

# РЕШЕНИЕ

№ 267

гр. София, 16.01.2023 г.

## В ИМЕТО НА НАРОДА

**АДМИНИСТРАТИВЕН СЪД - СОФИЯ-ГРАД, Трето отделение 11 състав,**  
в публично заседание на 05.12.2022 г. в следния състав:

**СЪДИЯ: Петя Стоилова**

при участието на секретаря Цветанка Митакева, като разгледа дело номер **8165** по описа за **2021** година докладвано от съдията, и за да се произнесе взе предвид следното:

Производството е по реда на чл.145 и сл. АПК вр. с чл.13, ал.9 от ЗЕ.

Образувано е по жалба на „ТОПЛОФИКАЦИЯ – Бургас“ АД срещу Решение № Ц-26/01.07.2021г. на Комисията за енергийно и водно регулиране /КЕВР/ в частта по т. 4 от разпоредителната част, с която на основание чл. 21, ал. 1, т, 8, вр. с чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4 и чл. 33, ал. 1 и на основание чл. 21, ал. 1, т, 86, вр. с чл. 33а, ал. 2 от ЗЕ се утвърждават пределни цени на топлинната енергия и се определят преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високо ефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвращаемост на капитала“, считано от 01.07.2021г., както следва:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 244,42 лв./MWh
2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 119,35 лв./MWh
3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,91 лв./MWh
4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 4.1 и т. 4.3:  
Необходими годишни приходи – 38 119 хил. лв., в т. ч.:  
- Разходи – 37 265 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 452 хил. лв. и променливи – 30 813 хил. лв.  
- Регулаторна база на активите – 19 750 хил. лв.  
- Н. на възвръщаемост – 4,32%

Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 107 892 MWh  
Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136 758 MWh.

Според жалбоподателя решението в обжалваната част е незаконосъобразно по следните съображения:

Не са спазени изискванията, утвърдените цени да възстановяват икономически обосноваваните разходи от лицензионната дейност на дружеството и да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала, както и да са определени по прозрачен начин, основан на обективни критерии. Корекциите, които Комисията е извършила в ценообразуващите елементи са в противоречие със ЗЕ (чл.31, т.2) и НРЦТЕ, тъй като не са признати и не са включени в цените икономически обосновани и необходими лицензионни разходи при осъществяване на лицензионната дейност - производство на електрическа и топлинна енергия, чиято прогнозна стойност жалбоподателят е установил и обосновал в хода на административното производство.

В рамките на ценовия период дружеството има законово задължение да предаде емисионни квоти, което е скрепено с административно-наказателна отговорност и в случай на недостиг на квоти, т.е. необходимост да се предадат емисионни квоти над разпределените на дружеството безплатни квоти по чл.10а и чл.10в от Директива 2003/87/ЕО, изменена с Директива 2009/29/ЕО, „Топлофикация Бургас“ АД трябва да ги закупи и съответно да извърши разходи за това. Дружеството не разполага с безплатни квоти и е необходимо да закупи цялото му необходимо количество. Административният орган е утвърдил разходите въз основа на цена на квотите от 51 евро/тон, която е недостатъчна и не отговаря на сравнителни борсови данни от международни източници, които комисията на основание чл.3, ал.6 от НРЦЕЕ е задължена да съобрази за следващия ценови период.

Нарушен е чл.31, т.2, б. „г“ от ЗЕ цените на енергийните предприятия да възстановяват икономически обосноваваните разходи за дейността им, включително разходите за ремонт. В прогнозната ремонтна програма за процесния ценови период топлофикационното дружество предвижда разходи за обслужване, ремонт и поддръжка на производствените си агрегати. Писменото възражение на дружеството при документална обосновааност на разходите за ремонти е оставено без уважение с бланкетен аргумент, че цените на природния газ и на въглеродните емисии са се увеличили и признаването на разходите за ремонт ще доведе до допълнително увеличение на крайните цени. Доколкото правомощията на КЕВР за ценово регулиране изискват анализ и оценка на представената информация с оглед нейната точност и икономическа обосновааност, КЕВР е следвало да изложи подробен анализ относно достатъчността на ремонтните разходи за новия ценови период без да се позовава на неотнормирани факти и обстоятелства.

Топлофикационното дружество е заявило разходи за заплати и възнаграждения в размер, целящ покачване на средната заплата в предприятието с оглед доближаване до средните нива за сектора съгласно данните на Националния статистически институт. Заявеният размер на разходите за възнаграждения и съответните надбавки, съгласно трудовото законодателство не е приет от Комисията, което е в противоречие с принципа за равенство по чл. 8, ал. 2 АПК, като не е съобразено от КЕВР, че топлофикационното дружество изпитва сериозни затруднения при намирането на персонал и има голямо текучество, поради ниските заплати в предприятието.

С обжалвания административен акт Комисията утвърждава норма на възвръщаемост

на привлечения капитал на база на статистически данни на БНБ към 31,12.2020г., но не е икономически обосновано статистическите данни за лихвените нива към края на 2020г. да се прилагат към кредити, привлечени от топлофикационното дружество в предходен регулаторен период при положение, че дружеството няма нито задължението, нито възможността да предоговаря или рефинансира кредитите си ежегодно. Включването в цените на норма на възвръщаемост на привлечения капитал под среднопретегления за жалбоподателя размер по правно обвързващи го договори за кредит с по-високи лихвени нива води до намаляване на неговата възвръщаемост, поради което е в противоречие с изискването на чл. 31, т. 4 ЗЕ цените да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала.

Комисията е подхождала формално без да анализира фактите и обстоятелствата, влияещи върху формирането на предложените за утвърждаване цени. В противоречие с чл.25 АПК заявява, че ще прилага общ подход на корекциите към всички лицензианти, без да изследва и съобразява конкретните факти и обстоятелства, касаещи всяко отделно енергийно дружество – в противоречие с чл.31, т.1 от ЗЕ цените да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин.

В съдебното заседание жалбоподателят „Топлофикация Бургас“ АД се представлява от адвокат Ц., който поддържа жалбата и претендира направените разноски в размер на 1592 лева по представен списък. Постъпили са писмени бележки.

Ответникът – Комисията за енергийно и водно регулиране се представлява от юрисконсулт В., която оспорва жалбата, претендира присъждане на юрисконсултско възнаграждение. Постъпили са писмени бележки.

Заинтересованата страна Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ не изпраща представител и не взема становище.

СГП не взема участие по делото.

Административен съд София - град, I АО, 11 с-в след като обсъди доводите на страните и прецени представените по делото доказателства, приема за установено от фактическа страна следното:

I. „Топлофикация Бургас“ АД с писмо вх. No E-14-13-3 от 01.04.2021г. 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. Към заявлението не са приложени справки с отчетна информация за 2020г. по прилагането на Е.. Дружеството е предложило за утвърждаване следните цени на енергия, без ДДС:

1. Ц. на топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 94,16 лв./MWh;

2.Ц. за комбинирана електрическа енергия – 228,61 лв./MWh.

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

- природен газ – 403,19 лв./knm<sup>3</sup>;

- слънчогледови пелети – 140,00 лв./t при калоричност 4 253 kcal/kg.

Обосновка на техническо-икономическите данни и прогнозна информация за регулаторен период 01.07.2021г. - 30.06.2022г.

СПРАВКА No 1 – РАЗХОДИ

При изготвяне на прогнозата в Справка No 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 01.07.2021г. - 30.06.2022г. са определени като са анализирани заявените такива за ценови период 01.07.2020г. - 30.06.2021г.

и отчетните за периода 01.01.2020-31.12.2020г. и като са взети предвид особеностите в режимите и схемите на работа през новия период.

#### 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 2020г., начислени върху ДА само за електрическа енергия – 734 хил. лв., а за топлинна енергия е разпределен на териториален принцип по направления „Производство“ – 354 хил. лв. и „Пренос“ – 51 хил. лв. Амортизациите, начислявани върху ДА общи за двата продукта, представляват 84 хил. лв.

#### Обосновка на разходите за ремонт

Разходите за ремонт, посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 250 хил. лв., в т. ч. 2 100 хил. лв. в направление „Производство“ и 150 хил. лв. в направление „Пренос“. От начислените към направление „Производство“ разходи за ремонт – 1 970 хил.лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 100 хил. лв. за топлинна енергия, а 30 хил. лв. общо за двата продукта.

Разходите за ремонт, отнесени към електрическата енергия, включват обслужвания, ремонт и поддръжка на газобуталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между всеки 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 мото-часа работа, а разходите за 40 000 мото-часа работа (основен ремонт), които включват всички видове останали ремонти, са отнесени към инвестиции.

#### 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 165 души работници и служители. Дружеството се управлява от Съвет на директорите състоящ се от 3 човека. Планираните средства за работна заплата общо за дружеството за периода 01.07.2021г. - 30.06.2022г. са 3 649 хил. лв., от които 2 481 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Производство на топлинна и електрическа енергия“ и 1 168 хил. лв. за работниците и служителите от дейността „Пренос на топлинната енергия“.

Разходите за начисления, свързани със заплати и възнаграждения за 2020 г. и ценови период 01.07.2021г. - 30.06.2022г. са определени на база

Закона за бюджета на Държавното обществено осигуряване; Закона за здравното осигуряване; Кодекса за социално осигуряване; Наредба за елементите на

възнаграждението и за доходите, върху които се правят осигурителни вноски от една страна и разходите за заплати и социални разходи от друга страна.

Увеличението на разходите за заплати и възнаграждения, и на начисленията, свързани с тях през новия ценови период спрямо същите за 2020г. се дължи на 10-процентно увеличение на средствата за работна заплата, както и на това, че през 2020г. е по-малък размерът на разходите за заплати с неотработени 3 094 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 35 работни дни неплатен отпуск по чл. 160, ал. 2 от КТ. Отделно в рамките на 2020г. 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. 91 от раздел IX на действащия в дружеството К., 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 2020 г. са 3,32% от начислените средства за работна заплата, а за периода 01.07.2021 – 30.06.2022г. са предвидени 4,00%.

Обосновка на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията

Общият размер на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, по отчет за 2020г. е 863 хил. лв., а този за новия ценови период е 2 436 хил. лв. или увеличението е с 1 573 хил. лв. Всички позиции на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, за новия ценови период са определяни на база достигнатия им размер през отчетната 2020г. Увеличението през периода 01.07.2021г. – 30.06.2022г. спрямо тези за 2019г. се наблюдава в позицията, отчитаща разликата между прогнозната и отчетна цена.

Обосновка на приходи от присъединяване и от топлоносител

През новия ценови период 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 2020г. също няма реализирани приходи от описаните по-горе дейности.

Обосновка на променливите разходи

1.5.1.Обосновка на разходите за горива

Разходите за горива в енергийната и водогрейната части, посочени в променливите разходи, са определени при цена на природния газ 403,19 лв./кнм<sup>3</sup> в съответствие с показателите по Справка No 4 „ТИП-Производство“ по приложения модел.

Специфичният разход на условно гориво за електрическа енергия от комбинирано производство за новия регулаторен период е приет в размер на 94,12 g/kWhe при отчетна стойност на показателя 95,53 g/kWhe за 2020 г., т. е. с 1,41% по-ниско.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от комбинирано производство за регулаторния период 07.2021 - 06.2022 г.е приет в размер на 197,39 kg/MWhth при отчетна стойност на показателя 194,42 kg/MWhth за 2020 г., т. е. с 2,97% по-високо. Тези показатели осигуряват цялото количество произведена електрическа енергия като комбинирано с обща ефективност 82,00% и икономия на гориво в размер на 22,18 %, определени на база произведени количества топлинна и електрическа енергия.

Съответните отчетни показатели за 2020г. са: обща ефективност на комбинирано производство 81,98% при икономия на гориво в размер на 21,78%.

Специфичният разход на условно гориво за топлинна енергия от отделно

производство за регулаторния период 07.2021 - 06.2022 г. е разчетен в размер на 142,79 kg/MWhth с обща ефективност 86,04% при отчетните стойности на показателите за 2020г., съответно, 142,88 kg/MWhth и 85,99%.

#### 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 01.07.2021-30.06.2022 г. е приет в размер на 7,52 m<sup>3</sup>/h, при разход за 2020г. 7,51 m<sup>3</sup>/h. За подпитка на топлопреносната мрежа се използва химически обработена сондажна вода, за която на ВиК Б. се заплаща само цена за канал в размер на 0,467 лв./m<sup>3</sup> и такса за правото за водоползване на сондажна вода 0,07 лв./m<sup>3</sup>. Разходът на вода за подпитка е в размер на 35 379 лв. 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 1,96 лв./m<sup>3</sup>, при цена на питейната вода от ВиК Б. 2,476 лв./m<sup>3</sup> към момента. Цената на сондажната вода, използвана за технологични нужди, се формира от цените на ВиК Б. за канал 0,467 лв./m<sup>3</sup>, пречистване 0,761 лв./m<sup>3</sup> и такса за правото за водоползване на сондажна вода 0,07 лв./m<sup>3</sup>, т.е. обща цена 1,298 лв./m<sup>3</sup>. Приетата база за определяне на плановите количества вода за технологични нужди в дружеството е количеството произведена топлинна енергия. Данните за разходите на вода са отнесени към 1 MWhth произведена топлинна енергия за последните пет години. Приетата стойност за новия регулаторен период е в съответствие с постигнатите стойности за периода 2016 – 2020 г. и е в размер на 42 028 лв. За битови нужди се използва питейна вода от ВиК Б. при цена 2,476 лв./m<sup>3</sup> към момента. Приетата база за определяне на плановите количества вода за битови нужди в дружеството е календарен ден. Данните за разходите на вода са отнесени към 1 ден за последните години.

Приетата стойност на показателя за новия регулаторен период е в съответствие със средната от отчетните стойности за последните пет години, т.е. 9,80 m<sup>3</sup>/ден. Общият разход за вода за регулаторния период 01.07.2021 - 30.06.2022г. е в размер на 91 хил. лв., включително такса за правото за водоползване на сондажна вода в размер 5 хил. лв.

#### 1.5.3. Обосновка на разходите за закупена електрическа енергия

Тези разходи се формират от количеството електрическа енергия, предназначено за абонатните станции, и включват разходи за консумирана активна еднотарифна електрическа енергия и разходи за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибушън“ ЕООД. Приетата база за определяне на разхода на закупената активна електрическа енергия за АС в натурално изражение е количеството на реализираната топлинна енергия. Данните за разходите на електрическа енергия са отнесени към 1 MWhth реализирана топлинна енергия за последните три години. Приетата стойност за новия регулаторен период е в размер на 8,60 kWh/MWhth е в съответствие с планираното количество реализирана топлинна енергия. Разходът за достъп до електроразпределителната мрежа на „Гранд Енерджи Дистрибушън“ ЕООД е определен при цена 0,0311 лв./(kW.ден). „Топлофикация Бургас“ АД има присъединени 926 АС с обща присъединена мощност 10 650 kW.

Общият разход за закупуване на електрическа енергия е в размер на 281 хил.

лв.

#### 1.5.4. Обосновка на разходите за консумативи

Разходите за консумативи включват разходи за солен разтвор, 20% натриева основа, разход на масло (изгаряно от двигателите и разход на масло за подмяна), за запалителни свещи и др. химикали и консумативи. Данните за разходите за консумативи са показани в табличен вид.

#### 1.5.5. Обосновка на разходите за външни услуги

В разходите за външни услуги са включени разходите за небаланс от участие в специална балансираща група, разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“, разходите за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса и ежемесечните такси за достъп до електропреносната мрежа.

Разходите за небаланс от участие в специална балансираща група на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство са прогнозирани в размер на 801 хил. лв. Същите са определени на база на прогнозируем небаланс в размер на 4% от количеството на нетната продадена електрическа енергия и цена на електрическата енергия – 185,51 лв./MWh, изчислена като средна претеглена от издадените фактури за небаланс за периода от 01.07.2020 г. до 31.12.2020 г. Разходите за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ са прогнозирани в размер на 1 233 хил. лв. Същите са определени на база 5% от количеството на нетната продадена електрическа енергия, след приспадане прогнозния небаланс и цена на електрическата енергия от 228,61 лв./MWh, изчислена по приложените справки от No 1 до No 9 за новия ценови периода. Предвидените разходи за такси за транспортиране и депониране на отпадъците от производството на топлинна енергия с гориво биомаса са на обща стойност 52 хил. лв. Определени са в размер на 5,5% от изразходените количества биомаса и таксата за депониране на отпадъци (125 лв./t), отчисления по чл. 60 и чл. 64 от Закона за управление на отпадъците (общо 77,60 лв./t), плюс таксата за превоз на отпадъците на разстояние общо 35 km в двете посоки по 3,34 лв./km. Разходите за достъп до електропреносната мрежа на обща стойност 244 хил. лв. са определени на база нетната продадена електрическа енергия за периода от 01.07.2021 до 30.06.2022г. и цена 2,26 лв./MWh.

#### 1.5.6. Обосновка на разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>)

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

Особеност на включването в сметките на безплатни квоти за двата продукта, топлинна енергия и електрическа енергия:

През 2021 г. компетентните органи ще издават квоти за първата година от Фаза 4 на Е. (2021-2030). Валидността на тези „нови“ квоти, обаче, ще бъде за периода от 2021 г. нататък и те няма да могат да се използват за изпълнение на задълженията на операторите за предходната 2020г. (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., с каквито дружеството не разполага.

Т. е. количеството безплатни квоти за топлинна енергия по чл. 10а от Директивата,

които трябва да бъдат включени в отчет за 2020 г., е равно на 0.

За „Топлофикация–Бургас“ АД за 2020 г. не са предвидени безплатни квоти за електрическа енергия, съответно за 2020 г. количеството безплатни квоти за електрическа енергия по чл. 10в от Директивата е равно на 0. Генерираното количество емисии парникови газове за 2020г. е верифицирано в размер 62 346 t CO<sub>2</sub> и е изчислено, съгласно изискванията, по утвърдения формуляр за Докладване на годишни емисии на ИАОС. Цялото количество емисии на дружеството за 2020г. е определено като отчетеното на вход на ГРП на централата количество природен газ е умножено по емисионния фактор, долната топлина на изгаряне на природния газ, по данни от последната инвентаризация на емисиите на парникови газове за 2020 г., представени по-горе, и коефициент на окисление, равен на 100%. Общото количество на дефицита от емисии въглероден диоксид за производството на двата продукта за 2020г. възлиза на 62 346 t CO<sub>2</sub>.

2. За новия регулаторен период 01.07.2021-30.06.2022 г. предстоящите за закупуване емисии CO<sub>2</sub> за производството на електрическа и топлинна енергия са определени в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11 и т. 20.12 от Указания – НВ като от верифицираните количества са приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта, съобразно чл. 10а и чл. 10в от Директивата. Общият разход на природен газ за новия ценови период се планира в размер 37 261 knm<sup>3</sup> и е аргументиран в т. 1.6.1. от това изложение с обосновка на показатели за очакваната ефективност на работа на съоръженията в комбинираната част и във водогрейната част на централата.

Прогнозните количества генерирани въглеродни емисии през новия ценови период са 70 866 t CO<sub>2</sub>, определени въз основа на утвърдения от МОСВ формуляр с нанесени формули за изчисления, както следва:

1. Емисионен фактор за природен газ – 55,539 t CO<sub>2</sub>/TJ
2. Долна топлина на изгаряне на природния газ – 34,244 GJ/knm<sup>3</sup>
3. Коефициент на окисление – 100%
4. Количество на горивото природен газ – 37 261 knm<sup>3</sup>
5. П. количество на генерираните емисии – 70 866 t CO<sub>2</sub>

Цялото количество емисии на дружеството е определено като необходимото количество природен газ за ценовия период 37 261 knm<sup>3</sup> е умножено по емисионния фактор, долната топлина на изгаряне на природния газ, по данни от последната инвентаризация на емисиите на парникови газове за 2020г., представени по-горе, и коефициент на окисление, равен на 100%.

Прогнозното количество безплатни квоти за 2021 г за топлинна енергия по чл. 10а от Директивата, които следва да бъдат включени в новия регулаторен



период, е равно на 0 t, тъй като до този момент няма утвърдени от МОСВ безплатни емисии за по чл. 10а от Директивата. Прогнозното количество безплатни квоти за 2021 г. за електрическа енергия по чл. 10в от Директивата, които следва да бъдат включени в новия регулаторен период, е равно на 0.

За новия ценови период количествата емисии за закупуване от дружеството са в

размер на 70 866 t CO<sub>2</sub>. Цената им е в размер на левовата равностойност на 45,40 евро/t CO<sub>2</sub>, а разходите за закупуването им възлизат на 6 292 524 лв. Цената на квотите е определена на база достигната такава през отчетната 2020г.

#### СПРАВКА No 2 - РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ

Справка No 2 е изготвена, като е използвана информация за балансовата стойност на активите към 31.12.2020 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 31.12.2020 г. Регулаторната база на активите е разделена по съответните дейности за производство и пренос, както за разделно и комбинирано производство, така и по продукти.

2.1. Обосновка на признатата стойност на ДА и тяхното разделяне между двата продукта

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.

Обосновка на стойността на оборотния капитал и разпределянето му между 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 258 хил. лв., тази за „Производство на топлинна и електрическа енергия“, в размер на 4 099 хил. лв., е разпределена пропорционално на база нетните (балансовите) стойности на дълготрайните активи, обслужващи производството на двата продукта, посочени в Справки No 2 „РБА“.

#### СПРАВКА No 3 - Н. НА ВЪЗВРАЩАЕМОСТ НА КАПИТАЛА

Стойността на собствения капитал в Справка No 3 е определена на база на отчетната стойност към 31.12.2020 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 възвръщаемост са определени в съответствие със задълженията по кредити и техните лихвени ставки.

#### 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 е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса в размер на 191 300 MWht и топлинната енергия за собствени нужди в размер на 3 636 MWht. Прогнозното количество топлинна енергия за собствени нужди е определено на база статистическите данни от 2017 г. с отчитане на текущото състояние на съоръженията и външните метеорологични условия. Прието е прогнозно количество на топлинна енергия за собствени нужди в размер на 3 636 MWht. Общото количество произведена топлинна енергия в размер на 194 936 MWht е сума от отпуснатото количество топлинна енергия с гореща вода към преноса, в размер на 191 300 MWht и количеството топлинна енергия за собствени нужди - 3 636 MWht.

Обосновка на произведеното количество електрическа енергия от ИКПТЕЕ

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 01.07.2021-30.06.2022 г. на цялата инсталация възлиза на 50 200 мото-часа. Същите са съобразени с броя и продължителността на обслужванията, предписани от завода-производител. Приета е прогнозна средна електрическа мощност в размер на 2,272 MWe на мото-час. Използвайки тази стойност на средната електрическа мощност и посочените 50 200 мото-часа на работа на ИКПТЕЕ през регулаторния период 01.07.2021-30.06.2022 г. е получена стойност на произведената електрическа енергия в размер на 114 063 MWhe.

Обосновка на продаденото количество електрическа енергия

Продаденото количество електрическа енергия е разлика между количеството произведена електрическа енергия от ИКПТЕЕ и количествата електрическа енергия за собствени нужди и загуби при трансформацията на 6,3 kV и 20 kV в съоръженията на Е. АД. Продаденото количество електрическа енергия за регулаторния период 01.07.2021- 30.06.2022г. възлиза на 107 892 MWhe. Приета е прогнозна средна топлинна мощност в размер на 2,433 MWth на мото-час и при 50 200 мото-часа на работа на ИКПТЕЕ се получава 122 141 MWht произведена топлинна енергия от ИКПТЕЕ. Количеството топлинна енергия, произведена от водогрейната част, възлиза на 72 795 MWht и е разликата от общото количество произведена топлинна енергия в размер на 194 936 MWht и произведеното количество топлинна енергия от ИКПТЕЕ в размер на 122 141 MWht.

#### СПРАВКА № 5 – ТИП-ПРЕНОС

През новия ценови период 01.07.2021 - 30.06.2022 г. количеството топлинна

енергия за разпределение се планира в размер на 136 758 MWh, които включват топлинна енергия за отопление – 61 000 MWh и за битово-горещо водоснабдяване – 75 758 MWh.

Топлинна енергия за отопление

Топлинната енергия за отопление за ценовия период 01.07.2021- 30.06.2022 г. се

определя въз основа на анализа показателя по отчетни данни по години и очакваното реализирано количество топлинна енергия към края на отоплителен сезон 2020/2021 г. За новия регулаторен период очакваното количество топлинна енергия за отопление се планира в размер 61 000 MWh, при средна външна температура за отоплителните месеци 7,27 оС и обща сума на ден-градусите за годината 2 030.

Топлинна енергия за битово-горещо водоснабдяване (БГВ)

Количеството топлинна енергия за БГВ за регулаторния период 01.07.2021-30.06.2022 г. е планирано с очаквано увеличение от 9,75% спрямо отчетеното за 2020г. и съставлява 75 578 MWh

Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от топлопроводите и съоръженията към тях е определено на база статистическите данни от 2014г. с отчитане на текущото състояние на топлопреносната мрежа и външните метеорологични условия. Планираната стойност на този показател за регулаторен период 07.2021-06.2022г. в размер на 45 500 MWh е с 4,16 % по-високо от средноаритметичната стойност на показателя за периода 2017 – 2020г.

Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в абонатните станции.

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от топлоотдаване от съоръженията в АС е определено на база статистическите данни по години от 2017 г. и Методиката за изчисление на технологичните загуби в АС – разработка на ТУ – С.. Приетата стойност на този показател е 4 500 MWh.

Обосновка на прогнозните количества топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа

Прогнозното количество топлинна енергия за технологични разходи от изтичане на топлоносител от водната топлопреносна мрежа за новия ценови период в размер на 4 542 MWh е определено при средна стойност на количеството на изтичащия топлоносител в резултат на пропуски – 7,52 m<sup>3</sup>/h при средни температури на подаващата и обратната мрежова вода съответно 72,28 оС и 48,04 оС.

Общото прогнозно количество топлинна енергия за технологични разходи за периода 01.07.2021-30.06.2022г. е в размер на 54 542 MWh.

Като резултат от изложеното по-горе отпуснатата топлинна енергия към преноса с гореща вода за прогнозния ценови период е в размер на 191 300 MWh.

С писмо вх. No E-14-13-4 от 18.05.2021г. дружеството е представило изисканата

информация с писмо No E-14-00-5 от 11.05.2021 г., като е декларирало, че получените приходи от присъдени юрисконсултски възнаграждения през 2020 г. са в размер на 2 915,03 лв., а за периода 01.02.2020 – 31.03.2021 г. възлизат на 1 490,97 лв. Същите се отнасят за съдебни дела, заведени във връзка със събиране на вземанията от топлинна енергия. След прегледа на представената от дружеството информация е констатирано следното: Прогнозните количества реализирана електрическа енергия са завишени с 9,35% спрямо отчетните за ценовия период. Отчетените количества реализирана топлинна енергия с гореща вода за ценовия период са занижени със 7,46% спрямо новия ценови период.

Прогнозните технологични разходи по преноса на топлинна енергия с гореща вода са увеличени с 6,70% 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 48,85% спрямо отчетените през предходния ценови период (01.07.2020 – 30.06.2021 г.), в резултат на увеличените разходи за ремонт с 251,56% и разходи, пряко свързани с регулираните дейности по ЗЕ, със 135,14%. През следващия регулаторен период, дружеството предвижда ръст на общата стойност на инвестиционните разходи с 52,38%.

Образуване на цените

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

- разходите за ремонт са коригирани от 2 250 хил. лв. на 440 хил. лв. или с 1 810 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., завишена допълнително с 11,14%, поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020 г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно:

- планирани ремонти за ценовия период – 640 хил. лв.;

- изпълнени ремонти за 2020 г. – 440 хил. лв., съгласно представените данни и

В съответствие с т. 1.2 от общия подход;

- разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 649 хил. лв. на 3 102 хил. лв. или с 547 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 842 хил. лв. на 695 хил. лв. или с 147 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход;

- разходите за външни услуги, като част от променливите разходи, са коригирани от 2 330 хил. лв. на 2 050 хил. лв. или с 280 хил. лв., до нивото на отчетените през 2020 г., завишени с 12% в съответствие с увеличението на количествата произведена енергия през новия ценови период със същия процент;

- разходите за емисии парникови газове (CO<sub>2</sub>) са коригирани от 6 293 хил. лв. на 7 069 хил. лв. или със 776 хил. лв., като необходимите количества за дружеството през новия ценови период в размер на 70 866 t се умножат по икономически обосноваваната цена на емисиите за периода от 51 евро/t,

съгласно т. 13 от общия подход. На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталация по ЗОИК за 2020 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 01.07.2021г. – 30.06.2022г. 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:

Прогнозни емисии CO<sub>2</sub> – 70 866 t

Прогнозна цена на закупени емисии CO<sub>2</sub> – 51 евро/t (99,75 лв./t)

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub>: 70 866 t X 99,75 лв./t = 7 069 хил. лв.

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: природен газ - 37 261 km<sup>3</sup> и слънчогледови пелети - 4 372 t.

2. В справка No 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 No 3 „Н. на възвръщаемост на капитала“ е извършена корекция на общата норма от 7,47% на 4,32% в съответствие с глава втора, раздел III, 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 новия регулаторен/ценови период, като среднопретеглена стойност, към която се добавят цените за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа за отчетения ценови период, по данни, представени от дружествата, както следва:

1. Прогнозни количества природен газ по месеци са съгласно справка „Спецификация“ 2021 - 2022г., предоставена от дружеството;

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ – 46,44 лв./MWh;

3. Цени за пренос и капацитет през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа - 0,61+3,02 =3,63 лв./MWh, изчислени от дружеството в съответствие с режима на потребление на природен газ.

Крайна цена на природен газ – 50,07 лв./MWh.

II. След проведеното открито заседание на 02.06.2021 г. с писмо с вх. No E-14-13-7 от 02.06.2021 г. дружеството е представило становище относно Доклада и направените корекции на разходите на „Топлофикация Бургас“ АД. Относно постъпилото възражение Комисията счита по отношение:

1. К. на разходите за ремонт и заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни и социални плащания - Възраженията на дружеството не се приемат. С ежегодното определяне на цени първи юли на съответната година Комисията определя цялостна разходна рамка за следващия ценови период - рамка от прогнозни разходи, в много голяма степен съобразена с отчетните такива в контекста на обективните изменения на ценовите нива на основните параметри като горива, емисии и т.н. В същото време основно задължение на

Комисията е да следи за баланса на интересите на дружествата от една страна и клиентите на услугата „топлинаоснабдяване“ от друга. В ситуация като сегашната, а именно при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 70,12% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 30,50 лв./MWh през изминалия ценови период на 45,76 лв./MWh през новия период, т. е. с 50%, при цена на въглеродните емисии от 22 евро/t през изминалия ценови период на 51 евро/t през новия период, т. е. със 132% цената на услугата топлинаоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. При подобна ситуация инструментите за въздействие на Комисията върху крайните цени са изчерпани в голяма степен. В този момент повишаването на разходите за заплати и възнаграждения и разходите за ремонт дори с минимален процент е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Задължение на дружеството е да следва заложената му регулаторна рамка от страна на регулатора. В случай че ръководството на дружеството счете, че разходите за работна заплата са недостатъчни за задържането и привличането на квалифициран персонал или допълнителни разходи за ремонтни дейности, то евентуалното повишение би следвало да бъде за сметка на утвърдената от Комисията възвръщаемост на капитала в рамките на утвърдените цени.

2. Възражението на дружеството относно корекциите на необходимите приходи се приема. Допуснатата неточност при изчисленията на недовзетия приход, свързана с превалутирането на разходите за емисии, е отстранена.

3. Прогнозна цена на емисии CO<sub>2</sub>. Възражението на дружеството се приема.

В крайното решение на Комисията цената на въглеродни емисии е повишена от 47 евро/t на 51 евро/t, т. е. с 8,5%.

Дружеството притежава централа с обща инсталирана електрическа мощност 17,823 MW. След извършените корекции изчислените цени и елементите на необходимите приходи на „Топлофикация Бургас“ АД за следващия ценови период са следните:

1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 244,42 лв./MWh

2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 119,35 лв./MWh

3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 85,91 лв./MWh

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

▪ Необходими годишни приходи – 38 119 хил. лв., в т. ч.:

о Разходи – 37 265 хил. лв., от които условно-постоянни – 6 452 хил. лв. и променливи – 30 813 хил. лв.

о Регулаторна база на активите – 19 750 хил. лв.

о Н. на възвръщаемост – 4,32%

▪ Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 107 892 MWh

▪ Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 136 758 MWh

III. По въпроси, формулирани от жалбоподателя, в хода на съдебното производство е назначена **Комплексна съдебна технико – икономическа**

**експертиза**, изготвена от вещи лица маг. ик. В. Г. П. и проф. д-р инж. В. Г. К..  
Заклучението е прието като задълбочено и професионално изготвено, като съдът го кредитира изцяло.

След подробното запознаване с предоставените материали и техния икономически и технически анализ, вещите лица дават следното заключение:

**I. По първа задача е направена съпоставка между ценообразуващите елементи на преференциалната цена и премията на електрическа енергия и цените на топлинна енергия съгласно заявлението на „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД и ценообразуващите елементи на съответните цени съгласно Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. Посочени са извършените корекции от КЕВР във всеки ценообразуващ елемент:**

1. Утвърдените условно-постоянни разходи са по-ниски от заявените с 3 948 хил. лв., поради непризнаване на заявените разходи за ремонти (- 1 761 хил. лв., -78%) и разходи за персонал (- 694 хил. лв., -15%), и изчисление на корекцията по чл.24а от НРЦЕЕ и чл.8, ал.10 от НРЦТЕ в различен от заявения от дружеството размер (-1 490 хил. лв.), която е включена в групата на разходите, свързани с регулираните дейности;

2. Увеличението на променливите разходи с 5 137 хил. лв. е резултат от увеличените прогнозни цени на природния газ и на въглеродните емисии (+4 640 хил. лв. и +776 хил. лв., +31% и +12%), въпреки намаление на разходите за външни услуги (- 280 хил. лв., -9%);

3. В Регулаторната база на активите (РБА) увеличението от 148 хил. лв. е поради увеличението на необходимия оборотен капитал (Н.), изчислен като 1/8 от паричните разходи, съгласно т.32.5 от Указания – НВ, 2018 (увеличението е в резултат от нарастването на паричните разходи, заявеният Н. също е бил изчислен като 1/8 от паричните разходи);

4. Намалението на среднопретеглената норма на възвръщаемост с 3,15 процентни пункта (-42%) от 7,47% заявена на 4,32% утвърдена НВ е поради намаление и в двете норми на възвръщаемост – на собствения капитал (-2,62 процентни пункта) и на привлечения капитал (-4,25 процентни пункта);

5. В резултат от намалението на нормата на възвръщаемост се получава значително по-ниска стойност на възвръщаемостта на капитала (854 хил. лв.) от заявената (1 464 хил. лв.) - намаление с - 610 хил. лв. (-42%);

6. Количества електрическа и топлинна енергия са приети в заявения размер;

7. В резултат от извършените корекции – намаление на условно-постоянните разходи и на възвръщаемостта на капитала и увеличение на променливите разходи от увеличените цени на природния газ и на въглеродните емисии, се изчисляват по-висока цена на електрическата енергия (+6,9%) и по-ниска цена на топлинната енергия (-8,8%) от заявените;

**Вторият поставен въпрос на експертизата е: При утвърждаване с Решение № Ц-26 от 01.07.2021г. на разходите за закупуване на необходимите количества квоти за емисии на парникови газове от инсталацията на „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД за производство на електрическа и топлинна енергия, КЕВР спазила ли е 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 протоколно Решение**

**№ 116 от 26.06.2018 г.? Икономически и технически обосновани ли са разходите за необходимите количества квоти за емисии на парникови газове, утвърдени с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г.** При отговора вещите лица е следвало да съобразят и представят отчетни данни за борсовата стойност на закупуване на емисионни квоти и да направят сравнение между тези отчетни данни и средната стойност на цената, приета от КЕВР в Решение № Ц-26 от 01.07.2021г.

1.Вещото лице прави икономически анализ на ценообразуването, като посочва и нормативните изисквания по отношение на разходите за въглеродни емисии.

С измененията и допълненията на двете относими наредби - Наредба№ 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), обн. ДВ. бр.47 от 22.05.2020 г., са въведени нови правила за определяне на разходите за закупуване на квоти въглеродни емисии:

чл.8, ал.9 от НРЦТЕ / чл.24, ал.6 от НРЦЕЕ:

(Нова- ДВ, бр. 47 от 2020 г., в сила от 22.05.2020 г.) За целите на ценообразуването разходите за квоти за въглеродни емисии се изчисляват въз основа на прогнозна цена на въглеродните емисии и прогнозни количества отделени емисии. Прогнозните количества отделени емисии се изчисляват по формулата за изчисляване на годишни емисии от формуляра за докладване съгласно чл.6, ал.1 от Наредбата за условията, реда и начина за изготвяне на докладите и за верификация на докладите на операторите на инсталации и на авиационните оператори и за изготвяне и проверка на заявления на нови участници (ДВ, бр. 75 от 2014 г.) и при отчитане на данните за емисионен фактор, долна топлина на изгаряне и коефициент на окисление съгласно верифицираните доклади на енергийните предприятия по чл.36 от Закона за ограничаване изменението на климата, както и на прогнозните количества горива.

Въведено е също компенсирание на разлики между прогнозните и отчетените разходи за квоти въглеродни емисии и между прогнозните и отчетени разходи за гориво – природен газ:

чл.8 ал.10 от НРЦТЕ / чл.24а, ал.1 от НРЦЕЕ:

(Нова - ДВ, бр. 47 от 2020 г., в сила от 22.05.2020 г.) При утвърждаване на цените на топлинната енергия за следващия регулаторен/ценови период при установяване на разлика от предходния регулаторен/ценови период между прогнозните и отчетените разходи, формиращи разходите за основно гориво-природен газ, и разходите за квоти за въглеродни емисии, необходимите годишни приходи се коригират с тази разлика по следната формула:

$H_t = Q_g * (C_{пг} - C_t) + Q_e * (C_{пе} - C_t) \pm P_{t-1}$ , където:

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

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

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

$C_t$  - отчетена индивидуална цена на природния газ за регулаторния/ценовия период, изчислена въз основа на отчетените помесечни количества потребен



природен газ и постигнатата помесечна цена, като среднопретеглена стойност, към която се добавят отчетените цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа, лв./ MWh;

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

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

ЦII - отчетена средна цена на въглеродните емисии на проведените първични търгове на Европейската енергийна борса за регулаторния период, лв./тон;

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

t - ценовият период.

чл.8, ал.12, съответно чл.24а, ал.2 (Нова - ДВ, бр. 47 от 2020 г., в сила от 22.05.2020 г.) Корекцията по ал. 10 (ал.1 на чл.24а) може да бъде разсрочвана изцяло или частично при спазване на принципите по Закона за енергетиката.

Съгласно т.20.11 от Указания – НВ, 2018:

„За енергийните предприятия с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, количествата емисии въглероден диоксид за производство на електрическа енергия, се определят като верифицираните емисии се умножат с коефициент за разпределение на разходите в производството, изчислен в справка № 6. За дружества, за които са предвидени безплатни квоти, във връзка с модернизацията на подходите за производство на електрическа енергия по чл.10в от Директива 2003/87/ЕО (изменена с Директива 2009/29/ЕО), същите се приспадат от количества емисии въглероден диоксид за производството на електрическа енергия. Разходите за закупуване на емисии въглероден диоксид, се определят въз основа на верифицираните количества емисии въглероден диоксид за производството на електрическа енергия и икономически обоснована цена на емисиите.”

С измененията и допълненията на двете наредби е въведено конкретно изискване разходите за въглеродни емисии да се изчисляват за количествата, които ще бъдат емитирани от производството през предстоящия период по прогнозна цена за закупуването на квотите, в съответствие с приложимия метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала”, при който цените се утвърждават за бъдещ период, и всички ценообразуващи елементи следва да са прогнозни и относими за периода, за който се утвърждават цените.

В разработения електронен модел към Указанията, разходите за въглеродни емисии се изчисляват като произведение на количеството квоти, подлежащи на закупуване, и цената за закупуването им, като тези разходи се включват изцяло в цената на електрическата енергия, с изключение на дела на електрическата енергия за собствени нужди за производство на топлинна енергия.

Изложено по-горе по пункт В.II.7 от анализната част, за разглеждания от експертизата регулаторен период разходите за закупуване на квоти въглеродни емисии са определени, като количеството квоти въглеродни емисии за закупуване е изчислено по формуляра на ИАОС за докладване на емисиите, при вземане предвид на параметрите за емисионен фактор, долна

топлина на изгаряне и коефициент на окисление по отчет на дружеството за 2020 г., за одобреното от КЕВР прогнозно количество природен газ, и количеството квоти е остойностено по цена за закупуване от 51 €/тон.

Приетата от Комисията цена за закупуване на квотите от 51 €/тон е била пазарната цена на Европейската енергийна борса към м.17.06.2021 г.

**В резултат на извършените анализи становището на вещото лице-икономист е, че приложеният от КЕВР начин на определяне на разходите за въглеродни емисии в Решение № Ц-26 / 01.07.2021 г.:**

**-по отношение на подхода – разходите да се отнасят за предстоящия регулаторен период,**

**-по отношение на изчислението на количествата – да се изчисляват по формулата от формуляра за докладване на емисиите на ИАОС и при отчетените параметри за емисионен фактор, долна топлина на изгаряне и коефициент на окисление от верифицираните доклади,**

**-по отношение на цената за закупуване – прогнозна цена (без посочен начин за нейното определяне),**

**е в изпълнение на изискванията на Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), обн. ДВ. бр.47 от 22.05.2020 г., съответства на приложимия метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала” и не противоречи на Указания – НВ, 2018 г. (Указанията не са променени във връзка с измененията и допълненията на двете наредби, като вещото лице-икономист не изказва становище дали има необходимост от това, което е правна преценка).**

## 2.Цени на квоти емисии парникови газове

По данни на Европейската енергийна борса (Е. - Е. Е. Е.), цената за продажба на квоти на първичен пазар към края на м. Юни 2021 г. (преди приемане на Решение № Ц-26 / 01.07.2021 г.) е около 55 €/тон, като към края на 2021г. е достигнала до 80 €/тон, на каквито нива са задържа и към м. Април 2022 г.

Към настоящия момент, на база отчетни данни от борсата:

- среднопретеглената цена, изчислена на база приходи и търгувани обеми, за втората половина на 2021 г. – 01.07.2021 г. ч 31.12.2021 г., е → 61,53 €/тон,

- към края на 2021 г. цената се е повишила на → 80 €/тон,

- от началото на 2022 г. до 20.04.2022 г. среднопретеглената цена на квотите е 78,99 €/тон,

- а от началото на регулаторния период 01.07.2021 г. до момента 20.04.2022 г., среднопретеглената цена е 67,82 €/тон.

Подробните данни на Е. по периоди са дадени в Приложение № 1 към експертизата.

**След анализ на цените на квотите въглеродни емисии, вещото лице - икономист счита, че приетата от КЕВР цена от 51 €/тон е отразявала текущите пазарни нива на Европейската енергийна борса към средата на м. Юни 2021 г., но продължилото нейно значително нарастване ще доведе до необходимост от нови компенсации на разходи за въглеродни**

**емисии за топлофикационните дружества по чл.24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл.8, ал.10 от НРЦТЕ, които трябва да бъдат включени в цените на електрическата енергия в следващия/следващи регулаторни периоди.**

3.Технически анализ относно обосновааност на разходите за квоти CO<sub>2</sub>

За новия регулаторен период 01.07.2021-30.06.2022г. предстоящите за закупуване емисии въглероден диоксид за производството на електрическа и топлинна енергия са определени в съответствие с изискванията на глава втора, раздел I, т. 20.11 и т. 20.12 от Указания - НВ като от верифицираните количества са приспаднати предвидените безплатни квоти за двата продукта, топлоенергия и електроенергия, съобразно чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87ЕО (изменена с Директива 2009/29ЕО).

Общият разход на природен газ за новия РП е планиран в размер 37 261 xNm<sup>3</sup>, аргументиран с представената в КЕВР обосновка на показатели за очакваната ефективност на работа на съоръженията в Инсталацията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и във водогрейната част на централата.

Прогнозните количества генерирани въглеродни емисии през ценовия период 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., са 70 866 t CO<sub>2</sub>, определени въз основа на утвърдения от МОСВ формуляр с нанесени формули за изчисления, както следва:

Емисионен фактор за природен газ – 55,539 t CO<sub>2</sub>/TJ

Долна топлина на изгаряне на природния газ – 34,244 GJ/xNm<sup>3</sup>

Коефициент на окисление – 100%

Количество на горивото природен газ – 37 261 xNm<sup>3</sup>

П. количество на генерираните емисии – 70 866 t CO<sub>2</sub>

Цялото количество емисии на дружеството е определено като необходимото количество природен газ за ценовия период 37 261 xNm<sup>3</sup> е умножено по емисионния фактор, долната топлина на изгаряне на природния газ, по данни от последната инвентаризация на емисиите на парникови газове за 2020 г., представени по-горе, и коефициент на окисление, равен на 100%.

$(37\ 261 \cdot 34,244 \cdot 55,539) / 1000 = 70\ 866\ t\ CO_2$

Прогнозното количество безплатните квоти за 2021 г за топлоенергия по чл. 10а от Директивата, които следва да бъдат включени в новия регулаторен период, е равно на 0 t, т.к. към датата на подаването на заявлението за РП 01.07.2021 – 30.06.2022 не разполагахме с утвърдените от МОСВ безплатни емисии за топлоенергия по чл. 10 а.

Прогнозното количество безплатните квоти за 2021 г. за електрическа енергия по чл. 10в от Директивата, които следва да бъдат включени в новия регулаторен период, е равно на 0.

В тази връзка са представени изчисленията на необходимите за закупуване емисии на дружеството, за ценови период 01.07.2021 – 30.06.2022 г. при прилагане на подхода за приспадане на безплатни квоти по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО.

-Прогнозното количество генерираните емисии – 70 866 тона CO<sub>2</sub>

-Безплатни квоти за топлинна енергия за битови клиенти, предвидени в във връзка с чл.10а от Директива 2003/87ЕО (изменена с Директива 2009/29ЕО) –

0 t CO<sub>2</sub>

-Безплатни квоти за електрическа енергия чл. 10в в от Директивата – 0 t CO<sub>2</sub>

-Необходимите за закупуване емисии на дружеството се определят, като от прогнозното количество емисии CO<sub>2</sub> за ценови период се изваждат безплатните емисии, разпределине през отчетния ценови период:

$70\,866 - (0 + 0) = 70\,866 \text{ t CO}_2$

Извод:

**Във връзка с горе изложеното експертизата счита, че необходимите количества квоти за емисии на парникови газове, предложените от дружеството и утвърдени с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г., са технически обосновани.**

Данните за цените на въглеродните емисии на Европейската енергийна борса (ЕЕХ), отразяващи тенденциите на промяната им за периода 29.01.2021 – 17.02.2022 г., са представени в Приложение 1.

Предвид отчетената динамика на ръста на борсовите цени на въглеродните емисии, некомпенсираната разлика между прогнозната цена на КЕВР на въглеродните емисии от 51 евро/t и реалните спот цени на емисиите води до значителни допълнителни разходи, поражда реален финансов дефицит и влошава общо финансово – икономическото състояние на дружеството.

Отчитайки горните факти със ръста на цените на емисиите и драстичното поскъпване на природен газ КЕВР излезе с доклад и проектно решение за промени, считано от 01.01.2022г., на утвърдените пределни цени на топлинната енергия и определените преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г.

На 15.12.2021 в сайта на КЕВР е поместено следното съобщение относно отлагане на заседания на КЕВР по всички производства във връзка с регулиране на цени в секторите „Електроенергетика“, „Топлоенергетика“ и „Водоснабдителни и канализационни услуги“:

На 15.12.2021 г. 47-то Народното събрание на Р България прие решение, с което налага мораториум върху цената на електрическата енергия, ВиК услугите и топлинната енергия на нивата на 1 януари 2021г. Поради тази причина, Комисията за енергийно и водно регулиране отлага своите заседания по всички производства във връзка с регулиране на цени в секторите „Електроенергетика“, „Топлоенергетика“ и „Водоснабдителни и канализационни услуги“.

#### 4.Икономическа обоснованост на разходите за квоти CO<sub>2</sub>

На база извършените анализи и установеното съответствие с НРЦЕЕ и НРЦТЕ при изчисляването на количеството въглеродни емисии за закупуване от “ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД, и използваните пазарни нива при определяне на приетата цена за квотите, нелицеизползвател счита, че прогнозните разходи за квоти са икономически обосновани за разглеждания регулаторен период, въпреки че цената от м. Юни 2021 г. се е повишила значително (с над 50%), и тази разлика ще трябва да бъде компенсирана, а

възстановяването на разходите за въглеродни емисии чрез цените на електрическата енергия ще бъде отложено във времето и ще е необходимо дружеството да осигури финансиране за тях.

**На експертизата е поставена като трета задача: Да изчисли разходите за необходимите количества квоти за емисии на парникови газове, отделени от инсталацията на „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД за производство на електрическа и топлинна енергия при прилагане на 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 протоколно Решение № 116 от 26.06.2018г. Как влияе непризнаването на разходи за квоти върху ценообразуването на „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД, утвърдено с Решение № Ц-26 от 01.07.2021г.?**

1.Първоначалната прогнозна ценова рамка на КЕВР на 1 тон емисии CO<sub>2</sub> от КЕВР е 40 евро/t, която беше значително по-ниско от реални към този момент борсовите цени на емисиите. Т. к. по отчет за 2020 г. цената на 1 тон закупените емисии възлезе на 45,4 евро/t, въз основа на тази стойност са изчислени общите разходи за емисиите на CO<sub>2</sub> за РП 01.07.2021 – 30.06.2022 в подаденото заявление на обща стойност 6 293 х. лв:

$70\ 866 * (45,4 * 1,95583) / 1000 = 6\ 293$  хил. лв.

Съгласно Решение № Ц – 26 от 01.07.2021 г. на „Топлофикация – Бургас“ АД са признати следните параметри:

Емитирани CO<sub>2</sub> – 70 866 t;

Изчислените прогнозни количества горива за новия ценови период са: 37 261 km<sup>3</sup>;

За целите на ценообразуването от КЕВР е приета прогнозна цена на CO<sub>2</sub> квоти за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. в размер 51 евро/t CO<sub>2</sub> (99,75 лв./t), която е, по данни на КЕВР, е актуалната спот цена към 17.06.2021 г. на Европейската енергийна борса (съгласно т. 13 от общ подход);

Прогнозни разходи за емисии CO<sub>2</sub> с изчислени, както следва:  $70\ 866\ t * 99,75\ лв./t = 7\ 069$  хил. лв.

Съответно, разходите за емисии CO<sub>2</sub> в Решение № Ц – 26 от 01.07.2021 г. са коригирани от 6 293 хил. лв. на 7 069 хил. лв. или с 776 хил. лв.

Извод:

Предложените от „Топлофикация – Бургас“ АД за закупуване количества квоти за емисии на парникови газове са признати от КЕВР.

При утвърждаване с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. на разходите за закупуване на необходимите количества квоти за емисии на парникови газове от инсталацията на „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД за производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на актуалната спот цена на емисиите към 17.06.2021г., от страна на КЕВР са спазени 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 протоколно Решение № 116 от 26.06.2018 г.

## 2. Влияние върху ценообразуването – икономически анализ

С новите правила, въведени с измененията и допълненията в двете наредби, е предвидено компенсиране на разлики в разходите за емисии (в частта за разлика в цената за закупуване), което може да се извърши изцяло в следващия или разсрочено в следващи регулаторни/ценови периоди. Компенсирането се извършва и в двете посоки – включване на допълнителни разходи в необходимите приходи в следващ/и период/и или намаление на необходимите приходи в случай, че разходите са били изчислени при по-висока прогнозна цена, като по този начин няма да бъдат оцетени и клиентите на продукта електрическа енергия.

От борсовите данни се констатира очаквано превишение на разходите за квоти над включените в утвърдените цени:

$70\,866 \text{ тона} * 68 \text{ €/тон} (133,00 \text{ лв./тон}) = 9\,425 \text{ хил. лв.}$

Включени са били в утвърдените цени разходи на стойност 7 069 хил. лв.

В този случай за топлофикационното дружество ще възникнат следните разходи:

1.) стойността на лихвите върху привлечените средства, с които е финансирано превишението над одобрените разходи, които лихви няма да му бъдат възстановени. Ако финансирането е от собствени средства няма да се получи възвръщаемост, тъй като тази част от разходите не е включена в оборотния капитал;

2.) разликата в разходите при закупуване на квотите по цена по-висока от средната борсова цена за регулаторния период няма да бъде компенсирана, като също ако закупят квотите по цена – по-ниска от средната на борсата, разликата не се предвижда да им бъде изземвана, съгласно формулата по чл.8 ал.10 от НРЦТЕ / чл.24а, ал.1 от НРЦЕЕ;

3.) разликата в разходите за закупено по-голямо количество квоти от одобреното също няма да бъде компенсирана изцяло на дружеството, както и обратното – разлика в разходите от по-малко количество закупени квоти също не се предвижда да бъде иззета напълно - по формулата в наредбата, която включва отчетени количества само по разликата в цената.

Намалението на разходи води до намаление на цените - намаление на разходи се отразява в намаляване на общата стойност на разходите, намаляване на възвръщаемостта на капитала и на стойността на необходимите годишни приходи, и съотношението на необходимите приходи с количествата води до по-ниски цени.

**На база извършените анализи и след проверка на изчислението на корекцията в разходите за закупуване на квоти въглеродни емисии, извършено от КЕВР, експертизата установява:**

**Частта от формулата по чл.24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл.8, ал.10 от НРЦТЕ, относима за разходите за закупуване на въглеродни емисии е приложена правилно и изчислението е математически вярно.**

**Корекцията отразява частично компенсиране на разликата в цената на квотите, тъй като отчетната цена, изчислена от КЕВР е средно-аритметична за периода от 01.07.2020 г. до 14.04.2021 г. (30,97 €/тон) и нарастването на цената до края на регулаторния период не е взето**

предвид (средно-аритметична цена за регулаторния период 35,77 €/тон, средно-претеглена цена за регулаторния период 35,27 €/тон). Тази разлика трябва да бъде включена в корекцията към по-следващия регулаторен период.

Комисията е можела да изчисли разходите за компенсирани до средата на м. Юни 2021г. (средно-претеглена цена 34,33 €/тон), за което пазарни данни са били публикувани, така както е взела предвид пазарната цена към 17.06.2021г. при определяне на прогнозна цена за предстоящия регулаторен период.

Изложено по-горе в анализната част на експертизата, вещото лице - икономист счита, че корекцията по чл.24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл.8, ал.10 от НРЦТЕ не включва пълно компенсирани на разходите за въглеродни емисии както за дружеството, така и за клиентите на продукта електрическа енергия, тъй като не се отчита разликата между одобрени и отчетени количества, които влияят както върху отчитане на разликата в цената, така и на разликата в разходите като цяло.

***Поставен е въпрос: Разходите за ремонтни дейности, заявени от „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД технико-икономически обосновани ли са? Заявените прогнозни разходи за ремонт представляват ли условно-постоянен разход, необходим за осъществяване на лицензионните дейности на „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД по производство на електрическа и топлинна енергия? Как се отразява непризнаването на разходите за ремонти върху възстановяването на икономически обосноваваните разходи за осъществяване на лицензионната дейност на жалбоподателя?***

1. Технически анализ и обосноваване на разходите за ремонтни дейности  
Разходите за ремонт са коригирани от 2 250 х. лв. на 440 х. лв. или с 1 810 х. лв., до нивото на отчетната стойност през 2020 г., завишени с 11,14 %, поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетната стойност през 2020г., като и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период.

Разходите за ремонт посочени в условно-постоянните разходи, са в размер на 2 250 х. лв., в т. ч. 2 100 х. лв. в направление „Производство” и 150 х. лв. в направление „Пренос”. От начислените към направление „Производство” разходи за ремонт – 1 970 х. лв. са отнесени към производството на електрическа енергия, 100 х. лв. за топлинна енергия, а 30 х. лв. общо за двата продукта. Увеличаването на разходите спрямо отчетната 2020 г. в новият регулаторен период се дължи на извършването на междинни ремонти на 10 000 работни часа на газо-бутален двигател (ГБД) № 1, 4, 5, и на 20 000 часа на ГБД № 2, 3 и 6. Тези разходи са включени в разходите за ремонт и поддръжка, тъй като възстановяват производствените характеристики на съоръженията, без да добавят качествени или количествени подобрения и поради този факт са предвидени в ремонтната програма на дружеството.

В разходите за ремонт и поддръжка са включени и планови обслужвания на

водогрейни котли на биомаса – ремонт и профилактика на нагревни повърхнини, както и диагностика и настройка на горивна система на котлите.

Разходите за ремонт са увеличени спрямо същите за предходната година, поради факта, че ще бъдат извършени планови ремонтни дейности по топлопреносната мрежа, целящи намаляване на разхода за добавъчната вода. Идентично с предходното са предвидени и разходи за поддръжка и рехабилитация на абонатните станции.

Разходите за ремонт са условно-постоянни разходи включени в направление „Производство“ и „Пренос“. Посочените разходи в направление „Производство“ са отнесени към производството на топлинна и електрическа енергия. Разходите за ремонт отнесени към производството на електрическа енергия, включват обслужване и поддръжка на газо-буталните двигатели, съгласно изискванията на производителя в периодите между 625, 1 250, 2 500, 5 000, 10 000 и 20 000 мото-часа работа. Разходите за ремонт отнесени към производство на топлинна енергия, включват планови ремонти по водогрейните котли и помпи с цел непрекъснатост на работата през отоплителния сезон.

Посочените разходи в направление „Пренос“ са за обслужване и модернизация на топлопреносната мрежа. Това включва подмяна на амортизирани трасета с такива с предварително изолирани тръби с цел намаляване на топлинните загуби от пропуски и излъчване.

В Решение №Ц-26 от 01.07.2021г. разходите за ремонт са коригирани от 2 250 хил.лв. на 440 хил.лв., които са твърде недостатъчни за изпълнение на ремонтната програма. Разходите за ремонт са завишени спрямо отчетените, поради факта, че се налага междинни ремонти за поддръжка на основните съоръжения, които ремонти възстановяват производствените си характеристики, без да добавят количествени или качествени подобрения.

Всеки един непризнат разход за ремонт, свързан с производството на топлинна и електрическа енергия, води до значително неизпълнение на ремонтната програма както през изминалия, така и през настоящия ценови период.

2. Икономическа обосновааност на заявените разходи за ремонти

„ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС“ АД е включило в обосновката към заявлението за утвърждаване на цени информация за заявените разходи за ремонти<sup>13</sup>.

**Прогнозните дейности не са подробно описани по видове и не са посочени техните стойности. Не се установява друг документ по преписката, който да съдържа детайли и пояснения относно планираните ремонтни дейности. По тази причина вещото лице – икономист счита, че разходите за ремонти не са икономически обосновани в заявения размер.**

3. Влияние върху възстановяването на икономически обосновааните разходи

Непризнаването на разходите за ремонти в заявения размер води до две възможности:

-Ако бъдат извършени повече от одобрените разходи, те трябва да бъдат покрити от възвръщаемостта на капитала, която няма бъде реализирана в утвърдения размер;



-Да не бъдат извършени всички планирани ремонтни дейности, което може да доведе до влошаване на техническите характеристики на съоръженията, повишена аварийност при някои от тях, които са предпоставки за възникване на допълнителни непредвидени разходи.

**Четвъртата поставена задача за вещите лица е: Корекцията в заявените разходи за заплати и възнаграждения, утвърдена с Решение № Ц-26 от 01.07.2021г. съответства ли на Наредба № 1 от 14.03.2017г. за регулиране на цените на електрическата енергия и изискванията на 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 протоколно Решение № 116 от 26.06.2018 г.? Икономически обоснована ли е корекцията и при тази корекция какви нива биха били достигнати на заплатите и възнагражденията в предприятието на „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС“ АД спрямо тези за сектор „Енергетика“ съгласно данните на Националния статистически институт?**

1.Корекцията в заявените разходи за заплати и възнаграждения е в намаление до размера на отчетените за 2020 г. - от 3 649 хил. лв. на 3 102 хил. лв.

Съгласно чл.8, ал.4 от Наредба № 5 / 23.01.2014 г., съответно чл.11, ал.4 от Наредба № 1 / 14.03.2017 г.:

Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите, свързани с лицензионната дейност, като преценява тяхната икономическа обоснованост въз основа на представените от енергийното предприятие писмена обосновка и доказателства като неразделна част от заявлението за цени. Оценката за икономическа обоснованост на разходите и връзката им с изпълнение на лицензионната дейност се извършва въз основа на сравнителни анализи, както и при използване на данни от националната и международната практика и като се вземат предвид отчетените резултати на регулираните енергийни предприятия при отчитане принципите на регулирането по Закона за енергетиката.

Според Указанията – Глава втора, раздел I:

т.15. Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите, като преценява тяхната икономическа обоснованост, въз основа на предоставени от дружествата доказателства за всички или отделни разходи и на база на сравнителни анализи, при използване на данни от националната и международна практика и при отчитане принципите на регулирането по ЗЕ.

т.17. Условно–постоянните разходи (УПР) се прогнозират за едногодишен период и включват пет основни подгрупи: разходи за заплати, разходи свързани с осигурителното законодателство, разходи за амортизации, разходи за ремонти и разходи пряко свързани с дейностите.

Разпоредбите по отношение на разходите са общи, няма изрични текстове относно разходите за заплати и възнаграждения и по какъв начин следва да бъдат преценявани от регулаторния орган.

**След анализ на нормативните текстове, вещото лице-икономист счита, че**

**не се установява несъответствие на корекцията в разходите за заплати и възнаграждения с разпоредбите на двете Наредби и Указанията, тъй като е предвидено КЕВР да утвърждава прогнозен размер на разходите след преценка за икономическата им обосновааност, въз основа на представени от дружествата обосновки и доказателства, и на база сравнителни анализи.**

Не са представени данни по преписката за извършени сравнителни анализи от КЕВР. В общия подход по т.1.3, реферираща към т.1.2 е посочено, че недопускането на увеличения над отчетените разходи или утвърдените за предходния регулаторен период е поради драстичното увеличение на разходите за емисии и цена на природния газ.

Съгласно данните на Националния статистически институт, средната месечна заплата в дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива”, на национално ниво за м.12.2020 г., е в размер на 2 431 лв., а средно за 2020 г. е 2 107 лв. Средната заплата за 2020 г. за региона е 2 178 лв., а за [населено място] 1 842 лв.

От предоставената от дружеството допълнителна информация се установява, че при средносписъчен персонал от 163 човека и разходи за заплати за 2020 г. на стойност 3 072 хил. лв., средната заплата през 2020 г. е била в размер на 1 571 лв./месец (с включени възнагражденията на СД), а без Съвета на директорите, средната заплата е била 1 525 лв./месец.

Сравнено със средната заплата в отрасъла - 2 107 лв., средна заплата в “ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД от 1 571 лв./месец за 2020 г. е по-ниска с 536 лв. или с 34%. Спрямо региона средна заплата в “ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД изостава с 607 лв. или с 38%, а спрямо нивата за [населено място] с 271 лв. - 17%.

***Петата задача, на която е отговорила експертизата е: Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал на жалбоподателя „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД определена ли е от КЕВР с Решение № Ц-26 от 01.07.2021 г. съгласно 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 протоколно Решение № 116 от 26.06.2018 г.? Да се извърши съпоставка на определената от КЕВР норма на възвръщаемост на привлечения капитал със средно претеглената норма на възвръщаемост на привлечения капитал, съобразно договорите сключени от топлофикационното дружество?***

1.Съгласно т.40 от Глава втора, Раздел III от Указания – НВ, 2018:

Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, се изчислява като средно претеглена величина от договорените годишни лихви на заемите и относителното тегло на съответния заем в общата сума на привлечения капитал.

“ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД е включило в Справка № 3 от електронния модел НВПК от 6,06%, като е попълнило частта за привлечен капитал, според която има 4 договора за кредит с остатъци по главниците, по договори от 2006 г. до 2018 г., и 1 договор за финансов лизинг от 2019 г., които са описани също в обосновката към заявлението и са представени техни копия. Изчислената от

дружеството средна норма на възвръщаемост на привлечения капитал на база разходи за лихви е в размер на 6,06%.

В общия подход от Решение № Ц-26 / 01.07.2021 г., т.3.4 е посочено, че цената на привлечения капитал е определена като сума от безрисковата премия и рейтинговия корпоративен спред. Конкретните данни, които са използвани са:

-за безрискова доходност – дългосрочният лихвен процент за оценка на степента на конвергенция за 12 месеца назад, а именно за периода април 2020 г. – март 2021 г., средно - 0,2584%,

-за рейтингов корпоративен спред - пазарната рискова премия за България, определена от проф. Дамодаран към началото на 2021 г. (за 2020 г.) - 1,55%, или Ц. на привлечения капитал - 1,81%.

За сравнение, според данните на БНБ, лихвите по кредити, различни от овърдрафт, за сектор нефинансови предприятия, със срок над 1 до 5 години и над 5 години, за 2020 г. са били средно 3,0% - 3,1%, а за кредити различни от овърдрафт, за сектор нефинансови предприятия, по първоначален матуритет 2,8% - 2,9%.

Определената от проф. Дамодаран цена на дълга преди данъци за 2020г., към 05.01.2021г., за сектор Енергетика за компаниите, включени в група 3. Европа, е 2,69%.

Данните показват, че КЕВР е определила цена на привлечения капитал за топлофикационните дружества, **по-ниска както от лихвите по кредити за 2020г., публикувани от БНБ, така и по-ниска от цената на дълга, определен от проф. Дамодаран** за компании от 3. Европа за 2020 г.

Съгласно т.41 от Указания-НВ, 2018:

Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал, на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация. В Указанията не е посочено към кой момент следва да се вземат предвид статистически данни за пазарни величини.

В резултат от извършените анализи вещото лице-икономист е установило, следното:

**Нормата на възвръщаемост на привлечения капитал на жалбоподателя “ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД не е определена от КЕВР съгласно т.40 от Глава втора, Раздел III от 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 протоколно Решение № 116 от 26.06.2018 г.;**

Използвани са актуални статистически данни на БНБ за дългосрочния лихвен процент (за период от 12 месеца, даден по-горе) и на проф. Дамодаран за пазарната рискова премия за България (за 2020 г., публикувани към началото на 2021 г.), от което може да се приеме, че КЕВР е определила пределна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни и официално публикувана информация;

Възприетият от КЕВР подход **не отчита** датите на сключване на договорите за кредитиране от жалбоподателя и конкретните лихвени нива, **нито се прави съпоставка** с пазарните нива за периодите, когато са сключени тези

договори.

**Във връзка с изложеното, одобрената от КЕВР НВПК не може да се приеме за достатъчно икономически обоснована, тъй като използваният подход не отчита нито индивидуалната цена на дълга на конкретното дружество, нито цената на дълга средно за сектора, нито синтетичния рейтинг, при който добавката (спред за риск) се определя на база показателя „Коефициент на покритие на лихвите“, според рейтинговият клас, в който попада този коефициент.**

По отношение на цената на привлечени средства през предходни периоди би следвало да се анализират условията по конкретните договори, доколкото дружеството не би претърпяло санкции при предоговаряне или предсрочно прекратяване.

В тази връзка становището на вещото лице-икономист е, че при сключване на договори за привличане на чужди средства (кредити, заеми, лизинги) дружествата могат да се ръководят от пазарните нива към момента на договарянето, но не и към бъдещ период, за който лихвените нива не са известни. При определяне на пазарно ограничение на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал следва да се отчитат и периодите, в които са договорени и получени тези привлечени средства и лихвените нива за тези периоди, като могат да бъдат приложени корекции, когато периодът е по-отдалечен във времето.

**Следва въпросът: Съответства ли нормата за възвръщаемост на собствения капитал на 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 протоколно Решение № 116 от 26.06.2018 г.? Икономически обосновани ли са параметрите взети при изчисляване нормата на възвръщаемост на собствения капитал и какви изходни данни са ползвани и взети предвид от КЕВР при определянето ѝ?**

1. Съгласно т.37 от Глава втора, Раздел III от Указания – НВ, 2018:

37. Комисията определя нормата на възвръщаемост на собствения капитал при отчитане на изискванията на чл. 23, т. 4 от ЗЕ, макроикономическата среда и специфичните условия на регулиране на дружествата.

Закон за енергетиката

Чл. 23. (Изм. - ДВ, бр. 54 от 2012 г., в сила от 17.07.2012 г.) При изпълнение на регулаторните си правомощия комисията се ръководи от следните общи принципи:

4. осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите;

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е определена от КЕВР при ползване на Модела за оценка на капиталовите активи – МОКА (С. А. Pricing M. – CAPM), който отчита риска на пазара и риска на структурата на капитала на предприятието, с които се увеличава безрисковата доходност.

Моделът за оценка на капиталовите активи отчита макроикономическата среда, но тъй като е пазарен подход и широко приложим във всякакви сектори на икономиката, не отчита специфични условия на регулиране.

Моделът за оценка на капиталовите активи е подходящ за определяне на НВСК, тъй като отчита фактори като безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието и други, което се изисква по чл. 15, ал.4 от НРЦЕЕ и чл.10, ал.4 от НРЦТЕ:

(4) 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.

**На база преценка на използвания подход, вещото лице – икономист счита, че Моделът за оценка на капиталовите активи като цяло съответства на нормативните изисквания, като не отчита специфични условия в областта на регулирането на енергийните услуги в България и цените за регулиран пазар, за което при необходимост следва да се прилагат допълнителни корекции.**

2. Изложено по т.ІІ.10 от анализната част на експертната, използваните от КЕВР изходни данни са следните:

-за безрискова доходност – дългосрочният лихвен процент за оценка на степента на конвергенция за 12 месеца назад, а именно за периода април 2020 г. – март 2021 г., средно  $\square$  0,2584%,

-в-коэффициент на активите (бета) – взета предвид е в без ливъридж – безлостова в за 2020 г.18 за сектор Енергетика по данни на проф. Дамодаран  $\square$  0,55%, която е преобразувана в лостов – в с ливъридж  $\square$  0,6576, като е отчетена индивидуалната капиталова структура на “ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД и данъчната ставка за България по ЗКПО,

-пазарна рискова премия, определена също по данни на проф. Дамодаран към м.01.2021 г., като сума от пазарната рискова премия за развит пазар  $\square$  4,72%, и добавка за риск за България  $\square$  1,55%, или пазарната рискова премия за България е  $\square$  6,27%.

**На база извършените анализи вещото лице – икономист счита, че МОКА е коректно е приложен и са използвани относими за сектора и за България данни.**

Според поисканото от ответника и прието по делото **допълнително заключение на комплексната експертиза** на база представените от ответника ( на компакт-диск) данни на БНБ за лихвени проценти и обеми по нов бизнес по кредити, различни от овърдрафт, за сектор нефинансови предприятия по период на първоначално фиксиране на лихвения процент, вещото лице е изчислило средна стойност на лихвите по кредити до 1 млн. евро със срок над 5 години, за периода м. април 2020 г. - м. март 2021 г. в размер на. 1,88%. На база същата информация на БНБ, средна стойност на лихвите по кредити до 1 млн. евро със срок над 5 години, за периода м. юли 2020 г. - м. юни 2021 г. се изчислява в размер на 1,76%.

Допълнително са поставени и въпроси във връзка с одобрените прогнозни количества квоти за въглеродни емисии през регулаторен период 01.07.2020г. – 30.06.2021г. и начина, по който са направени изчисленията от КЕВР при определяне на корекцията по чл.8, ал.10 от НРЦТЕ и чл.24а от НРЦЕЕ. Изводът на експертите е, че разликата в разходите за емисии, произхождаща от по-малкото отчетено количество въглеродни емисии от одобреното, не е взета предвид при изчисляване на корекцията по чл.8, ал.10 от НРЦЕ и чл.24а от НРЦЕЕ и не е отнета от дружеството, т.е. с нея не е намален недовзетия приход за разходите за квоти, съответно не са намалени необходимите приходи.

*Установеното от събраните доказателства по делото води съда до следните правни изводи:*

Жалбата е допустима, като подаден в срок и от лице, които има правен интерес.

Разгледана по същество се явява НЕОСНОВАТЕЛНА, по следните съображения:

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. Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия по ал. 1, се определя по начина, посочен в ал. 3 на чл. 33 от ЗЕ, а именно на база индивидуалните разходи за производство и добавка, определена от Комисията по групи производители и по критерии съгласно чл. 24 от Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ). Съгласно чл. 33, ал. 5 от ЗЕ, по предложение на съответното топлопреносно предприятие Комисията определя преференциална цена на топлинна енергия за асоциацията по чл. 151, ал. 1 и за доставчика по чл. 149а от ЗЕ.

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 се определят с наредби за електрическата енергия и топлинната енергия.

Във връзка с решение по протокол № 28 от 21.02.2012 г. на Комисията за прилагане на метод „Н. на възвръщаемост на капитала” за дружествата от сектор „Топлоенергетика” и на основание чл. 36, ал. 1, изр. второ от ЗЕ, са разработени Указания 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 № 116/26.06.2018г. (Указания-НВ).

Правната рамка на метода на ценово регулиране „Н. на възвръщаемост на

капитала” се съдържа в ЗЕ, Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и НРЦЕЕ.

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

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

Съгласно чл. 31 от Закона за енергетиката, при изпълнение на правомощията си за ценово регулиране КЕВР се ръководи освен от принципите по чл. 23 и 24 и от следните принципи:

**1. цените да са недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин;**

**2. цените на енергийните предприятия да възстановяват икономически обосноваването на разходи за дейността им, включително разходите за:**

- а) управление, експлоатация и поддръжка на енергийните обекти;
- б) поддържане на резервни и регулиращи мощности, необходими за надеждно снабдяване на клиентите;
- в) доставка и поддържане на резервите от горива;
- г) ремонти;
- д) амортизации;
- е) съхраняване и преработка на отработено ядрено гориво и радиоактивни отпадъци, извеждане на ядрени съоръжения от експлоатация и ядрена безопасност;

3. извън разходите по т. 2 цените може да включват невъзстановяемите разходи, свързани с прехода към конкурентен енергиен пазар, както и разходите, произтичащи от изпълнение на задължения към обществото, свързани със сигурността на снабдяването, включително за защита на обектите, представляващи критична инфраструктура в енергетиката;

**4.цените да осигуряват икономически обосновавана норма на възвръщаемост на капитала;**

5. цените за отделните групи клиенти да съответстват на разходите за доставка на енергия и природен газ до тези клиенти;

6. ....

Съдът споделя становището, че оспореният административен акт е издаден от компетентен орган и по предвидения в закона ред, а в обжалваната му част

не противоречи на разпоредбите на чл.23, т.5 и чл. 31, т.1, т. 2 и т. 4 от ЗЕ. Установява се от изслушаната и приета по делото съдебна комплексна технико-икономическа експертиза, че извършените от КЕВР корекции в ценообразуващите елементи не са необосновани от икономическа и техническа страна, по отношение на посочените по-долу разходи:

#### 1.Относно разходите за закупуване на недостигащи емисионни квоти

Вещото лице посочва, че с измененията и допълненията на двете приложими наредби е въведено конкретно изискване разходите за въглеродни емисии да се изчисляват за количествата, които ще бъдат емитирани от производството през предстоящия период по прогнозна цена за закупуването на квотите, в съответствие с приложимия метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала”, при който цените се утвърждават за бъдещ период, и всички ценообразуващи елементи следва да са прогнозни и относими за периода, за който се утвърждават цените.

Експертното становище на вещото лице – икономист е, че приложеният от КЕВР начин на определяне на разходите за въглеродни емисии в Решение № Ц-26 / 01.07.2021г. по отношение на подхода – разходите да се отнасят за предстоящия регулаторен период; по отношение на изчислението на количествата – да се изчисляват по формулата от формуляра за докладване на емисиите на ИАОС и при отчетените параметри за емисионен фактор, долна топлина на изгаряне и коефициент на окисление от верифицираните доклади; и по отношение на цената за закупуване – прогнозна цена (без посочен начин за нейното определяне), **е в изпълнение на изискванията** на Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ) и Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), обн. ДВ. бр.47 от 22.05.2020 г., **съответства** на приложимия метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала” и **не противоречи** на Указания – НВ, 2018 г. (Указанията не са променени във връзка с измененията и допълненията на двете наредби).

След анализ на цените на квотите въглеродни емисии, вещото лице - икономист счита, че приетата от КЕВР цена от 51 €/тон е отразявала текущите пазарни нива на Европейската енергийна борса към средата на м. Юни 2021 г., но продължилото нейно значително нарастване ще доведе до необходимост от нови компенсации на разходи за въглеродни емисии за топлофикационните дружества по чл.24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл.8, ал.10 от НРЦТЕ, които трябва да бъдат включени в цените на електрическата енергия **в следващия/следващи регулаторни периоди**. Експертизата счита, че необходимите количества квоти за емисии на парникови газове, предложените от дружеството и утвърдени с Решение № Ц-26 от 01.07.2021г., са **технически обосновани**. Частта от формулата по чл.24а, ал.1 от НРЦЕЕ и чл.8, ал.10 от НРЦТЕ, относима за разходите за закупуване на въглеродни емисии е приложена правилно и изчислението е математически вярно. Корекцията отразява частично компенсиране на разликата в цената на квотите, тъй като отчетната цена, изчислена от КЕВР е средно- аритметична за периода от 01.07.2020 г. до 14.04.2021 г. (30,97 €/тон) и нарастването на цената до края на регулаторния период не е взето предвид (средно-аритметична цена за



регулаторния период 35,77 €/тон, средно-претеглена цена за регулаторния период 35,27 €/тон). Тази разлика трябва да бъде включена в корекцията към по-следващия регулаторен период.

Съгласно чл. 31, ал. 1 ЗЕ при изпълнение на правомощията си за ценово регулиране комисията се ръководи и от принципите по чл. 23 и 24 от същия закон. Според чл. 23, ал. 1, т. 4 ЗЕ при изпълнение на регулаторните си правомощия комисията следва да осигури баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите“.

В писмените си бележки във връзка с тези разходи, процесуалният представител на жалбоподателя адв. Ц. цитира редица решения на ВАС от 2017г., 2019г., 2020г., които абсолютизират принципа по чл.31, ал.2 от ЗЕ, че цените на енергийните предприятия следва да възстановяват икономически обосноваваните разходи за дейността им. Предвид по-новата практика на Върховния административен съд, тезата на жалбоподателя, относно съдържанието на регулаторния принцип по чл.31, ал.2 от ЗЕ не може да се възприеме като правилна, тъй като разпоредбата няма самостоятелно значение, а следва да се тълкува в систематично единство с останалите принципи по чл.31 ЗЕ, в съответствие с общите принципи на регулирането по чл.23 от ЗЕ и с целите на закона по чл.2 от ЗЕ. В условията на регулиран пазар не е приемливо тълкуването, че чрез регулираните цени се възстановяват всички разходи на енергийните предприятия. Така според решение №10672/20.10.2021г. по адм. д. №3733/2021г. на ВАС Трето отделение: „при ценовото регулиране принципът в чл. 31, т. 2 ЗЕ - цените на енергийните предприятия да възстановяват икономически обосноваваните разходи за дейността им, не е единственият принцип, от който КЕВР следва да се ръководи при утвърждаването на цената на енергията.

Обратно на тезата на жалбоподателя, утвърдените от КЕВР цени следва да възстановят икономически обосноваваните разходи за дейността на енергийното предприятие, но тъй като в случая цените са определени след анализ и оценка на представената от дружеството информация, относно размера на икономически обосноваваните разходи, задължение е на регулаторния орган да осигури баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Поради това са спазени принципите, предвидени в чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ, както и всички общи регулаторни принципи, съгласно чл. 23 от ЗЕ.

## 2.Относно разходите за ремонт

Чл. 31, т.2, б. „г“ от ЗЕ поставя изискване цените на енергийните предприятия да възстановяват икономически обосноваваните разходи за дейността им, включително разходите за ремонт. В Решение №Ц-26 от 01.07.2021г. разходите за ремонт са коригирани от 2 250 хил.лв. на 440 хил.лв., които според експертизата са твърде недостатъчни за изпълнение на ремонтната програма. Всеки един непризнат разход за ремонт, свързан с производството на топлинна и електрическа енергия, води до значително неизпълнение на ремонтната програма както през изминалия, така и през настоящия ценови период.

“ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС” АД е включило в обосновката към заявлението за утвърждаване на цени информация за заявените разходи за ремонти.

Прогнозните дейности обаче не са подробно описани по видове и не са посочени техните стойности. Не се установява в друг документ по преписката да се съдържат детайли и пояснения относно планираните ремонтни дейности. По тази причина вещото лице – икономист счита, че разходите за ремонти **не са икономически обосновани в заявления от дружеството размер.**

Разходите за ремонт са условно-постоянен разход по смисъла на НРЦТЕ и НРЦЕЕ. Прогнозните условно-постоянни разходи 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. Прогнозните позиции на УПР за всички топлофикационни дружества – адресати на решението са запазени на нивото на отчетените през 2020г., през отчетния ценови период 01.07.2020 - 30.06.2021г. или намалени в съответствие с променени обстоятелства в приетата производствена програма през новия ценови период. За „Топлофикация-Бургас“ АД разходите за ремонт са коригирани от 2 250 хил. лв. на 440 хил. лв. или с 1 810 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020г., завишена допълнително с 11,14%, поради липса на финансови и организационни възможности на дружеството за извършване на ремонтни дейности значително над отчетената стойност през 2020г., както и значителното неизпълнение на ремонтната програма през изминалия ценови период, а именно: Били са планирани ремонти за ценовия период 2020г. - 640 хил. лв., а са изпълнени ремонти за 2020 г. - 440 хил. лв., съгласно представените данни.

С оглед гарантиране на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, цените на топлинната и електрическа енергия следва да отчитат и възможностите на клиентите да заплащат енергийните продукти. В тази връзка, поради драстичното повишаване на цената на емисиите за въглероден диоксид с над 100%, както и на цената на основното гориво на международните пазари с над 30%, КЕВР е преценила, че дружествата следва да прецизират, реорганизируют и приоритизират разходите си, респективно да търсят възможности за тяхното отлагане във времето с цел запазване на клиентите си на услугата. По тези причини, заявените за новия регулаторен период УПР са допълнително намалени. Посочената мотивация, която КЕВР излага в оспореното решение, според съда, не противоречи на чл.31, т.2, б.“г“ от ЗЕ и допълнена от заключението на вещото лице по отношение на заявените разходи за ремонт, води до извод за неоснователност на жалбата в тази й част.

### 3.Относно разходите за заплати и възнаграждения

След анализ на нормативните текстове, вещото лице-икономист счита, че **не се установява несъответствие на корекцията** в разходите за заплати и възнаграждения с разпоредбите на двете Наредби и Указанията, тъй като е предвидено КЕВР да утвърждава прогнозен размер на разходите след преценка за икономическата им обоснованост, въз основа на представени от дружествата обосновки и доказателства, и на база сравнителни анализи.

Според вещото лице не са представени данни по преписката за извършени сравнителни анализи от КЕВР. В общия подход по т.1.3, реферираща към т.1.2 е посочено, че недопускането на увеличения над отчетените разходи или утвърдените за предходния регулаторен период е поради драстичното увеличение на разходите за емисии и цена на природния газ. Сравнено със средната заплата в отрасъла - 2 107 лв., средна заплата в "ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС" АД от 1 571 лв./месец за 2020г. е по-ниска с 536 лв. или с 34%. Спрямо региона средна заплата в "ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС" АД изостава с 607 лв. или с 38%, а спрямо нивата за [населено място] с 271 лв. - 17%., които са общоизвестни и безспорни.

За всички дружества от сектор „Топлоенергетика“ разходите за заплати и възнаграждения са определени в съответствие с т. 1.3 от общия подход, на стр. 7 от процесното Решение. По отношение на разходите за заплати и възнаграждения и свързаните с тях осигурителни вноски не са допускани увеличения на стойностите в сравнение с отчетените ши утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период. Задържането на повишението на разхода се налага поради вече изложените по-горе аргументи, свързани с драстичното увеличение на разходите за емисии и цена на природния газ“.

За „Топлофикация-Бургас“ АД разходите за заплати и възнаграждения са коригирани от 3 649 хил. лв. на 3 102 хил. лв. или с 547 хил. лв., до нивото на отчетената стойност през 2020 г, в съответствие с т. 1.3 от общия подход, а разходите за начисления за осигурителни вноски и социални разходи са коригирани от 842 хил. лв. на 695 хил. лв. или с 147 хил. лв. до нивото на отчетената стойност през 2020 г., в съответствие с т. 1.3 от общия подход.

Констатациите на КЕВР не се опровергават от експертизата. Съображенията относно драстичното повишаване на разходите за природен газ и за квоти за въглеродни емисии и големият им относителен дял в общите разходи на „Топлофикация - Бургас“ АД се потвърждават в основното заключение. Разликата между одобрената от КЕВР стойност на тези разходи пред 2020г. - 3 649 хил. лв. и отчетената ( т.е. изплатената от ръководството на работниците и служителите) - 3 102 хил. лв. показва, че няма пряка връзка между утвърдената от КЕВР сума на годишни разходи за заплати и възнаграждения и реалните заплати и възнаграждения, поради което направеното сравнение от експертизата на средната заплата в сектора и в региона, съответно града, със заплатите в конкретното дружество е неотнорм аргумент на жалбоподателя. Няма материалноправна разпоредба, която да изисква разходите за заплати и възнаграждения да се определят на база средна заплата в сектора или в региона, поради което КЕВР не е извършила нарушение на правилата за образуване и утвърждаване на цените.

При постановяване на оспорения акт Комисията, противно на твърдението на вещото лице е извършила сравнителен анализ на стойността на предложените прогнозни разходи за заплати и възнаграждения за новия регулаторен период спрямо отчетените разходи за заплати и възнаграждения за базисната година. Този анализ е отразен в приетия по делото доклад № Е-Дк-495 от 21.05.2021 г. от дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“ и „Правна“, относно извършване на регулаторен преглед и утвърждаване на

цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на дружества от сектор „Топлоенергетика“ от 01.07.2021г. На следващо място е извършен анализ на влиянието на разходите за заплати и на останалите разходи върху цената на услугата, съответно възможността същата да бъде заплаща от клиентите на дружеството. Този анализ е отразен, както в доклада така и в мотивната част на обжалвания административен акт.

В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. В тази връзка, по отношение на този разход е прието да не се допускат увеличения на стойностите в сравнение с отчетените или утвърдените стойности в цените през изминалия регулаторен период. Посочено е изрично, че при дял на разходите за природен газ и емисии в структурата на разходите в рамките на 70,12% и при повишения на цената на природния газ от средна цена от 30,50 лв./MWh през изминалия ценови период на 45,76 лв./MWh през новия период, т. е. с 50%, при цена на въглеродните емисии от 22 евро/т през изминалия ценови период на 51 евро/т през новия период, т. е. със 132% цената на услугата топлоснабдяване се повишава драстично само под влиянието на тези два обективни фактора. Отчетено е, че повишаването на разходите за заплати и възнаграждения дори с минимален процент е допълнителен фактор за повишение на крайните цени. Този анализ намира отражение в принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите по чл. 23, т. 4 от ЗЕ, който е част от регулаторните правомощия на КЕВР. В горния смисъл е и актуалната практика на ВАС: Решение № 9082 от 06.08.2021 г. по адм. д. № 9198/2020 г. на ВАС, Трето отделение:“ ... КЕВР не е задължена да одобрява в пълен размер исканията на енергийните дружества за увеличаване на заплатите, а обстоятелството, че средната заплата в сектора е значително по-висока, не може да бъде единствен показател за уважаване на заявлението на дружеството до пълното поискано увеличение. Не може разходите за заплати и възнаграждения да се определят на база средна заплата в сектора. Следва да се съобразят данните за отделните предприятия и с постигането на по-добри резултати в управлението на дружеството “. Също Решение № 9830 от 17.07.2020 г. по адм. д. № 7763/2019 г. на ВАС, Трето отделение, Решение № 10672 от 20.10.2021 г. по адм. дело № 3733/2021 г. на ВАС, Трето отделение.

#### 4.Относно определената норма на възвращаемост на капитала

Според чл.31, т.4 от ЗЕ – цените трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала.

За всички дружества от сектор „Топлоенергетика“ нормата на възвръщаемост на капитала е определена в т. 3 от общия подход, на стр. 7 до стр. 9 от процесното Решение.

Съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от Комисията целева норма на възвръщаемост

на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

Стандартната методология за изчисляване на средната претеглена цена на капитала отчита наличието на различни източници на финансиране на енергийните предприятия. Тя се състои от два компонента: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура. Средната претеглена цена на капитала представлява възвръщаемостта, която инвеститорите очакват като компенсация за риска, който поемат, инвестирайки в дадено дружество. Тя се състои от два фактора: цена на собствения капитал и цена на привлечения капитал. За изчисляване на цената на собствения капитал, Комисията прилага международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи“ (Capital A. Pricing M. - CAPM).

За „Топлофикация –Бургас“ АД с решението на КЕВР е извършена корекция на общата норма от 7,47% на 4,32% в съответствие с Глава втора, раздел III от Указания –НВ и т.3 от общия подход.

В административното производство „Топлофикация-Бургас“ АД не е възразило срещу корекцията на нормата на възвръщаемост, нито по отношение на определянето на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, нито по отношение на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал. В жалбата до АССГ за първи път се правят възражения, само по отношение на нормата на привлечения капитал. Възражението е, че неправилно КЕВР е утвърдила нормата на възвръщаемост на привлечения капитал на база статистически данни на БНБ към 31.12.2020 г.

На стр. 19 от основното заключение вещото лице е установило, че нормата на възвръщаемост е определена от КЕВР като среднопретеглена цена на капитала, съгласно чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ. Ценообразуващият елемент, по смисъла на чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ, който участва при определянето на цените на електрическата и топлинната енергия е именно общата (среднопретеглена) норма на възвръщаемост на капитала.

В допълнение, вещото лице е анализирано и променливите, залегнали във формулата за изчисление на този ценообразуващ елемент, а именно - целевата норма на възвръщаемост на собствения капитал и целевата норма на възвръщаемост на привлечения капитал на енергийното предприятие. По отношение на целевата норма на възвръщаемост на собствения капитал вещото лице потвърждава изчисленията на КЕВР, а по отношение на целевата норма на възвръщаемост на привлечения капитал прави сравнения, но не отрича направените от КЕВР изчисления. Вещото лице представя свои алтернативни начини за определяне на „цена на дълга“, но отново не представя свои изчисления - нито по т.нар. „директен способ“, нито по т.нар. „подход на Синтетичния рейтинг“.

Отчитайки императивния характер на разпоредбите на чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ, съгласно които целевата норма на възвръщаемост на привлечения капитал следва да е в съответствие с пазарната норма, както и обстоятелството, че двата посочени от вещото лице алтернативни начини -

директен способ и синтетичен рейтинг не са нормативно регламентирани и не е ясно дали са в съответствие с пазарната норма, КЕВР е поискала допълнителна експертиза, която да установи статистически данни, относно пазарната норма на привлечения капитал, които отразяват приложението в националната практика на приетите в икономическата литература начини за определяне на цена на дълга.

Статистическа информация за лихвени проценти по кредити за нефинансови предприятия е предоставена от Българската народна банка (БНБ). В тази връзка вещото лице е изследвало официална статистическа информация на БНБ за лихвени проценти и обеми по нов бизнес по кредити, различни от овърдрафт, за сектор нефинансови предприятия по период на първоначално фиксиране на лихвения процент и на стр. 7 в допълнителното заключение е изчислило средна стойност на лихвите по кредити до 1 млн. евро със срок над 5 години - за периода м. април 2020 г. - м. март 2021г. в размер 1,88%, а на стр. 8 в допълнителното заключение, средна стойност на лихвите по кредити до 1 млн. евро със срок над 5 години - за периода м. юли 2020 г. - м. юни 2021г. в размер на 1,76%. Съпоставимо с така установените в експертизата данни за пазарната норма, по смисъла на чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ, КЕВР е определила целевата норма на възвръщаемост на привлечения капитал в размер на 1,81%.

По отношение на посочените в основното заключение алтернативни методи т.нар. „директен способ“ и т.нар. „подход на Синтетичния рейтинг“ вещото лице не представя никакви конкретни изчисления, поради което няма как да се провери дали тези методи биха могли да дадат резултати, които да удовлетворяват императивните изисквания на чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ, съгласно които целевата норма на възвръщаемост на привлечения капитал следва да е в съответствие с пазарната норма.

На следващо място, вещото лице счита, че нормата на възвръщаемост на привлечения капитал на жалбоподателя „ТОПЛОФИКАЦИЯ - Бургас“ АД не е определена от КЕВР съгласно т. 40 от Глава втора, Раздел III от Указанията-НВ. Цитираната т. 40 от Глава втора, Раздел III от Указанията-НВ обаче, не е единственото изискване при определяне на НВПК. В чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ е поставено изрично изискване нормата на възвръщаемост на привлечения капитал да е в съответствие с пазарната норма. В тази връзка, в т.41 от Указанията –НВ е посочено, че „Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал, на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация“.

При прилагане на цитираните императивни изисквания НВПК се изчислява от съответното дружество-заявител по начина, посочен в т. 40 от Указания-НВ, но се утвърждава от КЕВР 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, което не е съобразено от вещото лице. Вещото лице формално е цитирало т. 41 от Указанията-НВ. В допълнение, на стр. 44, във втори булет, е достигнало до извода: „Използвани са актуални статистически данни на БНБ за дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция (за период от 12 месеца, даден по-горе) и на

проф. Дамодаран за пазарната рискова премия за България (за 2020 г., публикувани към началото на 2021 г.), от което може да се приеме, че КЕВР е определила пределна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни и официално публикувана информация“.

Вещото лице е констатирало на стр. 19 от основното заключение, че „Нормата на възвръщаемост е определена от КЕВР като среднопретеглена цена на капитала, съгласно чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и по формулата в чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, съответно чл. 10, ал. 1 и ал. 2 от НРЦТЕ. Нормата на възвръщаемост е изчислена на база целева норма на възвръщаемост на собствения капитал и целева норма на възвръщаемост на привлечения капитал, претеглени според индивидуалната структура на капитала на съответното дружество.“ Изразеното от вещото лице становище, че „възприетият от Комисията подход не отчита датите/периодите на сключване на договорите за кредитиране от жалбоподателя и конкретните лихвени нива, нито се прави съпоставка с пазарните нива за периодите, когато са сключени тези договори“, както и изразеното становище на стр. 46, по задача № 5.1, че „при определяне на пазарно ограничение на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал би следвало да се отчитат и периодите, в които са договорени и получени тези привлечени средства и лихвените нива за тези периоди, като могат да бъдат приложени корекции, когато периодът е по-отдалечен във времето“, според съда не почива на нормативна основа.

Съгласно цитираните от вещото лице чл. 15, ал. 1 от НРЦЕЕ и чл. 10, ал. 1 от НРЦТЕ „Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период“, т.е. няма нормативно изискване да отчита периодите, в които са договорени и получени привлечените средства и лихвените нива за тези периоди, ако биха били по-високи, а следва да определи целева норма на възвръщаемост за прогнозния регулаторен период. С оглед защита интересите на клиентите на регулирания пазар, недопустимо е те да заплащат завишени цени, заради неефективно управление на регулираните дружества чрез сключване на неизгодни кредити. Както и вещото лице посочва, в т. 41 от Указания-НВ не е посочено към кой момент следва да се вземат статистически данни за пазарни величини.

Следователно, не може да се сподели становището, че КЕВР е извършила нарушение на нормативните изисквания при ценовото регулиране, като е приела, в съответствие с правилата на метода „норма на възвръщаемост на капитала“, че всички ценообразуващи елементи имат прогнозен характер и следва да са относими само за предстоящия период. Макар, настоящият състав на АССГ в предишни свои решения, включително и между същите страни, но за друг регулаторен период да е бил на противното мнение, а именно: „цените да са такива, че топлофикационното дружество да може нормално да обслужва кредитите си, без да се налага ежегодно да ги предоговаря“, водещ все пак е принципът на чл. 23, т. 4 от ЗЕ: при утвърждаването на цените е нужно да се осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от топлофикационното дружество в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти, демотивира мениджмънта на дружеството да търси

опции за предоговаряне на условията по договорите за съществуващите кредити, както и създава условия за сключването им при непазарни лихвени нива, в т.ч. и със свързани лица. Това ощетява крайните клиенти и е в нарушение на чл.2, ал.1, т.4 от ЗЕ ( Основните цели на този закон са създаване на предпоставки за енергийни доставки при минимални разходи) и чл.31, т.4 от ЗЕ ( цените да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала).

Предвид изложеното, жалбата се явява изцяло неоснователна и недоказана и следва да се отхвърли. При този изход на делото на ответника се дължат направените разноски за допълнителна експертиза ( 600 /шестстотин/лева) и юрисконсултско възнаграждение в размер на 200/ двеста/ лева, в съответствие с чл.143, ал.4 от АПК, във вр. с чл.78, ал.8 от ГПК и чл.24 от Наредбата за заплащане на правната помощ,  
Воден от горното и на основание чл. 172, ал.2 от АПК Административен съд  
София - град, 11 състав

РЕШИ:

ОТХВЪРЛЯ жалбата на „ТОПЛОФИКАЦИЯ – Бургас“ АД срещу Решение № Ц-26/01.07.2021г. на Комисията за енергийно и водно регулиране /КЕВР/ **в частта по т. 4 от диспозитива**, с която на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, вр. с чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4 и чл. 33, ал. 1 и на основание чл. 21, ал. 1, т. 86, вр. с чл. 33а, ал. 2 от ЗЕ на дружеството се утвърждават пределни цени на топлинната енергия и се определят преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високо ефективен 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 01.07.2021г.

ОСЪЖДА „ТОПЛОФИКАЦИЯ - БУРГАС“ АД да заплати на Комисията за енергийно и водно регулиране юрисконсултско възнаграждение и разноски за експертиза общо в размер на 800 / осемстотин/ лева.

Решението подлежи на касационно обжалване пред Върховния административен съд в 14-дневен срок от връчването му на страните.

СЪДИЯ: