема. Извършените корекции от страна на Комисията са описани по-горе, със съответните мотиви и стойности. Други неописани корекции на необходимите приходи на дружеството не са извършвани. Така изчисленият от дружеството „недостиг“ на средства се явява разликата между предложените от дружеството необходими приходи и регулаторните от Комисията.

След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 157,15 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 157,15 лв./MWh

- премия по чл. 33а от ЗЕ – 67,72 лв./MWh

2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 74,14 лв./MWh

3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1 и т. 2:

- Необходими годишни приходи – 206 220 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 197 882 хил. лв., от които условно-постоянни – 21 908 хил. лв. и променливи – 175 974 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 152 998 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,45%
- Електрическа енергия – 1 159 342 MWh
 - от високоефективно комбинирано производство – 113 880 MWh
 - от нискоефективно производство – 1 045 462 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 175 200 MWh

С писмо вх. № Е-04-04-14 от 10.06.2020 г. **Омбудсманът на Република България** е представил становище във връзка с Доклада:

1. Според Омбудсмана в Доклада липсват категорични доказателства, че поевтиняването на природния газ към 01.06.2020 г. с 53% спрямо 31.03.2020 г. е отразено напълно в намалението на цената на топлинната енергия, която намалява средно едва с 14-15% спрямо предходния регулаторен период.

2. Омбудсманът възразява срещу предложените цени за новия регулаторен период, които са по-високи от действащите за някои от топлофикационните дружества, като „Топлофикация София“ ЕАД например.

3. Според Омбудсмана, Регулаторът трябва да разясни на гражданите защо кредитират топлофикационните дружества, като освен, че заплащат за прогнозно, а не за действително потребление, ще трябва да заплащат и по прогнозни цени, в които са включени прогнозни разходи за природен газ. В тази връзка прави възражение, че съгласно последните изменения в НРЦТЕ, цените на топлинната енергия могат да се изменят веднъж на 6 месеца, при условие, че е налице съществено изменение между определената прогнозна цена на природния газ за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода. Възразява и срещу приетия критерий за същественост от 15%. Счита, че така няма да бъдат отразени в цените несъществените изменения от 5%, които в досегашната практика на КЕВР се отразяваха в цените на топлинната енергия.

4. Омбудсманът твърди, че в Доклада напълно липсва оценка на ефекта от прилагането на регулаторния метод „норма на възвръщаемост на капитала“, както и обосновка за запазването на този метод и през новия регулаторен период.

5. Твърди се, че Докладът защитава почти изцяло интересите на топлофикационните дружества, а не и на гражданите по равно.

6. Изразява се мнение, че регулираните цени трябва да стимулират икономическата ефективност на енергийните дружества, които работят в условията на естествен монопол и в тази връзка липсва оценка до каква степен регулираните цени през изминалия регулаторен период са повлияли на този показател.

7. Омбудсманът е коментирал данни за „Топлофикация София“ ЕАД, като дружеството с най-много клиенти в страната и твърди, че причина за по-ниското производство и продажба са климатичните фактори, които оказват основно влияние върху продажбата. От Доклада става ясно само, че при определяне на прогнозните количества на продажбите са анализирани климатичните фактори и тенденции на пазара на топлинна енергия по отношение на: брой консуматори, присъединен топлинен товар, потребление за отопление и БГВ, поведение на клиентите, дейности за ремонт и инвестиции. В тази връзка, настоява „Топлофикация София“ ЕАД да оповести публично тези анализи, тъй като те не са посочени в заявлението на дружеството. Омбудсманът твърди още, че загубите от топлоотдаване в топлопреносната мрежа трябва да отговарят на планираните, а не на действителните за предходния период и не приема, че „...в производствената програма за новия ценови период, дружеството залага да се запази делът от топлоотдаване в мрежата и делът на загубите от изтичане“.

8. Според Омбудсмана в Доклада липсват констатации относно качеството на топлоснабдяването и качеството на обслужване и че тези показатели трябва да бъдат анализирани и да намерят отражение в цените на топлинната енергия за новия регулаторен период.

9. Изразено е мнение, че за клиентите на топлофикационната услуга не е приемливо цените на топлинната енергия системно да се повишават, докато качеството на услугата не се подобрява, а финансовото състояние се влошава.

10. Поставен е въпрос - Какво би последвало, ако прогнозната цена на природния газ се окаже по-висока от реалната, тъй като за следващия регулаторен период потребителите ще плащат цената на топлинната енергия въз основа на прогнозно потребление и прогнозни цени.

След преглед на постъпилото становище от Омбудсмана на Република България Комисията счита:

1. Относно коментара на Омбудсмана, че поевтиняването на природния газ към 01.06.2020 г. с 53% спрямо 31.03.2020 г. не е отразено напълно в намалението на цената на топлинната енергия с 14-15% спрямо предходния регулаторен период може да се посочи, че при цена на природния газ от 01.07.2019 г. в размер на 44,9 лв./MWh и цена на топлинната енергия в размер на 95,64 лв./MWh, в Доклада при цена на природния газ от 35,25 лв./MWh, цената на топлинната енергия е в размер на 81,57 лв./MWh. Следователно при 21,79% понижение на цената на природния газ понижението на цената на топлинната енергия е 14,71%, което е напълно реално с оглед дела на горивните разходи в микса на общите разходи. Отнасянето на понижението на природния газ на месечна база към реалното понижение на цената на топлинната енергия за годишна база е несъпоставимо.

2. По отношение на възражението на Омбудсмана срещу предложените цени за новия регулаторен период, които са по-високи от действащите за някои от топлофикационните дружества, следва да се има предвид, че 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. Комисията извършва регулаторен преглед и след обоснована преценка на предложените от дружеството ценообразуващи елементи, коригира нивото на определени разходи, като излага мотиви.

3. Не може да бъде споделено изразеното мнение, че Комисията кредитира топлофикационните дружества, като клиентите заплащат за прогнозно, а не за действително потребление. Всички цени са за прогнозен период, в този смисъл и всички разходи и количества енергия са прогнозни.

4. Относно прилагането на регулаторния метод „норма на възвръщаемост на капитала“ следва да се има предвид, че съгласно чл. 3, ал. 5 от НРЦТЕ Комисията с решение определя приложим метод за ценово регулиране за енергийните предприятия, като за предприятията от сектор „Топлоенергетика“, Комисията е приела метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с решение по протокол № 28 от 21.02.2012 г., което до настоящия момент не е изменяно. Предвид посоченото обстоятелство, в настоящото производство не е необходимо и не се излагат мотиви относно промяна на метода на ценово регулиране.

5. Относно изразеното мнение, че Докладът защитава почти изцяло интересите на топлофикационните дружества, а не и на гражданите паритетно, следва да се вземат под внимание описаните по-горе в мотивите корекции на заявените от дружествата прогнозни ценообразуващи елементи, които са обосновани именно с принципа за осигуряване на баланс между интересите на клиентите и на енергийните предприятия.

6. Извършените от Комисията обосновани корекции на определени нива на разходните позиции стимулират дружествата да работят ефективно с минимални разходи, с оглед запазване на възвръщаемостта за периода и по този начин приближават поведението на естествените монополисти до пазарното такова.

7. Относно коментара за прогнозните количества топлинна енергия на „Топлофикация София“ ЕАД следва да се има предвид, че Комисията се съобразява с производствената програма на дружеството, като във връзка с изискването за ефективност са извършени корекции, които са описани в раздел „образуване на цените“ за „Топлофикация София“ ЕАД.

8. По отношение на изложеното от Омбудсмана за липса на констатации относно качеството на топлоснабдяването и качеството на обслужване и тяхното отражение в цените на топлинната енергия за новия регулаторен период, следва да се посочи, че те не са обект на разглеждане в настоящото производство.

9. Мнението, че цените на топлинната енергия системно се повишават, докато качеството на услугата не се подобрява, е израз на субективна преценка, а финансовото състояние на дружеството е анализирано в Доклада.

10. По поставения въпрос какво би последвало, ако прогнозната цена на природния газ се окаже по-висока от реалната, тъй като за следващия регулаторен период потребителите ще плащат цената на топлинната енергия въз основа на прогнозно потребление и прогнозни цени, следва да се има предвид, че тази хипотеза е предвидена и уредена в НРЦТЕ, като цените на топлинната енергия се коригират своевременно при наличие на съществено изменение на цената на природния газ, а в допълнение са регламентирани корекции на необходимите приходи при разлика между прогнозните и отчетните разходи, формиращи разходите за основно гориво.

С писмо с вх. № Е-03-15-9 от 08.06.2020 г. от г-жа Цветанка Илиева Цанева, клиент на „Топлофикация София“ ЕАД са постъпили 8 (осем) въпроса, както следва:

1. *Каква е средната цена на природния газ за регулаторния период от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г., след като КЕВР утвърди месечните цени на природния газ на „Булгаргаз“ ЕАД, считано от 5 август 2019г.?*

2. *Каква е средната цена на природния газ за периода от 1 юли 2019 г. до 31 март 2020 г. след утвърждаването на месечните цени на природния газ на „Булгаргаз“ ЕАД от 5 август 2019 г., на основание на която КЕВР определи цената на топлинната енергия за „Топлофикация София“ ЕАД за периода от 1 юли 2019 г. до 31 март 2020 г., съгласно §2, ал. 6 от Закона за допълнение на Закона за енергетиката, публикуван в ДВ, бр. 38 от 24 април 2020 г.?*

3. *На база на какво количество природен газ в MWh КЕВР е изчислила разходите за природен газ на „Топлофикация София“ ЕАД за ценовия период от 1 юли 2020 г. до 30 юни 2021 г., които са включени в цената на топлинната енергия?*

4. *В случай, че на „Топлофикация София“ ЕАД бъдат определени безплатни квоти за 2021 г., кога и по-какъв начин ще бъдат намалени разходите за въглеродни емисии, включени в цената на топлинната енергия, или ще останат в полза на дружеството, предвид на писмо от ИАОС, че количества безплатни квоти за 2021 г. за всички дружества следва да бъдат разпределени до 28 февруари 2021 г.?*

5. *Ще бъдат ли предприети действия от КЕВР и какви за това, че дружеството е отчело повече разходи за работна заплата в размер на 8 751 хил. лв. от тези, които са били включени в цената на топлинната енергия за ценовия период 01.07.2019 г.-30.06.2020 г.?*

6. *Намалението на персонала на дружеството, така както е посочено в Доклада, на стр. 83 (щатните бройки през 2020 г. са намалени с 30) отразено ли е в определянето на размера на социалните разходи за ценовия период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. или не, тъй като тези разходи би трябвало да се определят на брой работещи в дружеството?*

7. *При определянето на размера на социалните разходи, които са включени в цената на топлинната енергия на „Топлофикация София“ ЕАД за ценовия период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г., признати ли са социални разходи и за членовете на Надзорния и Управителния съвет на дружеството? В случай, че са признати тези разходи, моля, посочете на какво основание КЕВР допуска да се плащат социални разходи на членовете на НС и УС?*

8. *Съдебните разходи в размер на 4 000 хил. лв., посочени на ред 5.12 в колона № 9 „Прогноза за НРП от 7.2020г.“ в Справка № 1 „Разходи за производство“, включени ли са в цената на топлинната енергия за регулаторния период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. В случай, че са признати, моля посочете основанията за това?*

По поставените въпроси Комисията счита:

1. *Каква е средната цена на природния газ за регулаторния период от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г., след като КЕВР утвърди месечните цени на природния газ на „Булгаргаз“ ЕАД, считано от 5 август 2019г.?*

Цените на природният газ са публично достъпни на официалния сайт на Комисията. На основание §2, ал. 2-5, ал. 7 и ал. 14 във връзка с §3 от ПЗР на ЗД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г., КЕВР е утвърдила цени, по които общественият доставчик продава природен газ на

крайните снабдители на природен газ и клиенти, присъединени към газопреносната мрежа, включително на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, както следва: за периода 5 август 2019 г. – 31 август 2019 г. с Решение № Ц-15 от 08.05.2020 г., за периода 1 септември 2019 г. – 30 септември 2019 г. с Решение № Ц-16 от 08.05.2020 г., за периода 1 октомври 2019 г. – 31 октомври 2019 г. с Решение № Ц-17 от 13.05.2020 г., за периода 1 ноември – 30 ноември 2019 г. с Решение № Ц-18 от 13.05.2020 г., за периода 1 декември 2019 г. – 31 декември 2019 г. с Решение № Ц-19 от 13.05.2020 г., за периода 1 януари 2020 г. – 31 януари 2020 г. с Решение № Ц-20 от 20.05.2020 г., за периода 1 февруари 2020 г. – 29 февруари 2020 г. с Решение № Ц-21 от 20.05.2020 г. и за периода 1 март 2020 г. – 31 март 2020 г. с Решение № Ц-22 от 20.05.2020 г. По силата на §2, ал. 7 от ПЗР на ЗД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г., с посочените решения са утвърдени цени, които са за целите на изчисляване на сумите, които общественият доставчик на природен газ и крайните снабдители на природен газ възстановяват на клиентите за доставка на природен газ.

За този период дружества са закупували природен газ и от свободния пазар на свободно договорени цени.

Направените коментари относно Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. не са релевантни към настоящото административно производство.

2. Каква е средната цена на природния газ за периода от 1 юли 2019 г. до 31 март 2020 г. след утвърждаването на месечните цени на природния газ на „Булгаргаз“ ЕАД от 5 август 2019 г., на основание на която КЕВР определи цената на топлинната енергия за „Топлофикация София“ ЕАД за периода от 1 юли 2019 г. до 31 март 2020 г., съгласно §2, ал. 6 от Закона за допълнение на Закона за енергетиката, публикуван в ДВ, бр. 38 от 24 април 2020 г.?

Комисията е постановила Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г., в което са посочени цените и количествата природен газ, с които са определени цените на топлинната енергия за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г.

3. На база на какво количество природен газ в MWh КЕВР е изчислила разходите за природен газ на „Топлофикация София“ ЕАД за ценовия период от 1 юли 2020 г. до 30 юни 2021 г., които са включени в цената на топлинната енергия?

В Доклада и проекта на решение, приет от Комисията, който беше подложен на обществено обсъждане, прогнозното количество природен газ за периода от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. е 661 526,33 kNm³.

4. В случай, че на „Топлофикация София“ ЕАД бъдат определени безплатни квоти за 2021 г., кога и по-какъв начин ще бъдат намалени разходите за въглеродни емисии, включени в цената на топлинната енергия, или ще останат в полза на дружеството, предвид на писмо от ИАОС, че количества безплатни квоти за 2021 г. за всички дружества следва да бъдат разпределени до 28 февруари 2021 г.?

В НРЦТЕ е предвидена възможност за корекция на необходимите приходи при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за квоти за въглеродни емисии.

5. Ще бъдат ли предприети действия от КЕВР и какви за това, че дружеството е отчело повече разходи за работна заплата в размер на 8 751 хил. лв. от тези, които са били включени в цената на топлинната енергия за ценовия период 01.07.2019 г.-30.06.2020 г.?

Комисията е предприела действия, като за периода 01.07.2020-30.06.2021 г. е утвърдила стойността на разхода, включен в цените през изминалия ценови период, индексирани с 8,9%. Изплащането от страна на дружеството на по-високи разходи за работна заплата е за сметка на възвръщаемостта на капитала.

6. Намалението на персонала на дружеството, така както е посочено в Доклада, на стр. 83 (щатните бройки през 2020 г. са намалени с 30) отразено ли е в определянето на размера на социалните разходи за ценовия период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. или не, тъй като тези разходи би трябвало да се определят на брой работещи в дружеството?

В заявлението на „Топлофикация София“ ЕАД е посочено, че през 2020 г. ръководството на дружеството е предприело действия и мерки за оптимизиране на персонала, включващи в себе си редуциране на административен персонал с до 20% и закриване на 30 щатни бройки от структурата на топлорайоните, като не е посочен етапът на изпълнение на планираните мерки. Намалението на персонала на дружеството с 30 щатни бройки най-вероятно ще се извърши поетапно в рамките на годината и драстичното редуциране от страна на КЕВР на разходите за работна заплата не предизвиква надвземане на суми от позицията.

7. При определянето на размера на социалните разходи, които са включени в цената на топлинната енергия на „Топлофикация София“ ЕАД за ценовия период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г., признати ли са социални разходи и за членовете на Надзорния и Управителния съвет на дружеството? В случай, че са признати тези разходи, моля, посочете на какво основание КЕВР допуска да се плащат социални разходи на членовете на НС и УС?

Предложената стойност на социалните разходи от дружеството е силно редуцирана от 11 853 хил.лв. на 9 885 хил.лв. или с 16,60%. В тази силно намалена рамка на разхода, дружеството е длъжно да се вмести, като спазва всички законови и нормативни изисквания за начисляване на разхода.

8. Съдебните разходи в размер на 4 000 хил. лв., посочени на ред 5.12 в колона № 9 „Прогноза за НРП от 7.2020г.“ в Справка № 1 „Разходи за производство“, включени ли са в цената на топлинната енергия за регулаторния период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г.

В случай, че са признати, моля посочете основанията за това?

В разходната част на цените са включени съдебни разходи в размер на 2 392 хил. лв., като едновременно са извадени 1 485 хил.лв. приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения. Така нетната сума за съдебни разходи е 907 хил. лв. Увеличението на събираемостта на вземанията на дружеството се дължи именно на воденето на съдебни дела с неизправните длъжници. В Справка № 1 „Разходи“, която е част от електронния ценови модел, утвърден с Указания – НВ, е предвидена позиция „съдебни разходи“.

С писмо с вх. № Е-12-00-329 от 08.06.2020 г. от г-жа Анжелика Цокова, председател на Движение за национално единство и спасение (ДНЕС) е постъпило по електронната поща на Комисията становище във връзка с Доклада, в което се посочва следното:

Писмото е адресирано и до г-н Валентин Николов, председател на Комисията по енергетика към Народното събрание, в което се настоява в качеството на надзорна инстанция, Комисията по енергетика към Народното събрание да въздейства на КЕВР за отлагане в разумен и законен срок на обществените обсъждания на проекта на решенията за изменение на цените на топлинната и електрическа енергия от 01.07.2020 г., като същите се проведат в нормални условия, а не неприсъствено от разстояние. Направено е и предложение за реорганизация на Комисията и пълна смяна на състава ѝ чрез прилагане на определената процедура в Третия енергиен пакет на Европейската комисия (ЕК). Основание за направените предложения от ДНЕС са изложените в писмото мотиви, както следва:

1. С публикуването на 05.06.2020 г. на две съобщения на интернет страницата на Комисията за насрочени две обществени обсъждания на 09.06.2020 г. на проекти на решения за утвърждаване на нови цени на топлинната и електрическа енергия от 01.07.2020 г. не е дадена възможност на гражданските организации за участие, поради: формалното и безотговорното подхождане на КЕВР, като определя само четири дни, от които два почивни, в който срок заинтересованите страни нямат възможност да реагират, липса на необходимия административен капацитет на КЕВР, за да участва компетентно и с обосновани позиции в тези „обществени“ обсъждания, провеждането им е от разстояние /по скайп/, въпреки отменените ограничителни мерки, съгласно Заповед на Министъра на здравеопазването, считано от 30.05.2020 г. се разрешават такива мероприятия при заетост

на местата до 30% от общия капацитет, и по този начин се погазват правата им като потребители.

2. На основание чл. 83 и чл. 186, ал. 1 от АПК от ДНЕС се оспорват подготвените нормативни актове на КЕВР, защото накърняват правата им и законни интереси, пораждат необосновани задължения и финансови щети за потребителите и са незаконосъобразни и нецелесъобразни в това си качество. В писмото е посочено, че резултатите от завършилата проверка на „Топлофикация София“ ЕАД от Комисията за пореден път потвърждават това, което от години ДНЕС доказват и дават предложения.

3. С подготвените проекторешения КЕВР отново грубо погазва изискванията за ценово регулиране, определени със заложените принципи в чл. 23 и чл. 24 и особено в чл. 31, т. 1 на ЗЕ, цените да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин. От началото на 2017 г. в Комисията е въведена практика за необосновано и едностранно създаване на „резерви“ чрез цените за бъдещи периоди в щета на крайните клиенти. Сега по същия начин се цели да се изчистят манипулациите в сметките за месеците януари, февруари и март 2020 г. чрез цените на топлинната и електрическата енергия. С новите завишени цени е възможно да се отвлечат и част от финансовите средства, които трябва да се върнат на потребителите от значителното понижаване на цените на природния газ.

4. Предвид натрупаната информация и факти за системни нарушения от страна на КЕВР на изискванията на чл. 10, ал. 3 от ЗЕ за независимост, безпристрастност, професионализъм, почтеност, последователност, публичност и прозрачност при регулиране на дейностите в енергетиката и във водоснабдяването и канализацията, десет граждански организации са внесли в началото на м. април 2020 г. предложение в обем от 20 страници и няколко приложения за реорганизация на Комисията и за пълна смяна на състава ѝ чрез прилагане определената процедура в Третия енергиен пакет на ЕК.

В заключение Гражданското движение очаква да се определи дата за обсъждане на това предложение в най-кратък срок.

След преглед на постъпилото становище Комисията счита:

1. Съгласно чл. 6а, ал. 1 от Закона за мерките и действията по време на извънредното положение, обявено с решение на Народното събрание от 13 март 2020 г., и за преодоляване на последиците (ЗМДВИП) *по време на извънредното положение и два месеца след неговата отмяна държавни и местни органи, съвети, комитети, комисии, включително органи на управление или контрол на фондове, сметки и други, които не са юридически лица, може да провеждат заседания от разстояние, като се осигурява пряко и виртуално участие при спазване изискванията за кворум и лично гласуване, или да приемат решения неприсъствено. За проведеното заседание се изготвя протокол. За неуредените въпроси се прилагат специалните закони и актовете по прилагането им.*

На основание горната норма, с изрично съобщение, публикувано на интернет страницата на КЕВР, заинтересованите лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от ЗЕ са поканени за дистанционно участие в общественото обсъждане, като от страна на КЕВР е осигурена възможност на всеки желаещ да вземе участие, както чрез **писмени въпроси и изказвания** (изпращани на електронна поща на служител на Комисията до 16.00 часа на 08.06.2020 г.), така и **чрез програма за съобщения Skype**, посредством заявка за участие в срок до 16:00 часа на 08.06.2020 г.). Гражданско движение „ДНЕС“ не са заявили и взели участие в общественото обсъждане чрез програмата за съобщения Skype.

В допълнение следва да се посочи, че заинтересованите лица могат да изразят своите позиции освен чрез изказвания в рамките на общественото обсъждане, също така и чрез писмени становища, в законоустановения 14-дневен срок.

Останалите предложения на Гражданско движение ДНЕС са неотнормирани към предмета на административното производство за регулиране на цените на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

С писмо вх. № Е-12-00-328 от 08.06.2020 г. **инж. Огнян Винаров** – пълномощник на БТТП и „Граждански контрол“ е представил следното становище:

1. Наложителна смяна на Председателя на КЕВР и избор на нов състав на Комисията, която да се раздели на две комисии – енергиен и воден регулатор (КЕР и КВР);
2. Възражава срещу начина на провеждане по скайп на общественото обсъждане, което лишава от дебат работодателите, синдикатите, Комисия за защита на потребителите и др. организации, които нямат достъп до КЕВР.
3. Предлага отмяна на НРЦТЕ, НРЦЕЕ и на Наредба за регулиране на цените на водоснабдителните и канализационните услуги.
4. Предлага цената на топлинната енергия да се определя на всеки 3 месеца, а цената на електрическата енергия на 6 месеца в зависимост от цената на природния газ и при разлика от увеличение от 5%.
5. КЕВР не е изисквала в края на 2019 г. отчет на изпълнението на бизнес плановите на В и К операторите за тригодишен период 2017 г. – 2020 г. и при установяване, че дружествата не са намалили загубите в мрежата да последва намаление на цената на водата за четвъртата година.
6. Предлага Комисията да се избира от Граждански енергиен форум, съгласно Третия енергиен пакет, за да няма партийна зависимост.

След преглед на постъпилото становище Комисията счита:

По отношение на възражението по т. 2 мотиви са изложени по-горе при разглеждане на възражението на движение ДНЕС. Останалите предложения на г-н Винаров са неотнормими към предмета на административното производство за регулиране на цените на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

След проведеното на 09.06.2020 г. обществено обсъждане с писмо вх. № О-12-00-353 от 16.06.2020 г. от **Гражданска платформа „Исправи се.БГ“** е постъпило възражение във връзка с Доклада:

1. Относно начина на провеждане на общественото обсъждане само по Skype.

Гражданска платформа „Исправи се.БГ“ (ГП „Исправи се.БГ“) счита, че регулаторът не е осигурил възможност на всички заинтересовани лица по чл. 14 ал. 2 от ЗЕ да участват в проведеното общественото обсъждане на 09.06.2020 г., поради възможност за връзка само по Skype. Като съгласно т. 6 от Заповед № РД-01-302 от 03.06.2020 г. на министъра на здравеопазването, считано от 30 май 2020 г. се разрешава да се провеждат конгресни мероприятия, семинари и др. от такъв характер при заетост на местата до 30% от общия капацитет. Следователно според ГП „Исправи се.БГ“, Комисията е можела да проведе общественото обсъждане присъствено, при спазване изискванията на цитираната заповед на министъра на здравеопазването.

2. Относно използваната среднопретеглена цена на природния газ.

Съгласно §2, т. 6 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) на Закона за допълнение на ЗЕ (обн. ДВ бр.38 от 24.04.2020 г.), Комисията утвърждава нови цени на топлинната енергия (ТЕ) /за периода от 1 юли 2019 г. до 31 март 2020 г., с Решение № 24 от 10.06.2020 г./. ГП „Исправи се.БГ“ счита, че е неправилно един ден след провеждането на общественото обсъждане да бъдат утвърдени новите цени на ТЕ. Посочва се последователност, която е трябвало да се извърши от Комисията. Като първа стъпка се посочва публикуването на новите цени на ТЕ със задна дата, като втора провеждане на общественото обсъждане относно прегледа за дейността на топлофикационните дружества за регулаторния период от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г.

Твърди, че в Решение № 24 от 10.06.2020 г. няма посочени данни за среднопретеглената цена на природния газ по дружества за периода от 1 юли 2019 г. до 31 март 2020 г., както и за периода от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г. Като се отбелязва, че липсата на тази информация лишава от възможност потребителите на топлинна енергия да направят сравнения с определената средна цена на природния газ за периода от 1 юли 2020 г. до 30 юни 2021 г. в Доклада от 31,58 лв./MWh, ГП „Исправи се.БГ“ изисква от Комисията

да посочи тези данни в решението, което предстои да вземе за новите цени на топлинна енергия от 1 юли 2020 г.

3. Относно липсата на анализ за загубите и причините, които са довели седем от топлофикационните дружества в страната да приключат 2019 г. на загуба.

„Топлофикация София“ ЕАД е с исторически най-високата годишна загуба в размер на 81 814 хил. лв., „Топлофикация – Плевен“ ЕАД със загуба от 2 054 хил. лв., „Топлофикация-ВТ“ АД със загуба от 1 595 хил. лв., „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД със загуба от 930 хил. лв., „Топлофикация-Разград“ АД със загуба от 1 201 хил. лв., „Топлофикация – Перник“ АД със загуба от 1 187 хил. лв., „Топлофикация – Габрово“ ЕАД със загуба от 2 248 хил. лв. ГП „Изправи се.БГ“ твърди, че в предишните регулаторни периоди са публикувани годишните финансови отчети /ГФО/ на топлофикационните дружества на Интернет страницата на Комисията, заедно със заявленията им за новите цени. Тази година това не е направено. Също така внасят следното важно уточнение, за което са останали с впечатление, че на членовете на КЕВР не им е известно:

„3.1 В нормативните документи издадени от КЕВР няма задължение за топлофикационните дружества да публикуват на Интернет страниците си ГФО след заверяването им от одиторите и при представяне на КЕВР;

3.2 Съгласно чл. 38 ал.1 т.1 от Закона за счетоводството, топлофикационните дружества са задължени да заявят вписване на ГФО в Търговския регистър в срок до 30 юни на следващата година;

3.3 Съгласно §33 от ПЗР на Закона за мерките и действията по време на извънредното положение, обявено с решение на Народното събрание от 13 март 2020 г., срокът по чл.38 ал.1 т.1 от Закона за счетоводството се удължава до 30 септември 2020 г.“

ГП „Изправи се.БГ“ твърди, че Комисията провежда обществените обсъждания с гражданите и техните организации, като прави регулаторен преглед на дейността на топлофикационните дружества в началото на месец юни. Ако не публикува на Интернет страницата си ГФО на топлофикационните дружества, заинтересованите лица няма да имат възможност за достъп до тази информация, предвид посоченото в т. 3.1, 3.2 и 3.3 от настоящото становище. ГП „Изправи се.БГ“ очаква незабавно да се публикува ГФО на топлофикационните дружества към 31 декември 2019 г. на Интернет страницата, тъй като те вече са предоставени на Комисията.

Също така настояват да се знае какви са причините „Топлофикация София“ ЕАД да приключи 2019 г. със загуба от почти 82 млн. лв., и дали това са утвърдените цени на топлинна енергия и електроенергията от КЕВР, или неизпълнението на приходите, несъбраните вземания от топлинна енергия, увеличените разходи или др. Като пример се посочва, че в цената на топлинна енергия на „Топлофикация София“ ЕАД от 1 юли 2019 г. са включени разходи за закупуване на въглеродни емисии в размер на 29 млн. лв., при цена на емисиите 25 евро/t, а в заявлението на дружеството за новите цени от 1 юли 2020 г. до КЕВР на стр. 57 е посочено, че дружеството отчита разходи за покупка на емисии за периода от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г. в размер на 63 млн. лв. при средна цена, по-висока от утвърдената от КЕВР в размер на 26,32 евро/t. Поставя се въпрос, кой ще понесе отговорността в случая, ако Комисията признае едни разходи в цените, а дружеството извършва по-големи от утвърдените му. ГП „Изправи се.БГ“ настояват в предстоящото решение, с което ще бъдат утвърдени новите цени от 1 юли 2020 г., да бъде направен подробен анализ на причините, които са довели седем от топлофикационните дружества да приключат 2019 г. на загуба.

4. Относно начина на утвърждаване на цени на топлинна енергия.

ГП „Изправи се.БГ“ иска незабавно да бъде отменена Наредбата за изменение и допълнение /НИД/ на НРЦТЕ, издадена от КЕВР (обн. в ДВ бр. 47 от 22.05.2020 г.). Посочва, че предвиденият в нея начин за утвърждаване на цени на топлинна енергия чрез определянето на средна прогнозна цена на природния газ за 12 месеца напред не е в интерес нито на потребителите, нито на топлофикационните дружества.

ГП „Изправи се.БГ“ посочва, че в Решение № Ц-23 от 01.06.2020 г. на КЕВР е

утвърдена цена на природния газ в размер на 20,33 лв./MWh от 1 юни 2020 г., а в Доклада на КЕВР е изчислена прогнозна цена на природния газ за периода от 1 юли 2020 г. до 30 юни 2021 г. в размер на 31,58 лв./MWh, която е с 55,33% по-висока от действащата в момента. Изразено е мнение, че докато топлофикационните дружества заплащат на „Булгаргаз“ ЕАД природния газ по средна цена по-ниска от 31,58 лв./MWh, потребителите, чрез утвърдените нови цени на топлинна енергия, ще кредитират безлихвено топлофикационните дружества. Като може в рамките на следващата една година, определената от КЕВР средна цена на природния газ да не бъде достигната, оставайки по-ниска през целия период, а събраните пари от потребителите по този начин ще останат в топлофикационните дружества. Посочва се, че в §8, изречение второ от ПЗР на НИД на НРЦТЕ (обн. ДВ бр. 47/22.05.2020г.), КЕВР няма да извършва предвидените корекции по реда на чл. 8, ал. 10 от същата за периода от 1 юли 2020 г. до 30 юни 2021 г. Като по време на общественото обсъждане проведено на 9 юни 2020 г. в КЕВР, това не е било напълно коректно обяснено от представителите на регулатора. Изказва се мнение, че потребителите на топлинна енергия, докато чакат да видят в изравнителните си сметки за периода от 1 юли 2019 г. до 30 юни 2020 г. колко пари имат да им връщат топлофикационните дружества, последните вече ще са започнали да им ги събират от 1 юли 2020 г. чрез новите цени на топлинна енергия, които Комисията ще утвърди съгласно предложения Проект.

Поради тези причини ГП „Изправи се.БГ“ настоява Комисията да отмени НИД на НРЦТЕ (обн. ДВ бр. 47 от 22.05.2020 г.), защото считат, че този модел на ценообразуване може да е подходящ за определянето на регулираната цена на електрическата енергия, но не и за топлинна енергия. Според становището, цените на променливите разходи, които участват в определянето на цените на топлинна енергия - природен газ и въглеродни емисии, се формират на световните борси и често се изменят. Също така променливите разходи представляват над 65 % от всички разходи в цената на топлинна енергия, докато в цената на електрическата енергията те нямат такъв голям дял.

5. Относно разходите за ремонт на топлофикационните дружества.

ГП „Изправи се.БГ“ твърди, че дружествата са поискали общо разходи за ремонти в размер на 27 463 хил. лв., а в Доклада са в размер на 19 726 хил. лв., т.е. със 7 737 хил. лв., т.е. са намалени с 28% спрямо заявените.

6. Относно безплатни квоти на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД гр. Пловдив и „Топлофикация Плевен“ ЕАД.

ГП „Изправи се.БГ“ твърди, че в Доклада е посочено, че имат право на безплатни квоти за въглеродни емисии, съответно за топлофикационните дружества от гр. Пловдив в размер на 136 518 t и обща стойност 5 872 хил. лв. и за топлофикационните дружества от гр. Плевен в размер на 189 226 t на обща стойност 8 139 хил. лв., а тези разходи са включени в цените на топлинна енергия.

7. Относно извършени проверки на топлофикационните дружества за изпълнението на показателите за качество на топлинна енергия и обслужването на потребителите.

ГП „Изправи се.БГ“ пита дали ще бъдат публично предоставени резултатите от извършените проверки. Също така се посочва, че за последните 5 години, независимо от многобройните оплаквания от потребители от топлофикационните дружества от градовете София, Перник, Велико Търново и др., нито веднъж не е направена проверка и съответно няма представени публични отчети.

След преглед на постъпилото възражение от ГП „Изправи се.БГ“ Комисията счита:

1. По отношение на възражението относно начина на провеждане на общественото обсъждане мотиви са изложени по-горе при разглеждане на възражението на движение ДНЕС.

2. Възражението на ГП „Изправи се.БГ“ във връзка с Решение № 24 от 10.06.2020 г. е неотнормено към предмета на административното производство за регулиране на цените на

дружествата от сектор „Топлоенергетика“. По силата на §2, ал. 6, ал. 7 и ал. 15 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 38 от 2020 г., утвърдените цени с Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. са за целите на изчисляване на сумите, които лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, възстановяват на клиентите, за доставка на топлинна енергия, и на Фонд „Сигурност на електроенергийната система.

3. По отношение на възражението на ГП „Изправи се.БГ“ относно липсата на анализ за загубите и причините, които са довели седем от топлофикационните дружества в страната да завършат 2019 г. на загуба, може да се посочи, че за оценка на финансовото състояние на дружествата е извършен финансов анализ на база представените годишни финансови отчети за 2019 г., който е представен в Доклада за всяко дружество. Финансовият анализ обхваща анализ на данните, съдържащи се в отчета на дохода, както и оценка на финансовите показатели, с оглед оценка на способността на дружествата да покриват краткосрочните си задължения с наличните краткотрайни активи, както и дали притежават собствени средства, с които да инвестират в нови дълготрайни активи и обслужват финансовите си задължения. На всяко дружество е изчислена капиталовата структура - относителното тегло на собствения и на привлечения капитал.

4. Възражението на ГП „Изправи се.БГ“ относно начина на утвърждаване на цени на топлинна енергия с определянето на средна прогнозна цена на природния газ за 12 месеца напред е неоснователно. Възраженията във връзка с НИД на НРЦТЕ (обн. в ДВ бр. 47 от 22.05.2020 г.) са разгледани и обсъдени в процедурата по приемане на тази наредба и са неотнормими към предмета на административното производство за регулиране на цените на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

5. Възражението на ГП „Изправи се.БГ“ относно намалените разходите за ремонт не се приема, като мотиви относно анализа на разходите за ремонти са изложени по-горе в разделите за съответните дружества.

6. Възражението на ГП „Изправи се.БГ“ относно включване в цените на безплатни квоти на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД гр. Пловдив и „Топлофикация-Плевен“ ЕАД не се приема. Посочените в становището количества квоти не са безплатни квоти.

7. Постапените от ГП „Изправи се.БГ“ въпроси относно извършваните и планираните проверки на топлофикационните дружества за изпълнението на показателите за качество на топлинна енергия и обслужването на потребителите са неотнормими към предмета на административното производство за регулиране на цените на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

С писмо с вх. № Е-12-00-376 от 18.06.2020 г. от г-жа Цветанка Илиева Цанева, клиент на „Топлофикация София“ ЕАД са постъпили допълнително 12 въпроса, като 8 въпроса са идентични със зададените в първото подадено становище, допълнителните 4 въпроса са както следва:

1. На стр. 13 от Доклада са посочени прогнозни цени на алтернативните горива мазут със съдържание на сяра 1% и газьол със съдържание на сяра 0,1% по тримесечия за периода от 1 юли 2020 г. до 30.06.2021 г. Кои са източниците ви на информация за изготвянето на представената прогноза на цените на алтернативните горива в Доклада?

2. В Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. на КЕВР размерът на променливите разходи е 392 162 хил. лв., а в Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. на КЕВР техният размер е 332 614 хил. лв., т.е. има разлика от 59 548 хил. лв. На стр. 7 от Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. размерът на сумата, която трябва да бъде възстановена на „Топлофикация София“ ЕАД е 48 070 хил. лв., отчита се разлика от 11 478 хил. лв. Кои са причините за установената разлика от 11 478 хил. лв., и законно обоснована ли е тя?

3. Защо разпределението на общата сума за възстановяване от „Булгаргаз“ ЕАД на „Топлофикация София“ ЕАД в размер 48 070 хил. лв., по отделно за електрическа енергия и ТЕ не е направено, съгласно изискванията на изречение първо на §2, ал. 6 от

ПЗР на Закона за допълнение на Закона за енергетиката, а по методика определена от КЕВР, пояснена в Решение № Ц-24 от 10.06.2020г. на КЕВР?

4. Установената сума от 30 864 191,20 лв. посочена в предоставеното становище, която се получава в резултат на разликата между отчетните и прогнозните количества природен газ и разликата в цените на природния газ за периода от 1 юли 2019г. до 31 март 2020 г. ще бъде ли възстановена на клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД, чрез новата цена на топлинна енергия и преференциалната цена на ел. енергия, които ще бъдат утвърдени, считано от 1 юли 2020г. ? Ако, не се възстановява сумата от 30 864 191,20 лв., посочете аргументите и законните основания за това.

По поставените въпроси Комисията счита:

1. На стр. 13 от Доклада са посочени прогнозни цени на алтернативните горива мазут със съдържание на сяра 1% и газьол със съдържание на сяра 0,1% по тримесечия за периода от 1 юли 2020 г. до 30.06.2021 г. Кои са източниците ви на информация за изготвянето на представената прогноза на цените на алтернативните горива в Доклада?

Съгласно условията на търговския договор, по който общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, цените на природния газ се образуват по хибридна ценообразуваща формула, включваща петролна и хъбова компонента.

Цените на алтернативните горива, които са в основата на петролната компонента за определяне на доставните цени на природния газ, са прогнозиран като средноаритметична стойност на ежемесечните цени на тези горива за деветмесечен период, предшестващ периода, за който се отнася петролната компонента, като са отчетени последните тенденции на покачване на тези цени. Следва да се има предвид, че клаузите на договора, по който общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар, са търговска тайна.

Хъбовата компонента за съответните тримесечия е определена при отчитане на цените на фючърсите за холандския газов хъб TTF на Европейската енергийна борса (EEX).

2. В Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. на КЕВР размерът на променливите разходи е 392 162 хил. лв., а в Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. на КЕВР техният размер е 332 614 хил. лв., т.е. има разлика от 59 548 хил. лв. На стр. 7 от Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. размерът на сумата, която трябва да бъде възстановена на „Топлофикация София“ ЕАД е 48 070 хил. лв., отчита се разлика от 11 478 хил. лв. Кои са причините за установената разлика от 11 478 хил. лв., и законно обоснована ли е тя?

Направените от г-жа Цанева изчисления между променливите разходи, посочени в диспозитива на Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г. в размер на 392 162 хил. лв. и променливите разходи, посочени в диспозитива на Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. в размер на 332 614 хил. лв., при което е получена разлика от 59 548 хил. лв., като от същата е извадена сумата за възстановяване от „Топлофикация София“ ЕАД, в размер на 48 070 хил. лв., са некоректни. Това е така, тъй като с Решение № Ц-18 от 01.07.2019 г., Комисията е утвърдила за **12 месечен период** (считано от 01.07.2019 г. до 30.06.2020 г.) пределни цени на топлинната енергия и е определила 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“, а с Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г. Комисията е утвърдила пределни цени на топлинната енергия и преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, за периода от 01.07.2019 г. до 31.03.2020 г., а именно за **9 месечен период**. Поради този факт разходите за горива допълнително се коригират чрез цената на горивото, така че сумата за

възстановяване в размер на 48 070 хил. лв. да се възстанови за 9 месечен период. Оттук се получава разликата в сумите за гориво между двете решения.

3. Защо разпределението на общата сума за възстановяване от „Булгаргаз“ ЕАД на „Топлофикация София“ ЕАД в размер 48 070 хил.лв., по отделно за електрическа енергия и ТЕ не е направено, съгласно изискванията на изречение първо на § 2, ал. 6 от ПЗР на Закона за допълнение на Закона за енергетиката, а по методика определена от КЕВР, пояснена в Решение № Ц-24 от 10.06.2020г. на КЕВР?

Въпросът е неотносим към предмета на настоящото административно производство за регулиране на цените на дружествата от сектор „Топлоенергетика“.

4. Установената сума от 30 864 191,20 лв. посочена в предоставеното становище, която се получава в резултат на разликата между отчетните и прогнозните количества природен газ и разликата в цените на природния газ за периода от 1 юли 2019г. до 31 март 2020 г. ще бъде ли възстановена на клиентите на „Топлофикация София“ ЕАД, чрез новата цена на топлинна енергия и преференциалната цена на ел. енергия, които ще бъдат утвърдени, считано от 1 юли 2020г. ? Ако, не се възстановява сумата от 30 864 191,20 лв., посочете аргументите и законните основания за това.

В изпълнение на Решение № Ц-24 от 10.06.2020 г., поправено с Решение № Ц-25 от 24.06.2020 г. на КЕВР, „Топлофикация София“ ЕАД следва да възстанови на клиентите си 30 554,424 хил. лв. за топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 2, ал. 2, т. 1, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

Считано от 01.07.2020 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:

- 1.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 168,73 лв./MWh
- 1.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 79,30 лв./MWh
- 1.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 82,09 лв./MWh
- 1.4. 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 – 79,62 лв./MWh
- 1.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1.1 т., 1.3 и т. 1.4:
 - Необходими годишни приходи – 444 790 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 423 524 хил. лв., от които условно-постоянни – 102 531 хил. лв. и променливи – 320 992 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 384 572 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,53%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 793 225 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 787 998 MWh

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

- 2.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 165,53 лв./MWh
- 2.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 76,10 лв./MWh
- 2.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,85 лв./MWh
- 2.4. 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 – 86,85 лв./MWh
- 2.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 2.1, т. 2.3 и т. 2.4:
 - Необходими годишни приходи – 67 562 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 60 033 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 390 хил. лв. и променливи – 36 643 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 150 883 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,99%
 - Електрическа енергия – 292 760 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 279 342 MWh
 - без показатели за високоефективно комбинирано производство – 13 418 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 228 902 MWh

3. На „Топлофикация - Плевен“ ЕАД:

- 3.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 172,83 лв./MWh
- 3.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 83,40 лв./MWh
- 3.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 72,66 лв./MWh
- 3.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 64,65 лв./MWh
- 3.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 3.1, т. 3.3 и т. 3.4:
 - Необходими годишни приходи – 68 005 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 66 607 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 800 хил. лв. и променливи – 49 807 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 32 442 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,31%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 298 000 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 194 100 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 37 100 MWh

4. На „Топлофикация - Бургас“ ЕАД:

- 4.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 166,18 лв./MWh
- 4.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 76,75 лв./MWh

4.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 71,06 лв./MWh

4.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 4.1 и т. 4.3:

- Необходими годишни приходи – 27 919 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 27 094 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 987 хил. лв. и променливи – 20 107 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 16 160 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,11 %
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 108 351 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 139 528 MWh

5. На „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД:

5.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 172,43 лв./MWh

5.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 83,00 лв./MWh

5.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,16 лв./MWh

5.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 5.1 и т. 5.3:

- Необходими годишни приходи – 16 934 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 15 787 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 174 хил. лв. и променливи – 9 613 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 29 549 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,88%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 029 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 67 979 MWh

6. На „Топлофикация – Враца“ ЕАД:

6.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 182,02 лв./MWh

6.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 92,59 лв./MWh

6.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 79,15 лв./MWh

6.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 6.1. и т. 6.3:

- Необходими годишни приходи – 16 484 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 15 985 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 216 хил. лв. и променливи – 10 769 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 10 065 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,96%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 55 575 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 80 469 MWh

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

7.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 217,77 лв./MWh

7.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 128,34 лв./MWh

7.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,26 лв./MWh

7.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 7.1 и т. 7.3:

- Необходими годишни приходи – 7 340 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 272 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 659 хил. лв. и променливи – 5 614 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 085 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 344 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 33 342 MWh

8. На „Топлофикация-Разград“ АД:

8.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 190,10 лв./MWh

8.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 100,67 лв./MWh

8.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,73 лв./MWh;

8.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 8.1 и т. 8.3:

- Необходими годишни приходи – 5 007 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 748 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 457 хил. лв. и променливи – 3 291 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 4 873 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,32%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 15 237 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 24 620 MWh

9. На „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД“ ЕООД, гр. Пловдив:

9.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 296,74 лв./MWh

9.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 76,95 лв./MWh

9.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 9.1 и т. 9.2:

- Необходими годишни приходи – 888 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 850 хил. лв., от които условно-постоянни – 447 хил. лв. и променливи – 404 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 898 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,25%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 974 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 784 MWh

10. На „Овергаз мрежи“ АД (ЛОЦ Овча купел):

10.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 282,19 лв./MWh

10.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 103,08 лв./MWh

10.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 10.1 и т. 10.2:

- Необходими годишни приходи – 400 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 363 хил. лв., от които условно-постоянни – 221 хил. лв. и променливи – 142 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 663 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 672 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 060 MWh

11. На „Топлофикация Русе“ ЕАД:

- 11.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 205,77 лв./MWh
- 11.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 116,34 лв./MWh
- 11.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,94 лв./MWh
- 11.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 81,22 лв./MWh
- 11.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 11.1, т. 11.3 и т. 11.4:
- Необходими годишни приходи – 72 714 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 70 701 хил. лв., от които условно-постоянни – 20 154 хил. лв. и променливи – 50 548 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 41 065 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,90%
 - Електрическа енергия – 223 500 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 220 000 MWh
 - от некомбинирано производство – 3 500 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 11 133 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 345 379 MWh

12. На „Топлофикация – Перник“ АД:

- 12.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 187,25 лв./MWh
- 12.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 97,82 лв./MWh
- 12.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 73,30 лв./MWh
- 12.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 59,10 лв./MWh
- 12.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 12.1, т. 12.3 и т. 12.4:
- Необходими годишни приходи – 85 316 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 80 236 хил. лв., от които условно-постоянни – 23 837 хил. лв. и променливи – 56 399 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 77 035 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,49%
 - Електрическа енергия – 236 335 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 218 135 MWh
 - невисокоефективно комбинирано производство – 18 200 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 226 100 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 414 400 MWh

13. На „Топлофикация – Сливен“ ЕАД:

- 13.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 174,64 лв./MWh
- 13.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 85,21 лв./MWh
- 13.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 75,34 лв./MWh

13.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 61,04 лв./MWh

13.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 13.1, т. 13.3 и т. 13.4:

- Необходими годишни приходи – 39 616 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 38 319 хил. лв., от които условно-постоянни – 13 355 хил. лв. и променливи – 24 964 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 23 194 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,59%
- Електрическа енергия– 133 293 MWh
- от високоефективно комбинирано производство – 124 693 MWh
- от нискоефективно производство – 8 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 98 037 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 146 669 MWh

14. На „Топлофикация – Габрово“ ЕАД:

14.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 293,38 лв./MWh

14.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 203,95 лв./MWh

14.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 99,16 лв./MWh

14.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 14.1 и т. 14.3:

- Необходими годишни приходи – 5 166 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 521 хил. лв. и променливи – 2 586 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 827 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,26%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 200 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 30 800 MWh

15. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД:

15.1. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода без ДДС– 44,72 лв./MWh

15.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 15.1:

- Необходими годишни приходи – 4 099 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 048 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 014 хил. лв. и променливи – 35 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 8 298 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 0,61 %
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 86 732 MWh

16. На „КОГРИЙН“ ООД, гр. Първомай:

16.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 177,44 лв./MWh

16.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,01 лв./MWh

16.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 84,89 лв./MWh

16.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 16.1 и т. 16.3:

- Необходими годишни приходи – 7 693 хил. лв., в т. ч.:

- Разходи – 7 313 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 511 хил. лв. и променливи – 3 802 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 11 583 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,28%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 26 948 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 34 300 MWh

17. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“:

17.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 164,67 лв./MWh

17.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 75,24 лв./MWh

17.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 17.1:

- Необходими годишни приходи – 4 337 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 4 150 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 870 хил. лв. и променливи – 2 280 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 5 433 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,43%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 000 MWh

18. На „Оранжерии Гимел“ АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“:

18.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 160,03 лв./MWh

18.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 70,60 лв./MWh

18.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 18.1:

- Необходими годишни приходи – 5 366 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 000 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 099 хил. лв. и променливи – 2 902 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 7 980 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,58%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 25 200 MWh

19. На „Оранжерии Гимел II“ ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“:

19.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 189,84 лв./MWh

19.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 100,41 лв./MWh

19.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 19.1:

- Необходими годишни приходи – 2 279 хил. лв., в т.ч.:
 - Разходи – 2 136 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 224 хил. лв. и променливи – 912 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 4 424 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,24%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 594 MWh

20. На „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО“ АД:

20.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 194,53 лв./MWh

20.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 105,10 лв./MWh

20.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 20.1:

- Необходими годишни приходи – 2 692 хил. лв., в т.ч.:
 - Разходи – 2 632 хил. лв., от които условно-постоянни – 868 хил. лв. и променливи – 1 764 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 731 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,43%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 800 MWh

21. На ЧЗП „Румяна Величкова“:

21.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 138,70 лв./MWh

21.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 49,27 лв./MWh

21.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 21.1:

- Необходими годишни приходи – 1 327 хил. лв., в т.ч.:
 - Разходи – 1 274 хил. лв., от които условно-постоянни – 336 хил. лв. и променливи – 938 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 949 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 075 MWh

22. На „Алт Ко“ АД:

22.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 148,11 лв./MWh

22.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 58,68 лв./MWh

22.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 22.1:

- Необходими годишни приходи – 1 538 хил. лв., в т.ч.:
 - Разходи – 1 478 хил. лв., от които условно-постоянни – 653 хил. лв. и променливи – 825 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 081 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 930 MWh

23. На „Брикел“ ЕАД:

23.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 186,37 лв./MWh

23.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 96,94 лв./MWh

23.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 76,80 лв./MWh

23.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 23.1 и т. 23.3:

- Необходими годишни приходи – 149 156 хил. лв., в т.ч.:
 - Разходи – 144 107 хил. лв., от които условно-постоянни – 26 407 хил. лв. и променливи – 117 701 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 97 646 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,17%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 436 600 MWh, в т.ч.:

- собственото потребление – 20 600 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 14 214 MWh

24. На „Солвей Соди“ АД:

24.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 139,10 лв./MWh

24.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 49,67 лв./MWh

24.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 39,78 лв./MWh

24.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 24.1 и т. 24.3:

- Необходими годишни приходи – 136 966 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 128 177 хил. лв., от които условно-постоянни – 33 736 хил. лв. и променливи – 94 441 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 158 071 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 796 281 MWh
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 184 868 MWh, в т.ч.:
 - собственото потребление и към други потребители – 177 193 MWh

25. На „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД:

25.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 162,59 лв./MWh

25.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 73,16 лв./MWh

25.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 84,58 лв./MWh

25.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 25.1 и т. 25.3:

- Необходими годишни приходи – 11 888 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 11 471 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 877 хил. лв. и променливи – 8 594 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 7 498 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 524 MWh, в т.ч.:
 - към други потребители – 5 824 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 126 091 MWh

26. На „Декотекс“ АД:

26.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 178,19 лв./MWh

26.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 88,76 лв./MWh

26.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 77,88 лв./MWh

26.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 82,11 лв./MWh

26.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 26.1, т. 26.3 и т. 26.4:

- Необходими годишни приходи – 2 211 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 047 хил. лв., от които условно-постоянни – 789 хил. лв. и променливи – 1 258 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 952 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 480 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 540 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 270 MWh

27. На „Енергиен център Зебра“ ЕООД:

- 27.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 174,96 лв./MWh
- 27.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 85,53 лв./MWh
- 27.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 137,63 лв./MWh
- 27.4. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 137,63 лв./MWh
- 27.5. Ценообразуващи елементи на цените по т. 27.1, т. 27.3 и т. 27.4:
- Необходими годишни приходи – 2 811 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 709 хил. лв., от които условно-постоянни – 722 хил. лв. и променливи – 1 987 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 2 210 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 6 118 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 240 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 700 MWh

28. На „Белла България“ АД:

- 28.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 138,31 лв./MWh
- 28.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 48,88 лв./MWh
- 28.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 28.1:
- Необходими годишни приходи – 1 930 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 824 хил. лв., от които условно-постоянни – 845 хил. лв. и променливи – 979 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 917 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 352 MWh

29. На „Димитър Маджаров – 2“ ЕООД:

- 29.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 134,09 лв./MWh
- 29.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 29.1:
- Необходими годишни приходи – 1 033 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 951 хил. лв., от които условно-постоянни – 400 хил. лв. и променливи – 551 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 1 466 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,56%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 450 MWh

30. На „Овердрайв“ АД:

- 30.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 313,18 лв./MWh
- 30.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 30.1:

- Необходими годишни приходи – 562 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 531 хил. лв., от които условно-постоянни – 252 хил. лв. и променливи – 279 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 397 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 7,78%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 100 MWh

31. На „МБАЛ – Търговище“ АД:

31.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 349,67 лв./MWh

31.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 31.1:

- Необходими годишни приходи – 214 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 182 хил. лв., от които условно-постоянни – 127 хил. лв. и променливи – 56 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 576 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,56%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 257 MWh

32. На УМБАЛ „Проф. д-р Стоян Киркович“ АД, гр. Стара Загора:

32.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 207,33 лв./MWh

32.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 32.1:

- Необходими годишни приходи – 319 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 315 хил. лв., от които условно-постоянни – 177 хил. лв. и променливи – 138 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 50 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 5,29%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 909 MWh

33. На „Коген Загоре“ ЕООД:

33.1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 147,43 лв./MWh;

33.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 33.1:

- Необходими годишни приходи – 24 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 20 хил. лв., от които условно-постоянни – 14 хил. лв. и променливи 6 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 124 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 3,33%
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 164 MWh

34. На „Оранжерии Петров дол“ ООД:

34.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 142,73 лв./MWh

34.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 53,30 лв./MWh

34.3. Ценообразуващи елементи на цената по т. 34.1:

- Необходими годишни приходи – 2 473 хил. лв., в т. ч.:
- Разходи – 2 450 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 025 хил. лв. и променливи – 1 425 хил. лв.
- Регулаторна база на активите – 702 хил. лв.

- Норма на възвръщаемост – 3,34%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 9 677 MWh

35. На „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД

35.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 157,15 лв./MWh

35.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 67,72 лв./MWh

35.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 74,14 лв./MWh

35.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 35.1 и т. 35.3:

- Необходими годишни приходи – 206 220 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 197 882 хил. лв., от които условно-постоянни – 21 908 хил. лв. и променливи – 175 974 хил. лв.
 - Регулаторна база на активите – 152 998 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,45%
- Електрическа енергия – 1 159 342 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 113 880 MWh
 - невисокоефективно комбинирано производство – 1 045 462 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 175 200 MWh

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд София - град в 14 (четиринадесет) дневен срок.

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА