

РЕШЕНИЕ

№ 5379

гр. София, 29.08.2022 г.

В ИМЕТО НА НАРОДА

АДМИНИСТРАТИВЕН СЪД - СОФИЯ-ГРАД, Трето отделение 36 състав,
в публично заседание на 02.06.2022 г. в следния състав:

СЪДИЯ: Наташа Николова

при участието на секретаря Виктория Вълчанова, като разгледа дело номер **7400** по описа за **2020** 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 [фирма] срещу Решение № Ц-28/01.07.2020 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране /КЕВР/, с което на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 2, ал. 2, т. 1, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „Н. на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., по т. 1 на КЕВР, Комисията за енергийно и водно регулиране, считано от 01.07.2020 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, в частта по т. 7. от диспозитива на [фирма]:

7.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 217,77 лв./MWh

7.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 128,34 лв./MWh

7.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,26 лв./MWh

7.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 7.1 и т. 7.3:

- Необходими годишни приходи – 7 340 хил. лв., в т. ч.:

= Разходи – 7 272 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 659 хил. лв. и променливи – 5 614 хил. лв.

= Регулаторна база на активите – 2 085 хил. лв.

= Н. на възвръщаемост – 3,24 %

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 344 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 33 342 MWh.

В жалбата е посочено, че решението, в оспорената му част по т. 7, е незаконосъобразно. Твърди се, че 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 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.

Посочено е също, че в рамките на ценовия период 01.07.2020г. – 30.06.2021г. дружеството има законово задължение да предаде емисионни квоти, което е скрепено с административно-наказателна отговорност. Твърди се, че КЕВР необосновано не е признала разходи за закупуване на квоти за въглеродни емисии, заявени от дружеството-жалбоподател, ведно с техническа обосновка относно необходимото количество емисионни квоти и икономическа обосновка относно цената на необходимото количество емисионни квоти.

Според жалбоподателя, е нарушен 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 частично без уважение с бланкетен аргумент, че признатите разходи се увеличават до достигане на стойност 50 % над отчетната стойност през базисната година.

Изложени са аргументи, че КЕВР незаконосъобразно е намалила разходите за закупуване на електрическа енергия. Сочи се, че корекцията не е обоснована от икономическа и техническа страна, тъй като електрическата енергия е необходима за хидравличния режим на топлопреносната мрежа, с оглед релефа и денивелацията в [населено място] за снабдяване на абонатните станции, собственост на дружеството, съобразно разпоредбата на чл. 137, ал. 1 от ЗЕ.

Необосновано са намалени и технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, тъй като не са съобразени техническите характеристики на топлофикационната мрежа на жалбоподателя и обстоятелството, че няма данни за изменение на топлопреносната мрежа за отчетния период.

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 от НСИ. Заявеният размер не е приет изцяло от Комисията, а в рамките на установеното в т. нар. общ подход увеличение от

8,9 % във връзка с увеличението на минималната работна заплата в страната от 01.01.2020г. по този начин жалбоподателят счита, че е поставен в неравностойно положение, еднаквото третиране изисква не прилагането на един и същ процент увеличение спрямо всички топлофикационни дружества, а изисква общ принцип за изравняване на заплатите до средните за сектора, което означава различен процент, в зависимост от спецификите на всяко дружество.

Посочено е, че КЕВР е извършила незаконосъобразна корекция на разходите за достъп до електропреносната мрежа и за вноски във фонда за сигурност на електроенергийната система.

Нарушен е чл.31, т.4 от ЗЕ – цените трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. Комисията е утвърдила норма на възвръщаемост на капитала на база статистически данни на БНБ към 31.12.2019г. Не е икономически обосновано статистическите данни за лихвените нива към края на 2019г. 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 средно претегления за жалбоподателя размер по правно обвързващи договори за кредит с по-високи лихвени нива води до намаляване на неговата възвръщаемост, което противоречи на чл.31, т.4 от ЗЕ.

Изложени са и аргументи за допуснати съществени процесуални нарушения в административното производство, тъй като Комисията е подхождала формално без да анализира фактите и обстоятелствата, влияещи върху формирането на предложените за утвърждаване цени. Комисията в противоречие с чл.35 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.

Моли се решението на КЕВР да бъде отменено в оспорената му част по т. 7, като преписката бъде върната на КЕВР за ново произнасяне. Претендират се разноски.

В съдебно заседание жалбоподателят се представлява от адв. Ц., който поддържа подадената жалба и моли тя да бъде уважена. Претендира разноски.

Ответникът – Комисия за енергийно и водно регулиране – в съдебно заседание се представлява от юрк. В., която оспорва подадената жалба и моли тя да бъде отхвърлена като неоснователна. Претендира юрисконсултско възнаграждение, както и разноски за възнаграждение на вещите лица в размер на 60 лв.

Заинтересованата страна - Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ - в съдебно заседание не се представлява.

Съдът, след като се запозна с представените по делото доказателства и взе предвид становищата на страните, приема за установено от фактическа страна следното:

С писмо с вх. № Е-14-05-11 от 31.03.2020 г. [фирма] е представило в КЕВР заявление за утвърждаване на цени на електрическа и топлинна енергия, към което е приложило на хартиен и електронен носител прогнозна и отчетна информация, съгласно Писмото на Комисията. Към заявлението не е приложена информация по т. 1.2. и 1.12. от Писмото.

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

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

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

- цена на природен газ - 611,27 лв./кнм³ (без акциз и ДДС) и
- цена на биомаса - 140 лв./t при калоричност 4 500 kcal/kg.

[фирма] е дало своята обосновка на техническо – икономическите данни и прогнозната информация за регулаторния период 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

I. УСЛОВНО-ПОСТОЯННИ РАЗХОДИ

1.РАЗХОДИ ЗА АМОРТИЗАЦИИ

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

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

- Увеличение на разходите за амортизации за производство на топлинна енергия /амортизация на реконструкция през 2019 г. на котел ВК 50/.
- Разходите за амортизация на активи в преноса на топлинна енергия са намалени в сравнение с отчетените за 2019 г., поради изхажбяване на част от активите.

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

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

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

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

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

2. РАЗХОДИ ЗА РЕМОНТИ

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

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

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

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

Общо разходите за ремонт са 737 хил. лв.

3. РАЗХОДИ ЗА ЗАПЛАТИ И ВЪЗНАГРАЖДЕНИЯ

Предвидените разходи за заплати и възнаграждения за прогнозирания ценови период от 01.07.2020 г. до 30.06.2021 г. са 549 хил. лв., като са завишени с 29 хил. лв. в

сравнение с отчетените 520 хил. лв. за 2019 г., поради следните обстоятелства:

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

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

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

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

4. РАЗХОДИ ЗА СОЦИАЛНИ И ЗДРАВНИ ОСИГУРОВКИ, СОЦИАЛНИ РАЗХОДИ

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

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

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

II. ПРОМЕНЛИВИ РАЗХОДИ

Прогнозната информация по приложения изчислителен модел е разработена с действаща цена на природен газ към момента на подаване на заявлението - 611,27 лв./kpm³ без ДДС и акциз на [фирма], който е доставчик на природен газ за [фирма].

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

За ценовия период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. разходите за вода в производството са завишени, във връзка с въвеждането на котел ПТ 10 в действие - за технологични нужди - почистване на димни газове от прах чрез воден скубер и поради повишението на цената на водата от 01.01.2020 г. на ВиК [фирма], В. Т..

[фирма] ползва питейна вода от ВиК [фирма] за технологични нужди.

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

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

Тъй като [фирма] не е лицензирано по ЗЕ като производител на електрическа енергия, дружеството плаща акциз за изразходваното количество природен газ за произведената електрическа енергия.

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

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

Поради забавените плащания за топлоенергия от битови, бюджетни, общински абонати [фирма] се затруднява при плащане на авансовите вноски за природен газ, особено при започване на отоплителния сезон.

Трябва да се отчете и по-високата цена на природния газ, който дружеството купува от [фирма] - на 1000 m³ със 120,23 лв. и обща цена 611,27 лв., без ДДС.

Това налага ползването на кредити за оборотни средства и търсенето на други алтернативни горива за производство на топлинна енергия, с цел намаляване

зависимостта на [фирма] от [фирма].

IV. РЕГУЛАТОРНА БАЗА НА АКТИВИТЕ НА ДРУЖЕСТВОТО

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

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

Всички останали активи, които са свързани пряко с производството на топлинна енергия извън ИКПЕТЕ /котли, помпи, резервоари и др./ са отнесени към производството на топлинна енергия.

Отчетната стойност на ДА, участващи в производството на електрическа енергия е 48% от отчетната стойност на всички активи, участващи в комбинираното производство. База за разпределение е общата мощност на когенератора -5,9 MW, в т. ч. 2,8 MW електрическа - 48% и 3,1 MW топлинна - 52%.

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

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

V. ОБОРОТНИЯТ КАПИТАЛ е определен като не по-висока стойност от 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи за дейностите, като не са включени разходите за амортизации.

След прегледа на представената от дружеството информация КЕВР приема следното в изготвен доклад:

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

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

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

Анализ на възвръщаемостта на собствения капитал на [фирма]:

НВск по отчет за ценовия период е – 570731,56% и е формирана на база отчетените приходи от продажби за регулирания период като произведение на утвърдените цени за електрическа и топлинна енергия и отчетените количества. Отчетеният размер на НВск, спрямо утвърдената е отрицателна величина, която се дължи на намалените продажби на електрическа и топлинна енергия с топлоносител гореща вода и ръст на условно- постоянните разходи.

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

Съществен момент за [фирма] е ниският дял на собствения капитал под 1%, спрямо дела на привлечения капитал от общия капитал, което води до отчетената голяма разлика в размера на НВск.

Образуване на цените:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

корекции:

- разходът на природен газ в комбинираната част на централата и за производство само на топлинна енергия е коригиран с 80 knm^3 до достигане на стойността на общата енергийна ефективност и икономията на първичен енергиен ресурс в рамките на отчетените стойности през 2019 г., в съответствие с т. 5 от общия подход;

- количествата емисии CO_2 за производство на електрическа енергия са преизчислени в зависимост от утвърдените количества горива в горивния микс, съгласно т. 13 от общия подход.

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

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

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

2. Прогнозна индивидуална цена на природния газ - 31,81 лв./MWh;

3. Цени за достъп и пренос през газопреносната, съответно газоразпределителната мрежа- $5,22+12,03+119 = 136,27 \text{ лв./knm}^3$, изчислени от дружеството в съответствие режима на потребление на природен газ.

На база верифицирания доклад на дружеството като оператор на инсталацията по ЗОИК за 2019 г. са изчислени среднопретеглените стойности на показателите на общия микс от гориво - средните стойности на емисионния фактор, долната топлина на изгаряне, коефициентът на окисление на общия микс и количеството гориво за прогнозния период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. Въз основа на утвърдения от ИАОС образец-формуляр за попълване на ежегодната информация от дружествата (с нанесени формули за изчисление) е изчислено общото количество отделени емисии.

4. Прогнозни емисии CO_2 - 14 446 t

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

Прогнозни разходи за емисии CO_2 : $14\,446 \text{ t} \times 43,01 \text{ лв./t} = 621 \text{ хил. лв.}$

От [фирма] е постъпило възражение. След запознаване с постъпилото възражение, КЕВР е приема следното:

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

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

Възражението на дружеството относно корекцията на разходите за въглеродни емисии не е прието. Корекцията не е направена до нивото на отчетената стойност.

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

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

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

Възражението на дружеството относно корекцията на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал от 6,88% на 3,24% не е прието. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията има право да определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В тази връзка е необходимо да бъде извършена корекция на лихвата по взетите от дружеството кредити. По този начин за дружеството ще бъде необходимо да предоговори със съответните си кредитори лихвените нива на взетите кредити, в съответствие с пазарните.

По тези съображения среднопретеглената лихва е в размер на 3,24%. В допълнение следва да се има предвид, че съгласно чл. 23, т. 4 от ЗЕ при утвърждаването на цените Комисията следва да осигурява баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка за регулаторни цели при определянето на ценообразуващите елементи КЕВР следва да се съобразява с пазарните им стойности, за да не допусне ощетяване на едната или другата страна. Също така, според т. 41 от Указания-НВ Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните й величини и/или официално публикувана прогнозна информация. Отчитането на факта, че кредитите са привлечени от дружеството в предходни периоди, когато лихвените нива са били различни и кредитополучателите не са предоговорили лихвените проценти е в разрез с разпоредбата на чл. 2, ал. 1, т. 4, във връзка с чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Това обстоятелство демотивира мениджмънта на дружеството да търси опции за предоговаряне на условията по договорите за

съществуващите кредити, като дори създава условия за сключването на нови такива при непазарни нива, в т. ч. и със свързани лица, с което неоснователно през цените на енергия би увеличило маржа си, съответно оцетило крайните клиенти. Следва да се има предвид, че банките към настоящия момент работят в условия на изключителна конкуренция, като в борбата си за пазарен дял рефинансират, съответно предоговарят лихвените нива до пазарните такива по съществуващите кредити. Съгласно чл. 31, т. 4 от ЗЕ цените на енергийните предприятия следва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала и именно непазарните нива на нормата на възвръщаемост в ущърб на крайните клиенти не е в съответствие с тази норма. Регулаторните правомощия на Комисията включват определянето на пределни стойности на определени разходи, които могат да бъдат заимствани от официални източници, което се извлича и от разпоредбите на чл. 10, ал. 2 от НРЦТЕ и чл. 15, ал. 2 от НРЦЕЕ, според които нормата на възвръщаемост на привлечения капитал е в съответствие с пазарната норма.

Възражението на дружеството относно корекцията на технологичните разходи за пренос на топлинна енергия от 18 353 MWh на 3 703 MWh не е прието с оглед запазване на клиентите на топлофикационната мрежа. Нереално високата цена на услугата отказва потребители от същата, а не осигурява инвестиционни разходи. Комисията счита за неприемливи и високи технологични разходи по преноса на топлинна енергия в размер на 49,54%. В изпълнение на регулаторните си правомощия, Комисията определя пределни нива на определени разходи, с оглед оптимизиране на ценовите нива. Комисията следва да създава пазарна среда, в която да приближава поведението на естествените монополисти до пазарното такова. В случая е извършена оценка и е разгледан допустимият размер на технологичните разходи по преноса на топлинна енергия, които могат да се приемат за целите на ценообразуването. Следва да се има предвид, че в чл. 32, ал. 1 от ЗЕ е регламентирано правомощие на Комисията да регулира цените чрез прилагане на различни методи за регулиране, включително, да определя показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии. В случая са приложени показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии. От друга страна, като ценообразуващ елемент, количествата топлинна енергия са изрично дефинирани в чл. 11 от НРЦТЕ: „Комисията утвърждава прогнозните количества за целите на ценообразуването, включително отпуснатата към преноса топлинна енергия, и за продажба въз основа на оценка на отчетените и прогнозните количества, представени от енергийните предприятия в съответствие с указанията по чл. 4, ал. 5“. В тази връзка прогнозните количества се утвърждават за целите на ценообразуването, като Комисията има право да извърши оценка на представените от енергийните предприятия отчетни и прогнозни количества, както и да утвърди различен от предложения прогнозен размер, при спазване на разпоредбите на ЗЕ.

Възражението на дружеството относно признаването на разходите за достъп до електропреносната мрежа не е прието, тъй като съгласно чл. 30, ал. 6 и чл. 33, ал. 6 от ЗЕ, както и чл. 11, ал. 5 от НРЦЕЕ за целите на регулирането на

цените по чл. 30, ал. 1, т. 1 - 4 и чл. 33 от ЗЕ в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия.

След извършените корекции, изчислените цени и елементите на необходимите приходи на [фирма] за следващия ценови период, посочени в т. 7 от диспозитива на оспореното Решение № Ц-28/01.07.2020 г. на КЕВР са следните:

7.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 217,77 лв./MWh

7.2. Премия по чл. 33а от ЗЕ – 128,34 лв./MWh

7.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 87,26 лв./MWh

7.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 7.1 и т. 7.3:

- Необходими годишни приходи – 7 340 хил. лв., в т. ч.:

= Разходи – 7 272 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 659 хил. лв. и променливи – 5 614 хил. лв.

= Регулаторна база на активите – 2 085 хил. лв.

= Н. на възвръщаемост – 3,24 %

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 20 344 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 33 342 MWh.

По делото е изслушано заключение на комплексна технико-икономическа експертиза., което съдът кредитира като обективно и компетентно дадено. От заключението на вещите лица се установява следното:

Съпоставка на заявените от [фирма] основни ценообразуващи елементи и на утвърдените от КЕВР по Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. е дадена в следната таблица:

№	Ценообразуващ елемент	Мярка	По заявление от 31.03.2020 г.	Съгласно Решение № Ц-28/ 01.07.2020 г.	Разлика (одобро- заявено)
1	2	3	4	5	6
А.	Необходими годишни приходи	хил. лв.	9393	7340	-2 053

I.	Общо разходи, в т.ч.	хил. лв.	9261	7 273	-1988
1	Условно-постоянни разходи, в т.ч.:	хил. лв.	2 287	1659	-628
<i>1.1</i>	<i>Разходи за амортизации</i>	<i>хил. лв.</i>	<i>154</i>	<i>154</i>	0
<i>1.2</i>	<i>Разходи за ремонти</i>	<i>хил. лв.</i>	<i>737</i>	<i>355</i>	<i>-382</i>
<i>1.3</i>	<i>Разходи за възнагражд. и начисл.</i>	<i>хил. лв.</i>	<i>655</i>	<i>680</i>	<i>25</i>
<i>1.4</i>	<i>Разходи, свързани с рег. дейности</i>	<i>хил. лв.</i>	<i>741</i>	<i>478</i>	<i>-263</i>
<i>1.5</i>	<i>Приходи от присъединяване и услуги</i>	<i>хил. лв.</i>		<i>-8</i>	<i>-8</i>
<i>1.6</i>	<i>Приходи от топлоносител</i>	<i>хил. лв.</i>			0
2	Променливи разходи	хил. лв.	6 974	5 614	-1 360
<i>2.1</i>	<i>Разходи за гориво</i>	<i>хил. ле.</i>	<i>4 874</i>	<i>3 773</i>	<i>-1101</i>

2.1.1.	Природен газ	Х.. ЛВ.	4 691	3590	-1101
2.1.2.	Мазут	Х.. ЛВ.			0
2.1.3.	Биогориво	Х.. ЛВ.	183	183	0
№	Ценообразуващ елемент	Мярка	По заявление от 31.03.2020 г.	Съгласно Решение № Ц-28/ 01.07.2020 г.	Разли ка (одобр ено - заявен о)
1	2	3	4	5	6
2.2	<i>Консум., вода, енергия, външни у-ги</i>	<i>хил. лв.</i>	<i>1209</i>	<i>1043</i>	<i>-166</i>
2.3	<i>Разходи за акцизи</i>	<i>хил. лв.</i>	<i>177</i>	<i>175</i>	<i>-2</i>
2.4	<i>Разходи за емисии CO₂</i>	<i>хил. лв.</i>	<i>714</i>	<i>621</i>	<i>-93</i>
II.	Възвръщаемост	<i>хил. лв.</i>	132	68	-64
1	Регулаторна база на активите	<i>хил. лв.</i>	1913	2 085	172

1.1	<i>Призната стойност на активите - натрупани амортизации</i>	ХИЛ. ЛВ.	1729	1729	0
1.2	<i>Необходим оборотен капитал</i>	ХИЛ. ЛВ.	718	890	172
1.3	<i>Финансираня</i>	ХИЛ. ЛВ.	-534	-534	0
2	Среднопретеглена норма на възвръщаемост	%	6.88%	3.24%	-3.64%
2.1	<i>Н. на възвръщаемост на собствения капитал</i>	%	7.00%	5.00%	-2.00%
2.1.a	<i>Дял на собствения капитал</i>	%	0.00%	0.00%	0.00%
2.2	<i>Н. на възвръщаемост на привлечения капитал</i>	%	6.88%	3.24%	-3.64%
2.2.я	<i>Дял на привлечения капитал</i>	%	100.00%	100.00%	0.00%
Б.	Количества				
Г.	Количество произведена електрическа енергия, в т.ч.:	МВтч	21114	21114	0

1	Електрическа енергия за собствени нужди	МВтч	1590	770	-820
2	Количество продадена електрическа енергия и за собствено потребление, в т.ч.:	МВтч	19524	20 344	820
2.1	Количество комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	МВтч	19 524	20 344	820
2.2	Количество комбинирана електрическа енергия от нискоефективно производство	МВтч			0
2.3	Количество некомбинирана електрическа енергия	МВтч			0
И.	Количество произведена топлинна енергия, в т.ч.:	МВтч	39 084	39 084	0
	<i>от комбинираната част</i>		22 713	22 713	0
	<i>от водогрейната и парната част</i>		16 371	16 371	0
1	Топлинна енергия за собствени нужди	МВтч	2 039	2 039	0
№	Ценообразуващ елемент	Мярка	По заявление от 31.03.2020 г.	Съгласно Решение № Ц-28/ 01.07.2020 г.	Разлика (одобрено - заявено)

1	2	3	4	5	6
2	Количество отпусната топлинна енергия към преноса, в т.ч.:	МВтч	37 045	37 045	0
2.1	Топлинна енергия за клиенти с топлоносител гореща вода	МВтч	18 692	33 342	14 650
2.2	Топлинна енергия за технологични разходи с топлоносител гореща вода	МВтч	18353	3 703	-14 650
2.3	Топлинна енергия за разпределение с топлоносител водна пара	МВтч			0
2.4	Топлинна енергия за технологични разходи с топлоносител водна пара	МВтч			0
В.	Цени				
1.1.	Индивидуални разходи за електрическа енергия	лв./МВтч	292.31	293.38	1.07
I.	Преференциална цена на електрическа енергия, в т.ч.:	лв./МВтч	292.31	217.77	-74.54
1.1	Прогнозна пазарна цена за производителите от ВЕКП		X	89.43	

1.2	Премия по чл.33а от ЗЕ		X	128.34	
La	Ц. за некомбинирана електрическа енергия	лв./МВтч	292.31	217.77	-74.54
П.1	Ц. на топлинна енергия с топлоносител гореща вода	лвУМВтч	197.18	87.26	-109.92

От данните в таблицата е видно, че:

1. Утвърдените условно-постоянни разходи са по-ниски от заявените с 628 хил. лв., поради корекции в разходите за ремонти (- 382 хил. лв.), разходите, свързани с регулираните дейности (- 263 хил. лв.) и увеличение на разходите за персонал (25 хил. лв.);
2. Намалението на променливите разходи с 1 360 хил. лв. се получава от намалението на разходите за гориво (-1 101 хил. лв., - 23%), разходите за вода и закупена енергия (-166 хил. лв., - 14%) и намаление на разходите за въглеродни емисии (-93 хил. лв., -13%). Намалението на разходите за акцизи е минимално (-1%) и е резултативно от корекцията на количеството гориво;
3. В Регулаторната база на активите (РБА) увеличението от 172 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 (заявеният Н. не е бил изчислен като 1/8 от паричните разходи, които са по-високи от одобрените);
4. Намалението на нормата на възвръщаемост на собствения капитал (с 2%) не влияе, поради липсата на собствен капитал;
5. Намалението на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал (с -3,64% процентни пункта - от 6,88% на 3,24%) води до същото намаление на среднопретеглената норма на възвръщаемост (НВ), която се формира само от привлечения капитал;
6. В резултат от намалението на нормата на възвръщаемост се получава по-ниска наполовина стойност на възвръщаемостта на капитала - с -64 хил. лв.;
7. Количествата произведена електрическа и топлинна енергия са приети в заявения размер;
8. Намалението на електрическата енергия за собствени нужди води до увеличение на количеството продадена електрическа енергия (последното се отразява на цената на електрическата енергия в понижение);
9. Намалението на топлинната енергия за технологични разходи с 80% (от 18 353 МВтч (49,54%) на 3 703 МВтч (10,00%)), е отнесено в увеличение на количеството топлинна енергия за продажба на клиенти (което се отразява на

цената на топлинната енергия също в понижение);

10. В резултат от намалените разходи, възвръщаемост на капитала и необходимите годишни приходи за регулаторния период, както и увеличението на количествата продадена електрическа и топлинна енергия, се изчисляват значително по-ниски цени на електрическата енергия и на топлинната енергия от заявените.

По отношение на изискванията за разходите за въглеродни емисии, след направен икономически анализ, вещите лица са установили:

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 компенсиране 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:

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

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

Q_g - отчетено количество природен газ за ценовия период, МИ/Л;

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

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

Q_e - отчетено количество въглеродни емисии за регулаторния период, тон;
 C_{pe} - прогнозна цена на въглеродните емисии, лв./тон;
 C_e - 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.

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 2019 г., за коригираните от КЕВР прогнозни количества горива, и е остойностено по цена за закупуване 22 €/тон.

Приетата от Комисията цена за закупуване на квотите от 22 €/тон, според

посоченото в общия подход в решението, е на база пазарни данни на Европейската енергийна борса към м.05.2020 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-28 / 01.07.2020 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).

Относно приспадането на безплатни квоти по чл. 10а и чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО и разходи, които няма да бъдат компенсирани:

- при определяне разходите за въглеродни емисии по Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. не са приспаднати безплатни квоти на [фирма] за предстоящия регулаторен период;

- разходите до размера на одобрените от КЕВР прогнозни количества емисии за закупуване по прогнозна цена ще бъдат възстановени чрез цените текущо през регулаторния период;

- разлики между прогнозните и отчетените разходи за въглеродни емисии за предстоящия период, произтичащи от разлика в цените:

- количеството реално закупени квоти емисии по разликата между прогнозната цена и отчетената средна пазарна цена на Европейската енергийна борса, ще бъдат възстановени в следващия или следващи регулаторни периоди,

- разлики в разходите за емисии, произтичащи от количествата - повече или по-малко закупени квоти от одобрените - няма да бъдат компенсирани на дружествата, съответно на клиентите.

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 м.Юни 2020 г. (преди приемане на Решение № Ц-28 / 01.07.2020 г.) се е повишила от 22 €/тон на 26 €/тон, като към края на 2020 г. е достигнала до 30 €/тон.

Към настоящия момент, на база отчетни данни от борсата:

- среднопретеглената цена, изчислена на база приходи и търгувани обеми, за цялата 2020 г. - 01.01.2020 г. + 31.12.2020 г., е -> 24,42 €/тон,

- за първото полугодие 01.01.2020 г. + 30.06.2020 г. е -> 21,64 €/тон (при значителен спад на цената през м.03-м.04.2020 г. във връзка с пандемията),
- за второто полугодие 01.07.2020 г. + 31.12.2020 г. е -> 26,83 €/тон,
- към края на 2020 г. се е повишила на и преминава над -> 30 €/тон,
- от началото на 2021 г. до края на регулаторния период среднопретеглената цена на квотите е 45,18 €/тон,
- среднопретеглената цена за регулаторния период 01.07.2020 г. - 30.06.2021 г. е 35,27 €/тон.

След анализ на цените на квотите въглеродни емисии, вещото лице - икономист счита, че приетата от КЕВР цена от 22 €/тон е била занижена спрямо пазарните нива към датата на приемане на Решение № Ц-28 / 01.07.2020 г. с 12%, като се отклонява с над 25% от пазарната цена към края на 2020 г. и с над 37% от цената за регулаторния период.

Техническа обосновааност на разходите за квоти CQ₂:

При утвърждаване с Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г. на разходите за закупуване на необходимите количества квоти за емисии на парникови газове от инсталацията на [фирма] за производство на електрическа и топлинна енергия, КЕВР е спазила 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.

Прогнозното количество емисии от производството на електрическа енергия за регулаторния период 01.07.2020г. - 30.06.2021г. е 14 598.01 т. За да се получат заявените от [фирма] разходи за емисии, прогнозното количество е изчислено по цена от 25 евро/тон. Така разходите за емисии са изчислени в размер на 714 хил. лв. КЕВР е намалила необходимите количества емисии за дружеството през новия ценови период в размер на 14 446 т., като е изчислила същите по цена на емисиите 22 евро/тон. Така комисията е намалила разходите за емисии CO₂ с 93 хил. лв., а именно - 621 хил. лв.

Икономическа обосновааност на разходите за квоти CQ₂:

При определяне на разходите за квоти КЕВР е извършила корекции както на количеството (непряко - следва от намалението на количеството природен газ), така и на цената за закупуването им, като по- голяма тежест има корекцията на цената.

По-ниската цена за закупуване на квотите, използвана от КЕВР -> 22 €/тон, която през регулаторния период е нараснала на борсата значително и за регулаторния период среднопретеглената цена е -> 35,27 €/тон, води до необходимост от компенсиране на разходи в следващи периоди, които могат да бъдат значителни по размер.

При това положение признатите от КЕВР разходи за емисии, включени в цените, са занижени и няма да са в състояние да покрият разходите, които [фирма] ще извърши за регулаторния период. По тази причина одобрените разходи за емисии не са икономически обосновани за разглеждания регулаторен период.

Изчисляване на разходите за квоти емисии парникови газове:

На база извършените анализи, се изчисляват следните разходи за квоти за въглеродни емисии на [фирма] за регулаторния период:

> количество квоти за закупуване 14 598 т CO₂ (при заявеното количество природен газ за производство)

- по пазарна цена към датата на приемане на Решение № Ц-28 /01.07.2020 г. от 25,00 €/тон (48,90 лв./тон) - 713 780 лв. (714 хил. лв.)

- по приетата от КЕВР цена от 22,00 €/тон (43,03 лв./тон) одобрените разходи са 628127 лв. (628 хил. лв.)

- по среднопретеглена цена за регулаторния период 35,27 €/тон (68,98 лв./тон) - 1006 960 лв. (1007 хил. лв.)

> за изчисленото от КЕВР количество квоти за закупуване 14 446 т. CO₂ (за коригираното количества гориво природен газ)

- по пазарна цена към датата на приемане на Решение № Ц-28 /01.07.2020 г. от 25,00 €/тон (48,90 лв./тон) - 706 348лв. (706 хил. лв.)

- по приетата от КЕВР цена от 22,00 €/тон (43,03 лв./тон) одобрените разходи са 621586 лв. (621 хил. лв.)

- по среднопретеглена цена за регулаторния период 35,27 €/тон (68,98 лв./тон) - 996 475 лв. (996 хил. лв.)

С нарастването на цената на Европейската енергийна борса разходите за емисии се увеличават, тъй като компенсирането се изчислява по средна борсова цена и не се взема под внимание цената, по която дружеството ги е закупило. От данните в Приложение № 1 се изчислява средна цена на борсата за регулаторния период - 35,27 €/тон, което формира разходи за компенсиране от разликата в цената, в следващ/следващи регулаторни периоди, в не по-малко от 374 874 лв. (375 хил. лв.) (60% по-високи разходи от одобрените).

Влияние върху ценообразуването:

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 ощетени и клиентите на продукта електрическа енергия.

При превишение на разходите за квоти над включените в утвърдените цени, 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 съответно съотношението на необходимите приходи с количествата води до по-ниски цени.

Технически анализ и обосноваване на разходите за ремонтно-възстановителни дейности, съгласно данни съставени в таблица от заключението на вещите лица, на стр. 309 от делото:

От т.1 до т.7 са необходими за нормалната и безаварийна работа на когенератор Wartsila 16V25SG. Това са ремонти и обслужвания свързани с осъществяване на лицензионните дейности на [фирма];

От т.8 до т.10 са необходими за нормалното и безаварийно производство на топлинна енергия от водогрейни и парни котли (осъществяване на лицензионна дейност на [фирма]);

Т.11 - необходим ремонт на покрив на машинна зала застрашаващ безаварийната работа на съоръженията в [фирма], необходими за извършването на лицензионните дейности;

От т. 13 и т.14 са необходими за нормалното топлопренасяне на произведената топлинна енергия до клиентите на [фирма];

Непризнатите разходи могат да доведат до аварии или напълно нефункциониране на производствените мощности и топлопреносната система. Икономическа обосноваване на заявените разходи за ремонти и влияние върху възстановяването на икономически обосноваваните разходи:

[фирма] е представило към заявлението за утвърждаване на цени прогноза за ремонтна програма за периода юли 2020 г. - юни 2021 г.

Прогнозните дейности са подробно описани по видове, посочени са техните стойности и общо планирани средства, включен е и график кога се планира извършването им , като в обосновката са подробно обяснени .

На база така представената обосновка на ремонтната програма за регулаторния период и становището на техническата част на експертизата, вещото лице - икономист счита, че заявените разходи за ремонти са икономически обосновани.

Непризнаването на разходите за ремонти в заявения размер води до две възможности: 1) Ако бъдат извършени повече от одобрените разходи, те трябва да бъдат покрити от възвръщаемостта на капитала, която няма бъде реализирана в утвърдения размер; 2) 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.

Разходите за ремонт представляват условно-постоянен разход, необходим за осъществяване на лицензионните дейности на всички топлофикационни

дружества и по тази причина се включват в част: Условно-постоянни разходи в Справка № 1 от електронния модел.

Разходите за осъществяване на лицензионната дейност по производство на електрическа енергия на [фирма] - за закупуване на електрическа енергия за собствени нужди, са присъщи и необходими. Разходите са свързани с инсталирането на допълнителна котелна инсталация за изгаряне на биомаса за производство на топлинна енергия и нейната експлоатация.

Непризнаването на разходите в заявления размер води до формиране на загуби.

Влияние върху ценообразуването:

Непризнаването на разходи, които е необходимо да бъдат извършени, води до утвърждаване на по-ниски цени от тези с включени всички относими разходи.

Непризнатата част от разходите за закупуване на електрическа енергия за собствени нужди трябва да се заплащат от дружествата за сметка на реализираната възвръщаемост. При изчерпване на възвръщаемостта на капитала за покриване на непризнати разходи се стига до генериране на загуба.

Съпоставка на количествата топлинна енергия за технологични разходи:

Технологични разходи	Мярка	Отчет 2019 01.01.-31.12.	Отчет рег. период		Заявено рег. период		Одобрено от КЕВР за рег. период 01.07.2020- 30.06.2021
			01.07.2019 -30.06.2020		01.07.2020 -30.06.2021		
2	3	4	5		6	7	
Количество	МВтч	12 758	16277		18 353	3 703	
Относителен дял	%	48.98%	53.49%		49.54%	10.00%	

Предходен регулаторен период:

Произведена топлинна енергия - 34 612 MWh

Отпусната от източниците топлинна енергия - 30 431 MWh

Реализирана топлинна енергия - 14 154 MWh

Разлика между отпусната от източниците топлинна енергия и реализираната -16 277 MWh. Тази сума представлява технологични разходи по преноса.

Прогнозни показатели от 07.2020г.:

Произведена топлинна енергия - 39 084 MWh

Отпусната от източниците топлинна енергия - 37 045 MWh Реализирана топлинна енергия - 18 692 MWh

Реализирана топлинна енергия – 18 692 MWh

Разлика между отпусната от източниците топлинна енергия и реализираната - 18 353 MWh. Тази сума представлява технологични разходи по преноса.

Не е технически обоснована корекцията по намаляване на топлинната енергия за технологични разходи по преноса, извършена от КЕВР. За предходния регулаторен период загубите от преноса на топлинна енергия са изчислени в размер на 53% от отпуснатата топлинна енергия. За новия регулаторен период загубите на топлинна енергия са 50%. КЕВР коригира технологичните разходи по преноса на топлинна енергия на 3 703 MWh което е 10% от отпуснатата топлоенергия към клиентите на [фирма]. Така коригираните разходи са значително под размера на разходите за предходния регулаторен период.

Корекцията в количеството за технологични разходи по преноса няма да позволи на [фирма] да осъществи инвестиционно-ремонтната си програма и да достигне признатите средни разходи по преноса за топлофикационните мрежи в страната.

Отражение върху ценообразуването:

Намалението на количеството топлинна енергия за технологични разходи със 14 650 MВтч оставя за сметка на дружеството разходите за производството на тази топлинна енергия, които се изчисляват на стойност 1 024 хил. лв. (при производствена цена от 69,90 лв./M., според одобрените от КЕВР разходи и технически параметри).

С увеличението на количеството топлинна енергия за продажба на клиенти с непризнатите технологични разходи, се увеличава количеството, върху което се разпределят разходите за преноса и възвръщаемостта за преноса и по този начин се намалява изчислимата цена на топлинната енергия с гореща вода. Така не само разходите за производството на непризнатата топлинна енергия за технологични разходи ще останат за сметка на дружеството, но и част от разходите за преноса няма да бъдат възстановени, и част от възвръщаемостта на капитала няма да бъде реализирана (на стойност 254 хил. лв. или общо за сметка на дружеството ще останат 1 278 хил. лв. разходи и нереализирана възвръщаемост).

С намалението на технологичните разходи по преноса и отнасянето им в увеличение на продадените количества КЕВР постига по-ниска цена на топлинната енергия за потребителите, което цели запазване на клиентите на дружеството.

С голямата корекция на технологичните разходи по преноса обаче, многократно превишаваща утвърдената на дружеството възвръщаемост (68 хил. лв.), лошото финансово състояние на [фирма] ще продължи да се

задълбочава (съгласно ГФО - финансов резултат за 2019 г. - загуба 1 595 хил. лв. при отчетени приходи 5 859 хил. лв. или загуба над 25% за 2019 г., загуба за 2018 г. също надвишаваща 25% от приходите, и натрупана загуба до 2018 г. вкл. 10 573 хил. лв.) Необходими са спешни мерки за извеждане на дружеството от това състояние, което е във фактическа неплатежоспособност според данните от годишния му финансов отчет.

Корекцията в заявените разходи за заплати и възнаграждения е в увеличение с 17 хил. лв. -> от 549 хил. лв. на 566 хил. лв. Допуснато е от КЕВР увеличение с 8,9% (каквото е увеличението на минималната работна заплата), на отчетените разходи за възнаграждения за базисната година.

Първоначално с доклада на работната група разходите за заплати са били намалени до размера на отчетените за 2019 г., но възражението на дружеството е прието частично (и на другите дружества също) и е допуснато увеличение на отчетените разходи на дружествата с 8,9%, съгласно приетия общ подход.

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 обосновааност въз основа на представените от енергийното предприятие писмена обосновка и доказателства като неразделна част от заявлението за цени. Оценката за икономическа обосновааност 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 обосновааност, 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. Посочено е в общия подход единствено допускането на увеличение от 8,9% на отчетените разходи за базисната година, колкото е увеличението на минималната работна заплата .

Съгласно данните на Националния статистически институт, средната месечна заплата в дейност „Производство и разпределение на електрическа и топлинна енергия и на газообразни горива“, за м.12.2019 г. е в размер на 2 238 лв., а средно за 2019 г. е 2 043 лв.

От предоставената от дружеството допълнителна информация се установява , че при средносписъчен персонал от 39 човека и разходи за заплати за 2019 г. на стойност 524 хил. лв., средната заплата през 2019 г. е била 1127 лв./месец (с включени възнагражденията на СД), а без Съвета на директорите, средната заплата е била 1 019 лв./месец.

С одобреното увеличение на разходите за заплати и възнаграждения от 8,9% лв. ще се достигне средна заплата в дружеството от 1 227 лв. (при запазване на списъчния брой на персонала).

Сравнено със средната заплата в отрасъла -> 2 043 лв., средна заплата в [фирма] от 1127 лв./месец за 2019 г. е по-ниска със 916 лв. или 45%, а след увеличението за новия регулаторен период изоставането спрямо сектора за 2019 г. ще бъде с 816 лв. или 40%.

Към края на 2020 г. средната заплата в сектора е нараснала на 2 431 лв., а средно за годината е 2107 лв./месец.

Сравнено със средната заплата за отрасъла в региона -> 1467 лв., средна заплата в [фирма] от 1127 лв./месец за 2019 г. е по-ниска със 340 лв. или 23%, а след увеличението за новия регулаторен период ще продължи да изостава с 240 лв. или 16%.

Разходите за осъществяване на лицензионната дейност по производство на електрическа енергия на [фирма] - разходи за достъп до електропреносната мрежа са присъщи и необходими (Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия).

Непризнаването на разходите в заявения размер се отразява в крайния финансов резултат от дейността на дружеството, в посока загуба.

Непризнаването на разходи води до утвърждаване на по-ниски цени от тези с включени всички относими разходи.

Разходите за достъп до Е. трябва да се заплащат от дружествата за сметка на реализираната възвръщаемост, тъй като частта от разходи, които енергийното предприятие следва да извърши за осъществяване на лицензионната дейност, но не се включват в утвърдените цени, се покриват за сметка на възвръщаемостта на капитала, а ако тя не е достатъчна може да формират загуба.

Разходите за осъществяване на лицензионната дейност по производство на електрическа енергия на [фирма] - разходи за ежемесечни вноски във Фонд сигурност на електроенергийната система са присъщи и необходими (чл. 5, т.1 от Наредбата за реда и начина за набирането, разходването, отчитането и контрола на средствата на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“).
Непризнаването на тези разходи в заявения размер се отразява в крайния финансов резултат от дейността на дружеството, в посока загуба.

Икономически анализ:

Съгласно изискванията на Закона за енергетиката:

Чл. 366. (Нов - ДВ, бр. 56 от 2015 г., в сила от 24.07.2015 г.) (1) (Изм. - ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 01.07.2018 г., изм. - ДВ, бр. 103 от 2018 г., в сила от 13.12.2018 г.) Фонд "Сигурност на електроенергийната система", наричан по-нататък "фонда", се създава за управление на средствата за покриване на разходите:

1. извършени от обществения доставчик, произтичащи от задълженията му по чл. 93а и 94, определени с решение на комисията, включително за минали регулаторни периоди;

2. (изм. -ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 21.05.2019 г., изм. -ДВ, бр. 9 от 2021 г., в сила от 02.02.2021 г.) за предоставяне на премия на производител по чл. 162а и производител с обект с обща инсталирана мощност 500 kW и над 500 kW по Закона за енергията от възобновяеми източници, определена с решение на комисията, включително за минали регулаторни периоди;

3. (нова -ДВ, бр. 9 от 2021 г., в сила от 02.02.2021 г.) за лихви, договорени с рамково споразумение между фонда и кредитна или друга финансираща институция за финансиране на проекти за енергийна ефективност; размерът на финансовия ресурс, който фондът предоставя за лихви, се утвърждава от комисията по предложение на председателя на фонда.

(2) (Доп. - ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 01.07.2018 г.) Плащането към обществения доставчик и производителите за покриване на разходите със средства от фонда се извършва ежемесечно.

(3) Фондът е юридическо лице със седалище С..

Чл. 36д. (Нов-ДВ, бр. 56 от 2015 г., в сила от 24.07.2015 г.) (1) Средствата на фонда се набират от:

1. вноските по чл. 36е;

2. приходите, получени от търговете за продажба на квоти почл. 57, ал. 1 от Закона за ограничаване изменението на климата, които се използват за развитие на възобновяеми енергийни източници;

3. приходите от лихви, включително по просрочени плащания на вноските по т. 1;

4. дарения;

5. приходите от статистически прехвърляния на енергия от възобновяеми източници, които се използват за развитие на възобновяеми енергийни източници;

6. (нова - ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 01.07.2018 г., отм. - ДВ, бр. 103 от 2018 г., в сила от 13.12.2018 г.)

7. (нова-ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 01.07.2018 г.) приходите от цената и/или компонентата от цена по чл. 30, ал. 1, т. 17.

Чл. 36е. (Нов - ДВ, бр. 56 от 2015 г., в сила от 24.07.2015 г.) (1) (Изм. - ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 21.05.2019 г.) Вноски във фонда в размер 5 на сто дължат ежемесечно:

1. (доп. -ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 01.07.2018 г., доп. -ДВ, бр. 9 от 2021 г., в сила от 01.01.2021 г.) производителите на електрическа енергия от приходите от продадената електрическа енергия без ДДС, а за тези, които получават премия по чл. 162а и по Закона за енергията от възобновяеми

източници и от приходите от нея без ДДС. Производителите на електрическа енергия от енергиен обект за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници или от зелен водород, въведен в експлоатация след 1 януари 2021 г., с изключение на производителите по чл. 24, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници, на които електрическата енергия се изкупува при условията на чл. 31 от същия закон, не дължат вноски във фонда;

2. (отм. - ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от 21.05.2019 г.)

3. (нова - ДВ, бр. 47 от 2016 г.) операторът на електропреносната мрежа от приходите за достъп и пренос на електрическа енергия без ДДС;

4. (нова-ДВ, бр. 47 от 2016 г.) операторите на газопреносни мрежи от приходите от достъп и пренос на природен газ без ДДС;

5. (нова - ДВ, бр. 47 от 2016 г.) операторите на съоръжения за съхранение на природен газ от приходите от достъп и съхранение на природен газ без ДДС.

(4) За целите на ценовото регулиране в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за вноски по ал. 1.

(5) (О. - ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 01.07.2018 г., нова - ДВ, бр. 41 от 2019 г., в сила от

21.05.2019 г.) За целите на данъчното облагане внесените във фонда вноски се признават за текущи разходи за дейността.

От цитираните нормативни изисквания се установява, че [фирма] като производител на електрическа енергия и като такъв получаващ премия по чл. 162а от ЗЕ, дължи вноски във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ („Фонда“) - ежемесечно, в размер на 5% от приходите от продадената електрическа енергия без ДДС.

Следователно разходите, които дружеството прави за вноски във Фонда, са присъщи и необходими за лицензионната му дейност по производство на електрическа енергия и се признават за разходи за дейността за целите на данъчното облагане.

С чл.36е, ал.4 от ЗЕ обаче, вноските във Фонда са изключени от признатите разходи за целите на ценовото регулиране, което означава тези разходи да се покриват от възвръщаемостта на капитала на дружеството, като намаляват утвърдения ѝ от КЕВР размер.

На база определената от КЕВР преференциална цена на електрическата енергия от 217,77 лв./МВтч се изчисляват разходи за Фонд „СЕС“ от порядъка на 222 хил. лв. Разходите за достъп, непризнати в цените, по утвърдената на Е. цена от 2,26 лв./МВтч ще бъдат около 46 хил. лв. Или общо разходи за достъп и за вноски за Фонд „СЕС“ - 268 хил. лв., които не се включват в цените (извън другите непризнати или намалени разходи). За сравнение определената и включена в цените възвръщаемост на капитала е на стойност 68 хил. лв. и няма да бъде достатъчна да покрие разходите за достъп и за фонд „СЕС“, като дружеството ще формира загуба за регулаторния период.

Влиянието върху ценообразуването, както беше посочено и при отговорите на някои предходни задачи, се изразява в изчисляване на по-ниски цени, тъй като вноските във Фонда не се признават за включване в необходимите приходи при определяне/утвърждаване на регулираните цени.

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

40.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.

[фирма] е включило в Справка № 3 от електронния модел НВпк от 6,88%, като е попълнило частта за привлечен капитал, според която има 7 договора с остатъци по главниците, по договори от 2005 г. до 2018 г., които са описани и в обосновката към заявлението.

Изчислената от дружеството средна норма на възвръщаемост на привлечения капитал на база разходи за лихви към остатъците по главниците е в размер на 6,88%.

Съгласно електронния модел, на база лихвените проценти по договорите спрямо общия размер на отпуснатите кредити, среднопретеглената НВпк е 6,63% .

При определяне на утвърдената среднопретеглена норма на възвръщаемост, КЕВР е приложила пазарно ограничение, като е взела предвид норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 3,24% по официални данни на БНБ за кредити за нефинансови предприятия, за периода към края на предходната 2019 година, позовавайки се на т.41 от Указания-НВ, 2018:

41.Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал, на основата на статистически данни за пазарните й величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

В т.41 на Указанията не е посочено към кой момент следва да се вземат статистически данни за пазарни величини.

В резултат от извършените анализи вещото лице-икономист установи, че нормата на възвръщаемост на привлечения капитал на жалбоподателя [фирма] е определена от КЕВР, с Решение № Ц-28 от 01.07.2020 г., съгласно т.41 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., в която точка 41 не е зададен период за пазарна информация, която да бъде използвана.

Одобрената от КЕВР НВпк може да се приеме за икономически обоснована за кредити, получени през периода, за който се отнася - към м.12.2019 г., но не се отчитат влияния като такси за разглеждане и управление на кредита и други, каквито има при повечето банкови заеми.

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 следното:

1. 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.

2. Освен това при приемането на размер на лихвата по публикуваните данни за лихви по кредити за нефинансови предприятия не се отчитат влияния като такси за разглеждане и управление на кредита и други, каквито има при повечето банкови заеми, и които са част от цената на капитала, а в чл.10 от НРЦТЕ и чл.15 от НРЦЕЕ е записано, че Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала, която е равна на прогнозни среднопретеглена цена на капитала, т.е. не става въпрос само и единствено за лихвата, която в някои случаи може да е пълната цена на капитала, а в други случаи лихвата може да не включва всички разходи.

3. Във връзка със становището на КЕВР, дружествата непрекъснато да рефинансират кредитните си средства, следва да се има предвид, че това може да доведе до възникване на непредвидени разходи както по предоговарянето, така и неустойки по прекратяването на действащите договори, които неустойки може да превишават ефекта от договарянето на по-нисък лихвен процент.

Във връзка с изложеното директното прилагане на пазарната лихва към края на последната календарна година без анализ и прилагане на корекции, вещото лице - икономист счита за необосновано от икономическа гледна точка.

Непризнаването от КЕВР на договорената цена на привлечения капитал води до невъзстановяване на разходите за лихви на съответното дружество в пълен размер от относимата за тях норма на възвръщаемост на привлечения капитал. Съгласно посоченото в обосновката към заявлението, годишните разходи за лихви по заеми са на стойност 471 хил. лв., а утвърдената от КЕВР възвръщаемост на капитала, от която следва да бъдат покрити е 68 хил. лв. При наличието на непризнати разходи (за фонд „СЕС“, за достъп до Е., вода, закупена електроенергия, въглеродни емисии, технологични разходи по преноса), описани подробно в анализната част и при отговорите на въпросите по-горе, [фирма] ще продължи да генерира значителни загуби.

При така установената фактическа обстановка, съдът прави следните правни изводи:

Жалбата е допустима, като подадена в срока по чл. 149, ал. 1 от АПК, от страна, имаща правен интерес от оспорване, и срещу подлежащ на съдебен контрол акт.

Разгледана по същество, жалбата е основателна.

Решението в оспорената му част е издадено от компетентен административен орган в съответствие с правомощията му. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от ЗЕ, КЕВР осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. Разпоредбите на чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4 от ЗЕ определят, че на регулиране от Комисията подлежат цените, по които производителите продават топлинна енергия на топлопреносното предприятие и на пряко присъединени клиенти и по които топлопреносното предприятие продава топлинна енергия на клиенти. Съгласно чл. 33, ал. 1 от ЗЕ Комисията определя преференциални цени за продажба на електрическа енергия,

произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централите с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия 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, ал. 1 и ал. 2 от НРЦЕЕ.

Решение № Ц - 28 от 01.07.2020 г. е прието при наличието на кворум с изискуемото мнозинство, от състав на комисията, който съответства на изискванията на закона, подписано е, поради което, съдът намира, че същото е издадено от компетентен орган.

Решение № Ц - 28 от 01.07.2020 г. е постановено при спазване на процедурата, регламентирана в ЗЕ и двете приложими наредби – НРЦТЕ и НРЦЕЕ. КЕВР след представяне на заявлението за утвърждаване на цени на закрито заседание е приела доклад на работната група, назначена за проучване на преписката. Проведено е открито заседание за обсъждане на приетия доклад. На закрито заседание регулаторният орган е приел проект на решение по заявлението, който е подложен на обществено обсъждане. Общественото обсъждане е проведено съгласно изискванията на чл. 14 от ЗЕ – за участие са поканени държавни органи, ведомства, организации, енергийни предприятия, граждани и търговски дружества. Решението на регулаторния орган е взето при извършена преценка на заявленията и обсъждане на становищата на заинтересованите лица на закрито заседание на комисията, след което е публикувано.

Не се констатират и нарушения на административно - производствените правила при постановяването на оспорения акт, не е ограничено правото на заинтересованите лица да изразят своите становища, включително и да представят необходими доказателства, което право е надлежно упражнено от жалбоподателя в административното производство. Въз основа на извършената проверка за законосъобразност по този показател, настоящата съдебна инстанция, прави извод за липсата на съществени процесуални нарушения, обосноваващи отмяна на акта на основание чл. 168, ал. 1 във връзка с чл. 146, т. 3 от АПК.

Съдът приема, че в оспорената му част решението на КЕВР е постановено при противоречие с материалния закон по следните съображения:

1. Относно разходите за закупуване на недостигащи емисионни квоти:

Според чл. 48, ал. 1 от Закона за ограничаване изменението на климата (ЗОИК) [фирма] има задължение до 30 април всяка година да предаде определено количество квоти за емисии на парникови газове, равняващи се на общото количество емисии, отделени от инсталацията през предходната година.

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

заклучението на вещото лице се установява, че за [фирма] не са предвидени безплатни квоти за електрическа енергия за процесния регулаторен период. Вещото лице е направило извод, че определената от КЕВР цена от 22 евро/тон въглеродни емисии е по-ниска от цената към момента на приемане на Решение № Ц- 28 от 01.07.2020 г. Към момента на постановяване на акта се установява тенденцията на покачване на цените на емисионните квоти, като приетата от КЕВР цена от 22 евро/тон е била занижена спрямо пазарните нива 25 евро/тон за месец юни 2020г.

За регулаторен период 01.07.2020 г.-30.06.2021 г. прогнозното количество емисии от производство на електрическа енергия е 14 598,01 т. Прогнозното количество е изчислено по цена 25 евро/тон, като разходите за емисии са определени от дружеството жалбоподател в размер на 714 хил. лв. С решението си КЕВР е намалила необходимите количества емисии за дружеството през новия ценови период в размер на 14 446 т., като е изчислила същите по цена на емисиите 22 евро/тон.

По-ниската цена за закупуване на квотите, използвана от КЕВР, води до необходимост от компенсиране на разходи в следващи периоди, които могат да бъдат значителни. В мотивите си КЕВР не е изследвала данни и прогнози за развитието на пазара на търговия с емисии и очакваните ценови нива през ценовия период. Следователно приетата от комисията цена е икономически необоснована.

2. Относно разходите за ремонт:

Нарушен е чл.31, т.2, б. „г“ от ЗЕ - цените на енергийните предприятия да възстановяват икономически обосноващите разходи за дейността им, включително разходите за ремонт. В прогнозната ремонтна програма за процесния ценови период топлофикационното дружество предвижда разходи необходими за нормалната и безаварийна работа на когенератор Warsild 16V25SG; ремонтни дейности, необходими за нормалното и безаварийно производство на топлинна енергия от водогрейни и парни котли, разходи за ремонт на покрив на машинна зала, ремонти дейности, свързани с нормалното отплопренасяне на произведената топлинна енергия до клиентите на дружеството,. Ремонтите, съответно разходите за извършването им са съпътстващи и присъщи на лицензионната дейност и целят да обезпечат надлежно техническото състояние на съоръженията, непрекъснатостта на производството, поддържането и осигуряването на утвърдените от КЕВР за реализация количества електрическа и топлинна енергия през ценовия период. Извършеното намаление на ремонтните разходи с решението на КЕВР не е обосновано. Липсата на мотиви в оспореното решение по тези съществени въпроси, относно ремонтните разходи, представлява съществено нарушение на административнопроизводствените правила. 3.

3.Относно разходите за закупуване на електрическа енергия за собствени нужди:

От заключението на вещото лице се установява, че разходите за закупуване на електрическа енергия за собствени нужди са необходими за осъществяването на лицензионната дейност на [фирма]. Вещото лице е посочило, че разходите са свързани с инсталирането на допълнителна котелна инсталация за изгаряне на биомаса за производство на топлинна

енергия и нейната експлоатация. Непризнаването на необходими разходи, води до утвърждаване на по-ниски цени от тези, при които са включени всички относими разходи. Непризнатата част от разходите за закупуване на електрическа енергия за собствени нужди при изчерпване на възвръщаемостта на капитала за покриване на тази част, води до генериране на загуба.

Намаляването на разходите за закупуване на електрическа енергия за собствени нужди в заявления от дружеството размер, не е обосновано от КЕВР. В оспореното решение не се съдържат мотиви, от които да бъде направен безспорен извод, че заявените от дружеството разходи за закупуване на електрическа енергия за собствени нужди са завишени без основание, както и че същите са неотнормирани към лицензионната дейност, извършвана от дружеството.

4.Относно разходите за заплати и възнаграждения:

Заявеният размер не е приет изцяло от Комисията, а в рамките на установеното в т. нар. общ подход увеличение от 8,9 % във връзка с увеличението на минималната работна заплата в страната от 01.01.2020г. по този начин жалбоподателят счита, че е поставен в неравностойно положение, еднаквото третиране изисква не прилагането на един и същ процент увеличение спрямо всички топлофикационни дружества, а изисква общ принцип за изравняване на заплатите до средните за сектора, което означава различен процент, в зависимост от спецификите на всяко дружество.

На стр.44 от Заключението на КТИЕ е посочено, че по преписката не са представени данни за извършени сравнителни анализи от КЕВР. Приложен е общият подход – допуснато е единствено увеличение с 8,9% на отчетените разходи за базисната година, колкото е увеличението на минималната работна заплата. Практиката на ВАС по сходни казуси е константна, че приложеният общ процент на увеличение нарушава принципа за равенство, обективизиран в чл.8, ал.2 АПК, който е доразвит в специалната уредба на чл.23, т.5 от ЗЕ - При изпълнение на регулаторните си правомощия Комисията се ръководи от принципа за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти.

5.Относно определената норма на възвръщаемост на капитала:

Нарушен е чл.31, т.4 от ЗЕ – цените трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. Комисията е утвърдила норма на възвръщаемост на капитала на база статистически данни на БНБ към 31.12.2019г. Не е икономически обосновано статистическите данни за лихвените нива към края на 2019г. 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.

В случая, заявената норма на възвръщаемост на привлечения капитал се формира от 7 договора с остатъци по главниците в периода от 2005 г. до 2018 г., които са описани и в обосновката към заявлението, подадено от дружеството до КЕВР.

Вещото лице – икономист счита, че при сключване на договори за привличане

на чужди средства, 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. Освен това, при приемане на размер на лихвата по публикуваните данни за лихви и кредити на нефинансови предприятия не се отчитат влияния като такси за разглеждане и управление на кредита и други, каквито има при повечето банкови заеми и които са част от цената на капитала. Във връзка със становището на КЕВР, дружеството непрекъснато да рефинансира кредитните си средства, според нещата това може да доведе до възникване на непредвидени разходи както по преговарянето, така и неустойки по прекратяването на действащи договори, които неустойки може да превишат ефекта от преговарянето и договарянето на по-нисък лихвен процент.

При определяне на утвърдената среднопретеглена норма на възвръщаемост, Комисията е приложила т.41 от Указания-НВ, 2018, като е взела предвид норма на възвръщаемост на привлечения капитал от 3,24% по официални данни на БНБ за кредити за нефинансови предприятия, за периода към края на предходната 2019 година. Според посочената т.41., Комисията определя пределна пазарна цена на привлечения капитал, на основата на статистически данни за пазарните й величини и/или официално публикувана прогнозна информация. В т.41 на Указанията не е посочено към кой момент следва да се вземат статистическите данни за пазарната цена на привлечения капитал, но КЕВР необосновано приема статистическите данни към края на предходната година, без да обсъди дали са актуални към датата на постановяване на оспореното решение, още по-малко какви са прогнозните стойности през целия ценови период. Освен това, нещата заявява, 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. Т.е. при определяне на пазарно ограничение на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал следва да се отчитат и периодите, в които са получени тези привлечени средства и лихвените нива за тези периоди.

В този смисъл, регулаторният орган е поставил незаконосъобразно ограничения в договарянето на цените на привлечения капитал, въз основа на нивата от последната година и вменява задължения на енергийните предприятия да предоговарят ежегодно сключените от тях договори с банки. Въз основа на това, включването в цените на нормата на възвръщаемост на привлечения капитал под приложимия средно претеглен размер по силата на действащите договори за кредит с по-високи лихвени нива, би довело до намаляване на неговата възвръщаемост, поради което е в противоречие с изискването на чл.31, т.4 ЗЕ – цените да са такива, че топлофикационното дружество да може нормално да обслужва кредитите си, без да се налага ежегодно да ги предоговаря.

6. Относно непризнатите разходи за вноски във фонд „Сигурност на електроенергийната система“, разходи за достъп до електропреносната мрежа и технологичните разходи по пренос на топлинна енергия:

Предвид разпоредбата на чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, според която за целите на

ценовото регулиране в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за вноски по, ал. 1, т.е. вноските във "Фонд сигурност на електроенергийната система", съдът намира, че същите обосновано не са признати от Комисията. Направените в жалбата възражения в тази насока са неоснователни. Цитирана норма е императивна и не предвижда изключения. Според чл. 33, ал. 6 от ЗЕ, за целите на регулирането на цените по ал. 1 - 5 в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи за заплащане на цени за достъп до и/или пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, които се дължат от производители на електрическа енергия. Съдът приема, че правилно КЕВР не е признала заявените от дружеството разходи за достъп до електропреносната мрежа, както и заявените технологичните разходи по пренос на топлинна енергия, тъй като не е предвидена такава законова възможност.

С оглед изложеното, решението в оспорената му част по т. 7 следва да бъде отменено като незаконосъобразно, а преписката да бъде върната на КЕВР за ново произнасяне при спазване на дадените в настоящото решение указания по тълкуването и прилагането на закона.

При този изход на спора на жалбоподателя се дължат разноски на основание чл. 143, ал. 1 от АПК, в размер на 3 474 лв., от които 50 лв. платена държавна такса, 600 лв. депозит за възнаграждение на вещите лица и 2824 лв. допълнителен депозит за възнаграждение на вещите лица.

Така мотивиран и на основание чл. 172, ал. 2 от АПК, Административен съд София-град, III отделение, 36 състав

РЕШИ:

ОТМЕНЯ по жалбата на [фирма] Решение № Ц-28/01.07.2020 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране /КЕВР/, в частта по т. 7, в която на [фирма] считано от 01.07.2020г. са утвърдени пределни цени на топлинната енергия и са определени преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“.

ВРЪЩА преписката на Комисията за енергийно и водно регулиране за разглеждане и произнасяне, съобразно дадените указания по тълкуването и прилагането на закона.

ОСЪЖДА Комисията за енергийно и водно регулиране да заплати на [фирма] с ЕИК[ЕИК], със седалище и адрес на управление: [населено място], [улица], представлявано от управителя Е. К. З., сумата от 3 474 лв. /три хиляди четиристотин седемдесет и четири/, представляваща разноски в производството.

Решението подлежи на обжалване с касационна жалба пред Върховния административен съд в 14-дневен срок от съобщаването му на страните.

СЪДИЯ: