

РЕШЕНИЕ

№ 23405

гр. София, 10.06.2026 г.

В ИМЕТО НА НАРОДА

АДМИНИСТРАТИВЕН СЪД - СОФИЯ-ГРАД, Трето отделение 75 състав, в
публично заседание на 18.05.2026 г. в следния състав:

СЪДИЯ: Геновева Йончева

при участието на секретаря Наталия Дринова, като разгледа дело номер **7712** по описа за **2025** година докладвано от съдията, и за да се произнесе взе предвид следното:

Производството е по чл. 145 и сл. от Административнопроцесуалния кодекс (АПК), във вр. с чл. 13, ал. 9 от Закона за енергетиката (ЗЕ).

Образувано е по жалба „Топлофикация София“ ЕАД, ЕИК[ЕИК], седалище и адрес на управление: [населено място], ул. Я. № 23 Б, представлявано от П. Р. П. и Р. Д. Г., чрез процесуален представител адв. С. К., срещу Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР/Комисията), с което на основание на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8б, чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 33а, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 и чл. 37 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 24, чл. 24б, чл. 49, ал. 1 и чл. 56 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“, приети с решение по протокол № 116 от 26.06.2018 г., считано от 01.07.2025 г. КЕВР е утвърдила пределни цени на топлинната енергия и е определила преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“.

Жалбоподателят оспорва посоченото решение в частта му по т. 1 от разпоредителната му част, отнасяща се до определените на „Топлофикация София“ ЕАД цени и премия, а именно: преференциална цена на електрическа енергия - 713,60 лв./МВтч; Премия по чл. 33а от ЗЕ - 492,73 лв./МВтч; Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода –

135,89 лв./МВтч; Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации чл. 151, ал. 2 от ЗЕ - 131,81 лв./МВтч, при ценообразуващи елементи на изчислените цени: необходими годишни приходи - 912 189 хил. лв., в т. ч.: разходи – 891 068 хил. лв., от които условно – постоянни – 218 118 хил. лв. и променливи - 672 951 хил.лв.; регулаторна база на активите - 413 108 хил. лв.; норма на възвръщаемост - 5,58 %; количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство - 623 510 МВтч; количество топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 726 719 МВтч.

В жалбата са изложени подробни доводи за незаконосъобразност на решението в оспорената му част, като се твърди, че същото е постановено при съществени нарушения на административнопроизводствените правила (чл. 8, чл. 12, чл. 35 и чл. 59 АПК), неправилно приложение на материалния закон и при несъобразяване с целта на закона (чл. 2, ал. 1 ЗЕ). Обосновава се тезата, че КЕВР е извършила технически и икономически необосновани корекции на редица присъщи за лицензионната дейност разходи, с което е нарушила принципа утвърдените цени да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността и да осигуряват предвидима норма на възвръщаемост на капитала съгласно чл. 31 ЗЕ. Жалбоподателят поддържа, че Комисията механично е редуцирала технологичните разходи при пренос (загубите по топлопреносната мрежа) до праг от 16,97%, пренебрегвайки обстоятелството, че реално отчетените от „Топлофикация София“ ЕАД загуби за 2024 г. в размер на 22% са обективно най-ниските в страната. Регулаторът изцяло е пренебрегнал спецификите на столичната инфраструктура, както и императивните изисквания за прилагане на корекционни коефициенти съгласно Наредба № 15 от 28.07.2005 г. за техническите правила и нормативи за проектиране, изграждане и експлоатация на обектите и съоръженията за производство, пренос и разпределение на топлинна енергия, като не е отчетел и фактически извършените инвестиции в подмяната на 181 абонатни станции и сключените 14 инженерингови договора. Наред с това се оспорва извършеното намаляване на прогнозното количество електрическа енергия за собствени нужди с 18 000 МВтч (до 129 090 МВтч), което според дружеството изкуствено завишава прогнозния обем на продажбите на електроенергия. Посочва се, че КЕВР е игнорирала аргументите за степента на амортизация на генериращите мощности и планираното извеждане за ремонт на основните турбогенератори в ТЕЦ „С.“ и ТЕЦ „С. И.“, което налага преминаване към по-енергоемките водогрейни котли и генерира текущ недостиг на приходи от електрическа енергия в размер на 12,9 млн. лева. Дружеството възразява и срещу пълното непризнаване на разходите за инкасиране с мотив, че същите се „дублират“, доколкото тези средства се отчитат по отделна счетоводна сметка и са предназначени за договори с външни платежни оператори, през които преминават две трети от плащанията на битовите потребители, осигурявайки висока събираемост на вземанията и оптимизация на персонала. По отношение на разходите за текущ ремонт се сочи, че неправилно са редуцирани до нивата от предходния отчетен период, без Комисията да анализира нарасналата аварийност през изминалия отоплителен сезон (3 999 аварии), изтеклия експлоатационен ресурс на мрежата и реалния ценови ръст в строително-ремонтния сектор. Този подход принуждава топлофикационното дружество да покрива аварийните ремонти изцяло за сметка на одобрената му възвръщаемост на капитала в нарушение на чл. 31, т. 1 ЗЕ. Жалбоподателят изразява критики и срещу извършените корекции на разходите за въоръжена и противопожарна охрана (където е налице повишение на разходите поради по-високата минимална работна заплата, считано от 01.01.2025 г.), за абонаментно поддържане в преноса, за външни услуги, за технологична вода, за безплатна предпазна храна и за енергия за собствени обекти. Твърди се още, че дружеството е ощетено с около 60 млн. лева при определянето на прогнозните разходи за въглеродни емисии и природен газ. Акцентира се, че кумулативният ефект от всички извършени корекции ще доведе до

обща финансова загуба за „Топлофикация София“ ЕАД в размер на около 116 млн. лева за новия регулаторен период, като за по-голямата част от тези разходни пера (извън газа и емисиите) напълно липсва последващ нормативен компенсаторен механизъм. Според жалбоподателя КЕВР е подхождала изцяло формално, като в акта липсват ясни мотиви за начина на изчисляване на конкретните намаления и за основанията, на които са отхвърлени аргументите и представените към заявлението доказателства. Посочва се също, че Комисията е възприела значително порестриктивни стойности и допълнителни корекции спрямо първоначално публикуваните в Доклада на работната група. По този начин регулираният субект е бил лишен от процесуалната възможност да се запознае с новите утежняващи ценообразуващи параметри, да подаде своевременно възражение и да защити интересите си преди издаването на крайния административен акт. Изтъква се, че спрямо жалбоподателя се прилага видимо дискриминационен подход в сравнение с останалите топлофикационни дружества в страната. Вместо да създава предпоставки за финансова стабилност, енергийна сигурност и качествено задоволяване на потребностите на обществото, обжалваното решение влошава тежкото финансово състояние на оператора и пряко застрашава изпълнението на неговата обществена функция и непрекъснатостта на лицензионната му дейност.

По тези изложени в жалбата и допълнително развити в писмени бележки доводи се претендира отмяна на Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г. в обжалваната му част по т. 1, връщане на преписката на енергийния регулатор със задължителни указания по тълкуването и прилагането на закона, както и присъждане на сторените в производството съдебни разноски съобразно представен списък по чл. 80 от Гражданския процесуален кодекс (ГПК).

Ответникът – Комисията за енергийно и водно регулиране, чрез процесуалния си представител юрк. В., оспорва жалбата. Представя писмена защита. Претендира юрисконсултско възнаграждение. Прави възражение за прекомерност на претендираното от жалбоподателя адвокатско възнаграждение.

Заинтересованата страна – Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, не изпраща представител и не ангажира становище по оспорването.

Административен съд София-град, III отделение, 75-ти състав, като обсъди събраните по делото доказателства, съобрази доводите на страните и на основание чл. 168, ал. 1 АПК извърши служебна проверка на законосъобразността на оспорения административен акт на всички основания по чл. 146 АПК, приема за установено следното:

„Топлофикация София“ ЕАД е титуляр на лицензии за извършване на дейностите по производство на електрическа и топлинна енергия, пренос на топлинна енергия, търговия с електрическа енергия и търговия с природен газ.

На 31.03.2025 г. дружеството е подало заявление с вх. № Е-14-01-6 за утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на преференциални цени и премии за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Към заявлението са приложени изискуемите регулаторни таблици и справки от електронния модел към Указанията за прилагане на метода „норма на възвръщаемост на капитала“ (Указания-НВ), съдържащи отчетна информация за календарната 2024 г. и за текущия тогава регулаторен период от 01.07.2024 г. до 30.06.2025 г., прогнозна информация за предстоящия регулаторен период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г., справки с отчетни данни (Приложения № 2, 3, 4 и 6 към електронния модел), както и подробна обосновка на прогнозните технико-икономически и финансови ценообразуващи елементи.

Заявените от дружеството ценообразуващи елементи обхващат необходимите годишни приходи, разходите, регулаторната база на активите, производствените количества и съответните единични

цени. Необходимите годишни приходи са заявени в общ размер на 994 258 хил. лева, а общите прогнозни - на 970 651 хил. лева, разделени на две основни подгрупи – условно-постоянни разходи и променливи разходи. Условно-постоянните разходи са предвидени в размер на 238 076 хил. лева, като в тях се включват разходи за амортизации от 48 297 хил. лева, разходи за текущи ремонти в размер на 13 383 хил. лева и разходи за възнаграждения и осигурителни начисления на стойност 135 185 хил. лева. В рамките на същата подгрупа разходите, пряко свързани с регулираната дейност по Справка № 1, са заявени на обща стойност 41 747 хил. лева, включващи суми за абонаментно поддържане в преноса от 8 701 хил. лева, за въоръжена и противопожарна охрана от 5 992 хил. лева, за вода, отопление и осветление на собствените обекти от 1 855 хил. лева, за безплатна предпазна храна по нормативен акт в размер на 4 590 хил. лева, за инкасиране на топлинна енергия на стойност 5 058 хил. лева и за външни услуги от 564 хил. лева. От общата сума на условно-постоянните разходи са приспаднати приходите от присъединяване и услуги в размер на 536 хил. лева, а приходите от топлоносител са заложили в нулев размер.

Втората голяма група обхваща променливите разходи, които са заявени в общ размер на 732 575 хил. лева, като от тях разходите за гориво възлизат на 533 430 хил. лева. За купуването на основното гориво - природен газ са предвидени 533 249 хил. лева, като тази сума е изчислена въз основа на прогнозен обем от 632 391 хил.м³ при единична цена от 843,23 лева за хиляда м³. Останалите компоненти на променливите разходи включват 7 438 хил. лева за технологична вода, 12 052 хил. лева за електрическа енергия, 3620 хил. лева за производствени консумативи, химикали и реагенти, както и 12 456 хил. лева за дължими акцизи. Разходите за закупуване на квоти за емисии на въглероден диоксид (CO₂) са заложили в размер на 163 579 хил. лева, което съответства на количество от 1 045 456 тона квоти при прогнозна единична цена от 156,47 лева за тон.

Регулаторната база на активите е определена от дружеството на 423 055 хил. лева, като същата е формирана от призната нетна стойност на активите (след приспадане на натрупаните амортизации) в размер на 355 960 хил. лева и необходим оборотен капитал от 115 294 хил. лева, като в изчислението са отчетени и получените финансираня със знак минус на стойност 48 199 хил. лева. Заявената среднопретеглена норма на възвръщаемост е 5.58%, която съвпада с нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане (изчислена на 5.02% при заложен 100% дял на собствения капитал), като делът и нормата на привлечения капитал са фиксирани на 0.00%.

В технологичната част на ценовото заявление са заложили прогнозните балансови количества енергия, като обемът на произведената електрическа енергия възлиза на 752 600 МВтч. От това количество 147 090 МВтч са предвидени за покриване на собствените производствени нужди, а останалите 605 510 МВтч представляват планираното количество за пазарна реализация и собствено потребление, изцяло генерирано по комбиниран начин от високоефективно производство. Общото количество произведена топлинна енергия в ценовия модел е заложили на 4 582 214 МВтч, от които 2 016 100 МВтч се падат на комбинираните мощности (разпределени на 1 957 460 МВтч под формата на гореща вода и 58 640 МВтч водна пара), а 2 566 114 МВтч са предвидени за производство от централните водогрейни и парни котли (от които 2 552 295 МВтч гореща вода и 13 819 МВтч водна пара). Топлинната енергия за собствени нужди на централите е заявена в размер на 80 550 МВтч (8 091 МВтч гореща вода и 72 459 МВтч водна пара). Общото количество отпусната топлинна енергия към преносната мрежа възлиза на 4 501 663 МВтч, доставени изцяло под формата на гореща вода, като от него за крайни клиенти са предвидени 3 571 719 МВтч (разпределени на 2 879 131 МВтч за битови потребители и 692 587 МВтч за стопански потребители), а останалите 929 945 МВтч съставляват планираните технологични

разходи по преноса (загуби по мрежата).

Въз основа на така заложените отчетни и прогнозни параметри дружеството е изчислило своите индивидуални ценови компоненти. Индивидуалните разходи за електрическа енергия са заявени в размер на 705.36 лева за МВтч, като на същата стойност от 705.36 лева за МВтч е определена и крайната преференциална цена на електрическата енергия произведена по комбиниран начин, като в заявлението не са изчислявани корекции по чл. 24а от НРЦЕЕ за предходни регулаторни периоди, нито са попълнени изходни стойности за прогнозна пазарна цена или премия. Същевременно заявената цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, касаеща крайните потребители на територията на [населено място], е изчислена на 158.80 лева за МВтч.

Със Заповед № 3-Е-111 от 04.04.2025 г. на председателя на КЕВР (л. 546) е създадена работна група за извършване на технико-икономически анализ и регулаторен преглед на цените на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ за регулаторния период от 01.07.2025 г. до 30.06.2026 г. Резултатът от дейността на същата е обективизиран в Доклад № Е-Дк-710 от 02.06.2025 г. за утвърждаване на цени на топлинна енергия и определяне на цени и премии за електрическа енергия, произведена от комбинирано производство от дружествата в сектора, считано от 01.07.2025 г. Въпросният доклад е приет от КЕВР на 06.06.2025 г. и е разгледан в открито заседание на 12.06.2025 г., обективизирано в Протокол № 170 от същата дата, в което е осигурено участието на заинтересованите лица чрез платформата за видеоконферентна връзка Microsoft Teams. На същата дата, 12.06.2025 г., в закрито заседание Комисията е приела проект на ценово решение и е насрочила дата за провеждане на обществено обсъждане. На общественото обсъждане, проведено на 13.06.2025 г., са поканени да присъстват заинтересованите лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 ЗЕ, на които е предоставен законоустановеният 14-дневен срок за представяне на писмени становища по проекта съгласно изискванията на чл. 14, ал. 3 ЗЕ.

След изпълнение на предвидената в закона процедура Комисията е постановила обжалваното Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г., с което в частта му по т. 1, считано от 01.07.2025 г., на „Топлофикация София“ ЕАД са утвърдени цени (без ДДС) и съответните ценообразуващи елементи. Преференциалната цена на електрическата енергия е определена на 713,60 лв./МВтч, а премията по чл. 33а от Закона за енергетиката - на 492,73 лв./МВтч. Еднокомпонентната цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода е утвърдена в размер на 135,89 лв./МВтч при следните рамкови елементи: необходими годишни приходи - 912 189 хил. лв., в това число общи производствени разходи – 891 068 хил. лв. (разделени на условно-постоянни в размер на 218 118 хил. лв. и променливи на стойност 672 951 хил. лв.); Регулаторна база на активите - 413 108 хил. лв.; среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала - 5,58%; количество електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 623 510 МВтч и общо количество отпусната топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 726 719 МВтч.

В хода на настоящото съдебно производство е допусната и приета съдебно-комплексна технико-икономическа експертиза (СКТИЕ). Заключениеята на вещите лица (икономист и инженер-енергетик) са представени поотделно и се основават на приобщения по делото доказателствен материал, включително на документите, обособени в папка-приложение (един брой класьор). Допълнителни устни разяснения и пояснения по експертизата бяха дадени от експертите в открито съдебно заседание, проведено на 18.05.2026 г. Заключениеята се базират на нормативната уредба, действаща през разглеждания период, включително Закона за енергетиката, Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ), Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), както и Указанията за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от

комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“ (Указания-НВ, 2018 г.), приети с Протоколно решение на КЕВР № 116 от 26.06.2018 г. по т. 1, ведно с електронните справки и приложения към ценовото заявление на жалбоподателя.

В икономическата част на заключението е извършен подробен сравнителен анализ, съпоставящ заявените от „Топлофикация София“ ЕАД оперативни разходи, необходими приходи и ценообразуващи елементи с окончателно одобрените от КЕВР размери съобразно наложените от регулатора корекции. Обект на изследване в техническата част са физическите и експлоатационни характеристики на топлопреносната мрежа в [населено място] с оглед на оценка на влиянието им върху технологичните разходи за пренос. Заключението на вещото лице по техническата част установява обема на подменените през отчетния период трасета и абонатни станции, както и реалния етап на изпълнение на подписаните през 2024 г. 14 инженерингови договора за ремонт на магистрални топлопроводи, анализирайки дали същите са в състояние да доведат до обективно намаление на топлинните загуби. В тази насока пред експертизата е поставена задача да отговори дали направените от КЕВР редукции по ценовия модел са технически и икономически обосновани, като изчисли и конкретното им отражение върху финансовото състояние на жалбоподателя.

Заключения на вещите лица по СКТИЕ ще да бъдат анализирани и обсъдени от съда при преценката на материалната законосъобразност на оспорения административен акт.

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

Жалбата е подадена в законоустановения срок, от надлежна страна, за която е налице пряк и непосредствен интерес от обжалване на решението в оспорената част, касаеща жалбоподателя, поради което е допустима.

Разгледана по същество, жалбата е основателна.

Проверяването на ценовото решение е издадено в съответствие с регулаторните правомощия на Комисията, при наличието на кворум с изискуемото мнозинство, от състав, който съответства на изискванията на закона, поради което съдът намира, че същото е издадено валидно от компетентен орган.

Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г. е издадено и при спазване на изискването за форма, установено в разпоредбата на чл. 59 АПК. Същото съдържа мотиви – структурирани в „общ подход“, последвани от конкретни за всяко топлофикационно дружество съображения относно ценовите утвърждавания. В тази връзка, доколкото правомощията на КЕВР да регулира цените са обусловени от заявлението за утвърждаване на цени и данните, предоставени от енергийните предприятия, административният орган следва да изложи конкретни съображения за това приема ли за обосновани предложените цени от заявителите, образувани ли са те с оглед изискванията на приложимите нормативни разпоредби и въз основа на кои ценообразуващи елементи, съответно да обоснове защо и по какъв начин определя различен от предложения размер на цените. Според настоящия съд в обстоятелствената част на проверяваното решение са изложени мотиви в тази насока, като обосноваността на изведените изводи и съответствието им с относимата нормативна уредба касаят материалната законосъобразност на акта.

Спазена е процедурата за приемане на ценовото решение. С оглед подадените от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ заявления за утвърждаване на цени, Комисията 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 ЗЕ. 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.

По отношение на материалната законосъобразност на акта:

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 ЗЕ Комисията осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в закона. Разпоредбите на чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4 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 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 ЗЕ. Наред с това, по силата на чл. 21, ал. 1, т. 8б ЗЕ регулаторът определя ежегодно в срок до 30 юни премии за електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 500 kW и над 500 kW. Съгласно чл. 33а, ал. 2 от ЗЕ премиите се определят като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за съответния период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, като във връзка с определянето на тази премия Комисията определя и преференциалните цени съгласно чл. 33, ал. 2 от ЗЕ. При това процедиране КЕВР е длъжна служебно да изчисли прогнозната пазарна цена за електрическата енергия. Легалната дефиниция на понятието се съдържа в § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, съгласно която прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена, определена от Комисията по съответна методика за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници или по високоефективен комбиниран начин от природен газ и въглища. Преференциалната цена на електрическата енергия по чл. 33, ал. 1 и 2 от ЗЕ се определя по реда на ал. 3 от същата разпоредба - въз основа на индивидуалните разходи за производство съгласно Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия.

При изпълнение на описаните регулаторни правомощия Комисията е длъжна да се ръководи от общите принципи, разписани в чл. 23, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ. В чл. 23, т. 4 е регламентиран общият принцип за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. От съдържанието му следва, че правомощията на КЕВР предполагат задълбочена оценка и детайлен анализ на предоставената от лицензиантите информация с оглед на нейната точност и икономическа обоснованост, като Комисията няма задължение да приема безусловно направените от дружествата предложения. Друг водещ принцип при упражняване на правомощията на органа е осигуряването на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти (чл. 23, т. 5 ЗЕ). В изпълнение на това свое законово задължение и в съответствие с общия административен принцип по чл. 8, ал. 2 от АПК, изискващ в пределите на оперативната самостоятелност при еднакви условия сходните случаи да се третират еднакво, Комисията следва да прилага спрямо всички дружества

(адресати на ценовото решение) общ методологически подход и общи принципни положения относно извършваните корекции, но при задължително съобразяване със специфичните индивидуални особености на всяко отделно енергийно предприятие.

Тези изисквания се допълват от императивната разпоредба на чл. 31 ЗЕ, според която утвърждаваните цени трябва да бъдат недискриминационни, основани на обективни критерии и определени по прозрачен начин (т. 1). Същите следва да възстановяват икономически обосноващите разходи за извършване на лицензионната дейност (т. 2), включително разходите за: управление, експлоатация и поддръжка на енергийните обекти; поддържане на резервни и регулиращи мощности, необходими за надеждно снабдяване; доставка и поддържане на резервите от горива; текущи и основни ремонти, както и начислените амортизации. Същевременно, разпоредбата на чл. 31, т. 4 от ЗЕ предвижда, че цените трябва да осигуряват на лицензианта и икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. Нормите на чл. 31, т. 7 и т. 8 от ЗЕ въвеждат принципа за двустранно и справедливо прехвърляне на разходите, произтичащи от плащането на преференциални цени и премии върху крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система (включително операторите на мрежи за техните технологични разходи по пренос и разпределение), както и на разходите за системни, допълнителни и спомагателни услуги върху преките ползватели на преносната и разпределителните мрежи.

Наред с горепосочените принципни положения, пряко относими към ценообразуването на топлинната енергия са и разпоредбите на Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия (НРЦТЕ). Според тях в случаите на комбинирано производство се утвърждават еднокомпонентна цена или цени на топлинната енергия по видове топлоносители и се определя преференциална цена на електрическата енергия въз основа на приети от КЕВР Указания, в съответствие с чл. 24 и следващите от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ). Въпросните Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“ (Указания-НВ) са приети на основание чл. 36, ал. 1, изр. второ от ЗЕ с Решение по Протокол № 116 от 26.06.2018 г. по т. 1 от дневния ред на КЕВР. За целите на ценообразуването е внедрен и съответен електронен модел, съдържащ справки за калкулиране на ценообразуващите елементи и на различните технически и икономически параметри. Чрез заложените в него математически формули и зависимости се изчисляват индивидуалната стойност на електрическата енергия и цените на топлинната енергия по топлоносители при съвместното производство на двата енергийни продукта.

Преференциалната цена на електрическата енергия според Указанията представлява нейната индивидуална стойност, която се изчислява като съотношение между необходимите приходи за производството на електроенергия и количеството планирана за продажба електрическа енергия. От своя страна производствената цена на топлинната енергия се определя на базата на остатъчните необходими приходи за производството, изчислени като от общите необходими приходи за централата се извадят прогнозните приходи от продажбата на електрическа енергия. Крайните цени на топлинната енергия по видове топлоносители се оформят, като към така намерената производствена цена се добавят разходите по преноса на топлинна енергия.

По отношение на определянето на два от ценообразуващите елементи с най-голяма

финансова тежест в модела - разходите за природен газ и разходите за квоти за въглероден диоксид, е предвиден специфичен нормативен механизъм за последващо компенсиране. Настъпилите разлики между прогнозните и реално отчетените разходи за природен газ и въглеродни емисии се възстановяват през следващия регулаторен или ценови период, като тези отклонения могат да бъдат разсрочени и за няколко последващи периода по реда на чл. 8, ал. 10 - ал. 12 от НРЦТЕ и чл. 24а, ал. 1 - ал. 3 от НРЦЕЕ.

С Решение по Протокол № 28 от 21.02.2012 г. Комисията е приела прилагането на метода „норма на възвръщаемост на капитала“ за дружествата от сектор „Топлоенергетика“. При този метод, след извършване на задължителен регулаторен преглед, КЕВР утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период с продължителност не по-малка от една година (чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦТЕ и от НРЦЕЕ). По смисъла на § 1, т. 15 от Допълнителните разпоредби на НРЦТЕ и § 1, т. 15 от Допълнителните разпоредби на НРЦЕЕ, „регулаторен преглед“ съставлява дейност, при която Комисията извършва детайлен анализ и оценка на отчетната информация за базисната година и на прогнозната информация за следващия ценови и регулаторен период, предоставена от енергийните предприятия. В резултат на този преглед и при стриктно прилагане на метода „норма на възвръщаемост на капитала“, Комисията утвърждава прогнозните необходими приходи и цените на енергийните предприятия, включващи единствено икономически обоснованите оперативни разходи и съответната правомерна възвръщаемост на вложения капитал.

В конкретния случай, за целите на ценообразуването, КЕВР е извършила детайлен анализ на финансово-икономическото състояние на дружествата от сектор „Топлоенергетика“ за 2024 г. По отношение на „Топлофикация София“ ЕАД е констатирано /стр. 3 – 5 от решението/, че дружеството е приключило календарната 2024 г. с нетна загуба в размер на 143 136 хил. лв., което съставлява сериозно влошаване спрямо предходната 2023 г., когато отчетената загуба е била 88 361 хил. лв. Установен е отчетлив спад в приходната част, като нетните приходи от продажби намаляват с 29,30%; приходите от реализация на топлинна енергия спадат с 7,1%, а тези от електрическа енергия – с 44,6%. Наред с това е налице редукция на оперативните разходи, като общите разходи за оперативна дейност намаляват с 21,23%. В решението е посочено, че този спад се дължи главно на по-ниските доставни цени на природния газ (намаление с 36,7%) и на квотите за въглеродни емисии (намаление с 14,1%). Същевременно е отчетен ръст на разходите за персонал с 20,0%, въпреки че общият брой на заетите служители за периода 2020–2024г. е намалял със 146 души (-6,1%). В балансово отношение собственият капитал е спаднал с 4,07%, текущите активи бележат спад от 5,4%, докато краткосрочните задължения нарастват драстично с 43,4%. Въз основа на тези данни е обобщено, че финансовите показатели на лицензианта сочат към трайно влошаване на общата ликвидност, финансовата автономност и рентабилността на приходите от продажби.

Допълнително в административното производство е констатирано, че натрупаният дълг на дружеството към обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД към 19.05.2025 г. достига 1 306 133 540,82 лв. Този дефицит е формиран за период, по-кратък от 3 години, и съставлява 97% от общата сума на всички вземания на обществения доставчик. За периода от ноември 2024 г. до април 2025 г. „Топлофикация София“ ЕАД е заплатило едва 29% от фактурираната сума за доставено гориво (154.3 млн. лв. от общо 530.3 млн.

лв. с ДДС), с което е увеличило неизплатения си дълг с 455.38 млн. лв. само в рамките на посочените шест месеца. Изтъкнато е, че дружеството заплаща суми, които са с между 25.58 лв./МВтч и 58.33 лв./МВтч по-ниски от утвърдената регулирана цена, с което нарушава собствения си план-график за погасяване с отклонение от 13 млн. лв. Според становището на обществения доставчик това поведение поставя под сериозна заплаха способността му да покрива текущите си задължения, застрашава сигурността и стабилността на газоснабдяването в цялата страна и нанася тежки вреди на търговската репутация на „Булгаргаз“ ЕАД пред международните партньори за доставка на втечен природен газ (LNG).

Наред с влошеното финансово състояние, регулаторният орган е констатирал и системни дефицити при управлението, поддръжката и рехабилитацията на топлопреносната мрежа (стр. 33-45 от решението). През 2024 г. дружеството е имало инвестиционен план за подмяна на 15 479 метра компрометирани тръбни участъци, но реално отчетеният обем сочи 0% изпълнение на заложеното, след като през предходната 2023 г. операторът е изпълнил едва 9% от утвърдената си програма (подменени 2 904м при заложен 31 255м). Липсата на своевременна рехабилитация е довела до висока експлоатационна аварийност, като по мрежата са регистрирани 1 364 пробива през 2024 г., а технологичните загуби по преноса са нараснали от 19.5% през 2022 г. до 22.0% през 2024 г. (което се равнява на загуба на енергия от 928 514 МВтч). За да компенсира физическите пропуски по мрежата и течовете, дружеството изразходва значителни количества добавъчна вода (средно 593 кубични метра на час за 2024 г.). В резултат на това отношението на средногодишния разход на подхранваща вода към общия обем на топлопреносната мрежа достига 0,33%, с което излиза извън нормативно определената граница от 0,25%, разписана в чл. 638, ал. 2 от Наредба № 9 от 09.06.2004 г. за техническата експлоатация на електрически централи и мрежи (НТЕЕЦМ).

Горепосочените данни за финансово-икономическото състояние на дружеството и извършените инвестиционни дейности са анализирани от Комисията в контекста на прилагания от регулатора общ методологически подход при ценообразуването, описан на стр. 16-33 от решението). Според него увеличения на компонентите на условно-постоянните разходи се допускат единствено при представяне на подробна и мотивирана обосновка, като не се признават неприсъщи, необосновани или изкуствено завишени разходи, произтичащи от прогнози за бъдещи аварии. Разходите за възнаграждения, осигурителни вноски и текущи ремонти принципно се приемат на база предоставените от дружествата прогнозни стойности. Проекти с дълготраен инвестиционен характер не се признават като текущи разходи за ремонт, а подлежат на зачисляване като Дълготрайни материални активи (ДМА). В отчетната стойност на активите не се включват суми от извършени счетоводни преоценки по международните счетоводни стандарти, а Необходимият оборотен капитал (НОК) се изчислява по нормативна формула като фиксирана фракция (1/8) от утвърдените годишни оперативни разходи, изключвайки начислените амортизации. Прогнозните разходи за природен газ се определят по тримесечия като среднопретеглена стойност въз основа на действащите договори на обществения доставчик, фючърсните индекси на европейския газов хъб ТТФ и актуалните пазарни тенденции, като за разглеждания период е определена прогнозна цена в размер на 65,73 лв./МВтч. Прогнозните разходи за закупуване на въглеродни емисии се изчисляват въз основа на симулация на търговските сесии на Европейската енергийна борса (EEX), като за периода е заложена средна прогнозна цена от 70,00

евро/тон (равняващи се на 136,91 лв./тон) след приспадане на разпределените безплатни квоти. Евентуалните пазарни отклонения по тези две пера подлежат на последващо компенсиране през следващия регулаторен период по реда на чл. 24а от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ, като формираният „надвзет“ или „недовзет“ приход коригира размера на необходимите приходи за новия период с възможност за разсрочване. Количествената потребност от горива се обвързва с постигнатата обща енергийна ефективност, а разпределянето на разходите за гориво между електрическата и топлинната енергия се извършва чрез специфични приведени коефициенти за ефективност, определени по групи дружества. По отношение на технологичните разходи по преноса (загуби по мрежата) се определят нормативни пределни стойности, които са по-ниски от реално отчетените от оператора, което се постига по пътя на служебно завишаване на прогнозното количество продадена енергия за сметка на редукия на признатите загуби. Чрез този подход последиците от влошеното управление и пропуснатите инвестиции в рехабилитация на мрежата се прехвърлят изцяло в тежест на енергийния субект, а не върху крайните потребители.

При следването на този общ подход и след съобразяване с финансовите резултати на „Топлофикация София“ ЕАД за 2024 г., в окончателното си решение КЕВР е наложила поредица от корекции върху заявените от дружеството ценообразуващи елементи, отразени в табличен вид в заключението по икономическата част на СКТИЕ.

Общо заявените условно-постоянни разходи в размер на 238 076 хил. лв. са редуцирани до 218 118 хил. лв. за текущи ремонти. Извършено е намаление с 5 915 хил. лв. - заявените 13 383 хил. лв. разходи за ремонти са свити с 44 % до 7 468 хил. лв., като са сведени до нивата на отчетените за 2024 г. По отношение на разходите за възнаграждения и осигурителни вноски регулаторът не е извършил корекция - въпреки че в Доклада на работната група е предвидено намаление с 15 229 хил. лв. (изчислено на база отчета за 2024 г., коригиран с 2,4% инфлация), в крайното ценово решение КЕВР е приела възражението на дружеството и е признала изцяло заявените 135 185 хил. лв.

В подгрупата на разходите, свързани с регулираната дейност по Справка № 1, са извършени следните редукии: разходите за абонаментно поддържане са намалени с 4 000 хил. лв. (от заявени 8 701 хил. лв. са одобрени 4 701 хил. лв.), като корекцията е отнесена изцяло в компонента за пренос на топлинна енергия; разходите за въоръжена и противопожарна охрана са съкратени с 3 991 хил. лв., като заявените 5 992 хил. лв. са сведени до нивото на отчета за 2024 г. в размер на 2 001 хил. лв. (при предложено в първоначалния доклад намаление от 1 123 хил. лв.); разходите за инкасиране на топлинна енергия в размер на 5 058 хил. лв. са изцяло непризнати и са сведени до 0 лв. с мотив „недублиране на разходите“; разходите за безплатна предпазна храна са редуцирани с 613 хил. лв. от заявените 4 590 хил. лв. до одобрените в доклада и решението 3 977 хил. лв. съобразно отчета за 2024 г.; разходите за външни услуги са намалени с 310 хил. лв. от заявени 564 хил. лв. са утвърдени 254 хил. лв.; разходите за вода, отопление и осветление за регулираната дейност са занижени със 72 хил. лв. от заявени 1 855 хил. лв. на одобрени 1 783 хил. лв. Разходите за амортизация, както и прогнозните приходи от присъединяване и услуги и приходите от топлоносител са приети без изменения в първоначално заявения от лицензианта размер.

Групата на променливите разходи е претърпяла общо намаление с 59 624 хил. лв., като от заявените 732 575 хил. лв. регулаторът е утвърдил 672 951 хил. лв. В рамките на тази група разходите за гориво (природен газ) са съкратени с 33 252 хил. лв. - от заявените

533 249 хил. лв. са одобрени 499 997 хил. лв. (спад от 6,23%), като според заключението на СКТИЕ количеството на газа е прието без промяна в обем 632 391 хил. нм³, но КЕВР служебно е намалила прогнозната му цена от 843,23 лв./хил. нм³ на 790,65 лв./хил. нм³. Разходите за купуване на квоти за въглеродни емисии (CO₂) са редуцирани до 25 881 хил. лв. - от заявените 163 579 хил. лв. са утвърдени 137 698 хил. лв. (спад от 15,8%), като корекцията е двукомпонентна: първо е намалена прогнозната цена на квотите от 80,00 евро/тон (156,47 лв./тон) на 70,00 евро/тон (136,91 лв./тон) и второ, служебно е редуцирано прогнозираното количество емисии с 39 701 тона (от заложените от дружеството 1 045 456 тона на одобрени 1 005 755 тона). Разходите за вода в производството са занижени с 636 хил. лв. - от заявени 7 438 хил. лв. са утвърдени 6 802 хил. лв. на ниво отчет за 2024 г. Разходи за акцизи са увеличени със 143 хил. лв. - заявените 12 456 хил. лв. са коригирани на 12 599 хил. лв., което според заключението на експертизата съставлява чисто резултатна математическа промяна вследствие на приложените служебни коефициенти на КЕВР за разпределяне на разходите в комбинираното производство, при които общият разпределителен коефициент за горивото е променен от 0,2527 на 0,2345. Разходите за електрическа енергия и производствени консумативи (химикали и реагенти) са приети без промяна.

Тези корекции според СКТИЕ рефлектират линейно и върху параметрите на Регулаторната база на активите (РБА) в Справка № 2, където е отчетено общо намаление с 9 948 хил. лв. Потвърдено от вещото лице, компонентата на Необходимия оборотен капитал (НОК) е претърпяла чисто резултатна корекция, при която заявената от дружеството стойност от 115 294 хил. лв. е коригирана от Комисията на 105 346 хил. лв. (намаление с 9 948 хил. лв.), тъй като по силата на Указанията НОК се явява автоматична функция (1/8) от общия обем на одобрените парични оперативни разходи, и неговият размер спада автоматично вследствие на редукцията на горепосочените постоянни и променливи пера. Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е приета без корекция на равнище от 5,58%, но поради занижаването на елементите на РБА чистата сума за възвръщаемост на капитала е ограничена от заявените 23 607 хил. лв. на утвърдени в решението 23 051 хил. лв., съставляващо намаление от 556 хил. лв.

Според заключението по икономическата част на СКТИЕ извършени са и корекции в прогнозните енергийни количества по следните направления:

Първо, по отношение на електрическата енергия е налице извършено от Комисията преразпределение на обем от 18 000 МВтч. Общото прогнозирано количество на произведената електрическа енергия е прието от КЕВР в заявления от дружеството размер от 752 600 МВтч, но е извършено реструктуриране, при което обемът за собствени производствени нужди на централата е намален с 18 000 МВтч (от заявените 147 090 МВтч са одобрени 129 090 МВтч), а количеството на планираната за пазарна реализация електрическа енергия е изкуствено увеличено с абсолютно същия обем (от 605 510 МВтч на 623 510 МВтч). Вещото лице изяснява икономическия ефект от тази редукция, като посочва, че макар намаляването на енергията за собствени нужди да е представено от органа като мярка с технически характер, то реално разпределя производствените разходи върху по-голяма отчетна база за продажби, което необосновано занижава индивидуалната стойност на единица енергия. По този начин, ако в процеса на експлоатация дружеството обективно не постигне заложеното от КЕВР целево спестяване, целият последващ преразход на енергия остава изцяло за негова

сметка като чиста некомпенсирана загуба.

Второ, по отношение на топлинната енергия и нейния пренос е извършено прехвърляне на прогнозен обем от 166 000 МВтч. Общото количество на произведената топлинна енергия (4 582 214 МВтч), както и обемът на отпуснатата към топлопреносната мрежа гореща вода (4 501 663 МВтч), са потвърдени в решението в първоначално заявления от дружеството размер. Наложена е обаче корекция при разпределянето на преносните потоци, при която технологичните разходи по преноса (загубите по мрежата) са редуцирани със 166 000 МВтч - от заявените 929 945 МВтч (представляващи 20,66% преносни загуби) са заложили 763 945 МВтч (или 17,01% преносни загуби). Експертизата констатира, че в първоначалния Доклад на работната група намалението е било фиксирано на 155 000 МВтч, но в окончателното ценово решение редукцията е нараснала на 166 000 МВтч. Така, за да се запази общият баланс на преноса, КЕВР е увеличила прогнозните пазарни продажби към крайните клиенти с точно същите 166 000 МВтч, разпределяйки ги по категории, както следва: за битови потребители - 141 000 МВтч (от 2 879 131 МВтч на 3 020 131 МВтч), а за стопански потребители - увеличение с 25 000 МВтч (от 629 587 МВтч на 717 587 МВтч).

Наред с промените в ценовия модел, Комисията е извършила и регулаторни корекции извън рамките на електронния модел по реда на чл. 24а от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. КЕВР е калкулирала обща корекция за минали регулаторни периоди в размер на 38 715,38 хил. лв. недовзет приход, подлежащ на възстановяване в полза на енергийното предприятие. Тази сума е формирана при отчитане на недовзет приход от доставка на природен газ в размер на – 28 752 хил. лв. (изчислен въз основа на реално отчетените месечни количества за периода от юли 2024 г. до февруари 2025 г. и прогнозни допускания за месеците от март до юни 2025 г.), частично компенсиране чрез надвзет приход от въглеродни емисии в размер на +4 495,56 хил. лв. (формиран от разликата между заложената от КЕВР прогнозна цена от 70,00 евро/тон и по-ниската реално отчетена средна пазарна цена на борсата ЕЕХ от 67,77 евро/тон), както и допълнителна регулаторна корекция за предходен период в размер на -14 458,58 хил. лв. недовзет приход, явяваща се резултат от окончателното изравняване между прогнозните параметри по предходно ценово решение и фактическия отчет за дейността през периода 2023–2024 г.

Според заключението по икономическата част на СКТИЕ, което съдът кредитира като обективно и компетентно изготвено, намалението на разходите за ремонти с 5 915 хил. лв. до нивата на отчетените разходи за 2024 г. е икономически необосновано, тъй като не са анализирани данните от миналия период, предстоящата ремонтна програма и реалните нужди на дружеството за предстоящия ценови период. Това означава, че ако дружеството изпълни реално планираните ремонти и фактически наложителните рехабилитации на преносната мрежа и съоръженията, разликата остава изцяло за негова сметка.

От тази гледна точка съдът съобразява констатациите на вещото лице в техническата част на СКТИЕ, според която общата дължина на топлопреносната мрежа на „Топлофикация София“ ЕАД е 1 034 км, като над 50% от нея (516 км) е разположена в непроходими стоманобетонни канали. Нормативният експлоатационен живот на тези топлопроводи е 15-20 години, докато експлоатирания в момента съоръжения в [населено място] масово според вещото лице са на възраст 30-40 години. Експертизата констатира прогресивно компрометиране на изолационната конструкция (армирана

стъклена или минерална вата) на мрежата и посочва, че с времето тези материали губят своята еластичност под собствената си тежест или под влияние на постоянните вибрации. В резултат на това ватата се сляга в долната част на тръбата, оставяйки горната част почти оголена. След неизбежното навлизане на подпочвените и повърхностни води през компрометираните фуги на каналите, ватата се намокря, което се преобразува от изолатор в „проводник“ на топлина към стените на стоманобетонното корито. Това увеличава топлинните загуби от топлоотдаване с 50% до 70%, което се отразява в експертно изчисления общ коефициент за конверсия на изолацията от 1,5 до 1,7.

Вещото лице посочва, че това състояние на мрежата дава пряко отражение върху честотата на аварияите. През периода 2022-2024 г. са регистрирани общо 3 999 случайни прекъсвания и аварии (което показва интензитет от средно 3,7 до 4 аварии на ден), които са причина за изтичане на вече подгрят топлоносител (мрежова вода). Физическите пропуски от мрежата водят до драстично увеличение на количеството на добавъчната вода – от 3,9 млн. куб. м през 2020 г. на 5,2 млн. куб. м през 2024 г. Поради тази причина, при нормативен лимит за средногодишен разход на добавъчна вода от 0,25% от общия обем на мрежата съгласно чл. 638, ал. 2 от НТЕЕЦМ, дружеството отчита превишения в разхода от 0,33%.

Тези обективни данни във връзка с реалното техническо състояние на топлопреносната мрежа не подкрепят възприетия от КЕВР подход при ценообразуването. Комисията на практика разглежда процеса на техническо проектиране и амортизация на инфраструктурата като линейно, предвидимо и циклично явление. Според общия подход на регулатора, разходите за ремонт се признават само при необходимост от извършване на основен ремонт (като се изключват разходите с инвестиционен характер) и аварийни разходи за основното оборудване. Тъй като дружеството не е изпълнило изцяло ремонтните си програми поради ниския темп на подмяна (9% за 2023 г.), КЕВР е намалила разходите на жалбоподателя с 5 915 хил. лв. до нивата от 2024г. в размер на 7 468 хил. лв. Това механично редуциране до нивата на отчета за 2024 г. обаче съобразно заключението на вещите лица по СКТИЕ не е нито икономически, нито технически обосновано. Съгласно техническата част на експертизата, напредналата амортизация, честните аварии и случайните прекъсвания на снабдяването са увеличили с 16 000 МВтч количеството недоставена (непродадена) топлинна енергия през 2024 г., което показва реалната техническа необходимост от по-мощно финансиране. Този обем от 16 000 МВтч съставлява пропусната полза за дружеството, тъй като представлява произведена, но нереализирана по мрежата енергия и увеличава допълнително финансовия дефицит на предприятието. Изводът, който се налага е, че с непризнаването на разходите за ремонт КЕВР на практика санкционира дружеството за неизпълнение на програмите си за минимални периоди, като едновременно с това създава предпоставка за задълбочаващо се влошаване на техническото състояние на топлопреносната мрежа през следващия период, като поставя неотложните аварийни разходи изцяло за сметка на утвърдената норма за възвръщаемост на капитала, което съставлява пряко нарушение на чл.31, т.1 и т. 2 ЗЕ.

В резултат на този последователно прилаган подход на КЕВР, е налице трайна тенденция към влошаване на показателите на топлофикационното дружество, при което реалните му загуби са се увеличили с 19,5% през 2022 г. на 22% през 2024 г. В заявлението си жалбоподателят е заложил прогнозни загуби от 20,66% (равни на 929

945 МВтч), определени въз основа на средностатистически данни и анализ на отчетените показатели за предходния тригодишен ретроспективен период. Регулаторният орган обаче е извършил сравнителен анализ (бенчмаркинг) с десет европейски града (сред които Х. с 8–9% загуби, В. с 10–15% и Прага с 10–12%) и в нарушение на правилата за ценообразуване е наложил „глоба за ефективност“. С нея административно са намалени технологичните разходи по мрежата с топлоносител гореща вода със 166 000 МВтч (спад от 18%) – от 929 945 МВтч на 763 945 МВтч (или 17,01% от отпуснатата енергия). Това разкрива същностното разминаване между обективното техническо състояние на мрежата (експлоатационните възможности на инфраструктурата) и изчислителния модел на регулатора. От една страна, вещото лице по техническата част потвърждава обосновката на дружеството, че в силно урбанизирана среда с над 500 км канално полагане, достигането на европейски нива от 17% в краткосрочен план е обективно невъзможно. Посочва, че за целта е необходим не само значителен финансов ресурс, но и продължително време за провеждане на съгласувателни и разрешителни процедури, като се вземе предвид и технологичното ограничение, според което подмяната на магистрални участъци се извършва извън отоплителния сезон. От друга страна се проявява икономическото разминаване в модела на КЕВР, тъй като за да не се наруши енергийният баланс, изразен чрез формулата „произведена енергия = собствени нужди + продадена + загуби“, Комисията разходно трансформира тези „спестени“ на хартия 166 000 МВтч в прогнозен обем за продажба, разпределяйки ги съответно в увеличение към битовите (+141 000 МВтч) и стопанските (+25 000 МВтч) потребители. Тъй като ценовият модел на КЕВР не съдържа отделен ред за „непризнати загуби“, те се записват като продадена енергия, което изкуствено завишава прогнозните приходи. Крайният финансов резултат е, че мрежата ще продължи да генерира производствена загуба под формата на разходи за производство на енергия. Икономическото изражение на тази корекция се състои в това, че разходите за количествата, за които реално няма клиенти и няма да бъдат реализирани, остават изцяло за сметка на топлопреносното предприятие, докато амортизираната мрежа продължава да разсейва неотчетената и невъзстановена топлинна енергия в почвата. Тази енергия реално не съществува като пазарен оборот - тя продължава да изтича под формата на физически загуби (топлоотдаване) в почвата заради корозиралата изолация на тръбите и съставлява „нереализуем приход“ и чиста пропусната полза за предприятието.

В пряка причинно-следствена връзка с техническото състояние на преносната мрежа е и управлението на топлинния баланс в точките на крайно потребление. Специфичният аспект на тази системна неефективност е описан от вещото лице при управлението на хидравличния и температурен режим на абонатните станции, които в софийската система са 17 832 броя, от които 17 626 от тях са автоматизирани. Според техническата част на СКТИЕ загубите от теплоотдаване в самите абонатни станции са относително ниски и стабилни – около 38-40 хил. МВтч годишно, поради малката теплоотдаваща повърхност на съоръженията. При температура на подаване от 78°C през зимата и 65°C през лятото, и изправна двустепенна автоматика, очакваната среднопретеглена стойност на връщащата се мрежова вода трябва да бъде в границите на 30–40°C (през зимата) и 30–35°C (през лятото). Това е необходимо, за да се осигури оптимален охлаждащ ефект на входящата студена чешмяна вода (10°C) по време на нормативните денонощни пикове в потреблението на битово горещо водоснабдяване. В разрез с тези нормативни разчети и проектни параметри обаче реалните технически данни от отчетите за 2024 г.

показват сериозни системни отклонения: през януари средните връщащи температури в основните източници са с 12-17°C над нормите (ТЕЦ „С.“ – 55°C, ТЕЦ „С. И.“ – 57°C, ОЦ „З.“ – 52°C, ОЦ „Л.“ – 52°C), а през юни 2024 г. те достигат до нива от 50°C до 54°C, което е с 15-19°C над нормата. Експертизата установява, че съоръженията работят неефективно поради замърсени топлообменници, неправилни настройки на контролерите, дефектирали моторвентили и датчици. Констатиран са 4 337 абонатни станции с дефекти в системата за автоматично регулиране, като в 246 от тях повредите не са отстранени. Според вещото лице налице е ясна линейна зависимост, при която намаляването на поддържаната температура на връщащата вода с 1°C води до икономия и запазване на технологичните загуби при пренос с 1% (около 9 000 МВтч), а намалението с 5°C би спестила 45 000 МВтч. Този технически капацитет за ограничаване на разходите обаче остава неоползотворен от оператора, което има пряко икономическо отражение. Според СКТИЕ, въпреки извършеното от дружеството внедряване на система за дистанционен контрол на 15 390 абонатни станции, техническата поддръжка и настройките им на мястото остават неефективни. Това е дало основание на КЕВР да приложи принципа за оперативна ефективност и да не признае пълния прогнозен размер на разходите за загуби, тъй като лошото поддържане на наличната автоматика изкуствено увеличава общия разход на енергия и респективно цената за крайния клиент. Подходът на Комисията обаче противоречи на основния ценообразуващ принцип за възстановяване на обективно необходимите разходи (чл. 31, т. 2 от ЗЕ). Приложението на принципа за „оперативна ефективност“ не може да служи като санкция на лицензианта чрез цената. Констатираното занижено поддържане на абонатните станции следва да бъде предмет на нейните контролни функции. Прехвърлянето на тези констатации в ценовия модел чрез редуциране на технологичните разходи съставлява превратно упражняване на регулаторните функции на КЕВР. Комисията не разполага с правомощие за подмяна на обективните технически реалности на мрежата с хипотетични целеви показатели като санкционна мярка за неефективност.

Този идентичен и порочен методологически подход на регулатора се мултиплицира и по отношение на прогнозния баланс на електрическата енергия в Справка № 4. За този компонент дружеството прогнозира, че 19,54% (147 090 МВтч) от общо произведената електрическа енергия ще отидат за покриване на собствените производствени мощности. Техническото му възражение се базира на факта, че поради аварийни извеждания за дългосрочни ремонти на основните турбогенератори в ТЕЦ „С.“ и ТЕЦ „С. И.“, системата е принудена да работи с водогрейни котли за покриване на топлофикационния продукт, което увеличава общия разход на ток за собствени нужди. В отговор Комисията изтъква контрааргумент, че по отчет за 2021 г. делът на собствените нужди е бил едва 16,19%. Така, прилагайки погрешно принципа за икономическа обоснованост, КЕВР служебно намалява количеството за собствени нужди с 18 000 МВтч до отчетеното през 2023 г. ниво от 17,15% (129 090 МВтч). За да се запази енергийният баланс в модела, тези 18 000 МВтч са прехвърлени служебно в графата за продадена комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство, увеличавайки я от 605 510 МВтч на 623 510 МВтч. По-голямата заложена база за продажби математически намалява цената на единица електроенергия. Тъй като обаче самите централи са в неблагоприятно техническо състояние (поради ремонти на турбогенераторите), дружеството реално ще изразходва тази енергия в процеса на производство и няма да може да я реализира на пазара. Поради това стойността на тези

18 000 МВтч остава изцяло за негова сметка под формата на некомпенсирана производствена загуба.

В същата логическа последователност КЕВР е подходила и при регулирането на преките производствени разходи в Справка № 1, където КЕВР налага общо намаление от 14 043 хил. лв. (намаление с 34% спрямо заявените). При разходите за вода в производството е извършено намаление с 636 хил. лв. (от заявените 7 438 хил. лв. на одобрени 6 802 хил. лв. на ниво отчет за 2024 г.), което е обосновано с превишаването на допустимия нормативен лимит от 0,25%, разписан в чл. 638, ал. 2 от Наредба № 9 (НТЕЕЦМ), вследствие на неотстранени навреме течове и аварии. Въпросната разпоредбата урежда технологични и експлоатационни стандарти за безаварийна работа, но тя не може да се прилага автоматично като ценообразуващ лимит, пренебрегващ физическото състояние на мрежата. Регулаторният орган не е изследвал дали обективно е възможно, при наличната степен на амортизация на топлопроводите, да бъде постигнат лимитът от 0,25% по Наредба № 9 без предварителна мащабна подмяна на магистралните трасета. Административното намаляване на разхода на базата на нормативни текстове, уреждащи вътрешнотехнически режим, без да се отчете експертното заключение по СКТИЕ за реалното състояние и амортизацията на мрежата, превръща ценовия модел в нереалистичен и увреждащ правото на лицензианта да възстанови направените от него присъщи производствени разходи. Нещо повече - след като в същия ценови модел КЕВР вече веднъж е намалила прогнозните разходи за ремонт (с 44%), Комисията не може да черпи аргументи от последващите технически последици (течове и повишен разход на подхранваща вода), за да налага допълнителна корекция в Справка № 1. Подобно дублиране е икономически несъразмерно и незаконосъобразно.

В рамките на същата Справка № 1 Комисията е приложила аналогично необоснована корекция и на разходите за охрана и абонаментна поддръжка.

При разходите за въоръжена и противопожарна охрана КЕВР налага намаление с 3 991 хил. лв., одобрявайки едва 2 001 хил. лв. от заявените 5 992 хил. лв. (в доклада намалението е било само 1 123 хил. лв.). Вещото лице икономист отбелязва, че отказът да се признаят тези разходи в производствената им части и намаляването им до нивата на отчетените за 2024 г. е икономически необоснован, тъй като КЕВР изцяло игнорира нормативното нарастване на минималната работна заплата от 01.01.2025 г. на 1 077,00 лв. (увеличение със 144,00 лв. или с 15,4% спрямо предходната година). Тъй като разходите за охрана на обекти от инфраструктурата са пряко обвързани с нормативните разходи за труд, осигурителни вноски и задължителни денонощни дежурства, КЕВР не може произволно да рамкира този разход съобразно минали отчети.

Разходите за абонаментно поддържане в преноса са коригирани от КЕВР в намаление с 4 000 хил. лв. (от заявените 8 701 хил. лв. са одобрени 4 701 хил. лв.). Вещото лице посочва това за изцяло икономически необосновано, тъй като в решението липсват каквото и да било аргументи за редукцията, при положение че фактически отчетените разходи по това време за 2024 г. са били в размер на 8 092 хил. лв. В административното производство КЕВР е длъжна да изложи ясни и конкретни фактически съображения защо отхвърля или коригира дадено ценообразуващо перо. Определянето на прогнозните разходи в размер, който е почти наполовина по-нисък от реално направения и отчетен такъв в предходната година, без насрещна икономическа обосновка, съставлява пряко нарушение на чл. 59, ал. 2, т. 4 АПК и чл. 31, т. 2 ЗЕ. Пак според СКТИЕ, по-голямата част от останалите корекции до нивата на отчетените за 2024 г. – като разходите за

безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт (намаление с 613 хил. лв. до одобрени 3 977 хил. лв.), за външни услуги (намаление с 310 хил. лв. до одобрени 254 хил. лв.) и за вода, отопление и осветление (намаление със 72 хил. лв. до одобрени 1 783 хил. лв.) – са икономически обосновани, тъй като дружеството не е представило детайлни разчети за тяхното увеличение. Следвало е обаче в тези случаи да бъде допуснато индексирание най-малко с размера на признатата и отчетена за календарната 2024 г. инфлация от 2,4%, за да се запази реалната покупателна способност на оператора спрямо пазарната конюнктура, което не е сторено.

Всички тези необосновани корекции в Справка № 1 не остават изолирани, като според СКТИЕ рефлексират автоматично и върху Регулаторната база на активите (РБА) в Справка № 2. Необходимият оборотен капитал (НОК) нормативно се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни разходи без разходи за амортизация (чл. 14, ал. 8 от Наредба № 1). Вещото лице по икономическата част посочва, че намаляването на оперативните разходи в Справка № 1 води чисто математически до изкуствено намаляване на оборотния капитал с 9 948 хил. лв. – от заявените от дружеството 115 294 хил. лв. са одобрени от Комисията 105 346 хил. лв. При запазена среднопретеглена норма на възвръщаемостта от 5,58% (Справка № 3), това неправомерно занижаване на РБА лишава дружеството от призната възвръщаемост на капитала за регулаторния период в размер на 556 хил. лв. (от заявените 23 607 хил. лв. са утвърдени 23 051 хил. лв.). По този начин, чрез чисто математически алгоритъм, КЕВР е създала дефицит в РБА, което при прилагане на одобрената норма на възвръщаемост от 5,58% лишава жалбоподателя от гарантирания му по закон доход от капитала в размер на 556 хил. лв. Това компрометира икономическата реалистичност на ценовия модел и поставя дружеството в състояние на финансова недостатъчност, възпрепятстваща нормалното упражняване на лицензионната му дейност.

За разлика от тези постоянни оперативни компоненти, при които необоснованото намаляване води до окончателна и невъзстановима загуба за оператора, при определянето на променливите разходи за енергийни ресурси КЕВР прилага коренно различен ценообразуващ механизъм. При тях Комисията не коригира физическите количества, а променя прогнозните цени на база текущи пазарни индикатори. Така например, прогнозното количество природен газ от 632 391 хил. m³ е прието от КЕВР без корекция, което потвърждава, че производствената програма на централите е технически адекватна. Извършеното намаление с 33 252 хил. лв. има чисто пазарно-икономически характер и се дължи на редукция в прогнозната цена до 73,75 лв./МВтч на база фючърсни сделки. Борсовите фючърсни индекси обаче отразяват пазарните нагласи към определен минал момент, но не гарантират реалните нива на доставка в условията на геополитическа нестабилност и волативност на енергийния пазар. Следователно налагането на толкова ниски ценови прагове необосновано прехвърля целия пазарен риск единствено върху лицензианта.

При квотите за емисии на въглероден диоксид (CO₂) е приложена комбинирана технико-икономическа корекция: първоначално се коригира прогнозната цена (намалена от 80 на 70 евро/тон), а след това се редуцира и количеството емисии с 39 701 тона (от заложените 1 045 456 тона са одобрени 1 005 755 тона), определени чрез коефициент 1,05474 спрямо отчета за 2024 г. В резултат на това, от заявените квоти за емисии 163 579 хил. лв. са утвърдени 137 698 хил. лв. Тази корекция е изцяло необоснована. От една страна, в същия ценови модел КЕВР изцяло и без корекция приема прогнозираното

от дружеството количество природен газ, признавайки го за технически адекватно на производствената програма. От друга страна Комисията намалява емисиите CO₂, при положение че изгарянето на точно определено количество природен газ генерира строго фиксиран, математически и физически обусловен обем въглеродни емисии. КЕВР не може служебно да редуцира емисиите чрез прилагането на чисто счетоводни коефициенти спрямо отчетите за 2024 г., без да отчете химическите и технологичните реалности на горивния процес. Това нарушава изискването за обоснованост на акта и превръща изчислителния модел в експлоатационно невъзможен, при което дружеството е поставено в ситуацията да в е принудено по закон да закупи реално генерираните квоти, но да няма финансовото признание за това от регулатора.

Следва да се посочи, че за разлика от предходните оперативни пера евентуалните пазарни отклонения по тези две енергийни структури подлежат на последващо компенсиране в следващия ценови период съгласно чл. 24а от НРЦЕЕ и чл. 8, ал. 10 от НРЦТЕ. Наличието на нормативен механизъм обаче за последващо компенсиране на пазарните разлики през следващия регулаторен период (съгласно чл. 24а от НРЦЕЕ) не санира незаконосъобразността на извършената корекция. Променливите разходи за горива и квоти за емисии имат съществено значение за функционирането на дружеството. Като намалява текущо признатите разходи за емисии с 25 881 хил. лв. и за природен газ с 33 252 хил. лв. въз основа на оптимистични фючърсни прогнози, КЕВР лишава лицензианта от реална ликвидност в рамките на текущия период. От друга страна, отлагането на компенсацията за последващ период принуждава оператора да финансира текущия недостиг на средства чрез кредити или забавяне на плащанията към доставчици, в случая към „Булгаргаз“ ЕАД. Това води до натрупване на огромни разходи за лихви и неустойки, които регулаторният модел не признава, и по този начин системно застрашава оперативната и енергийната сигурност на топлофикационното дружество. Освен това, принудата дружеството да оперира в условия на изкуствено занижени ценови параметри под претекст, че „евентуално ще бъде компенсирано след години“, изкривява същността на ценовото регулиране.

Всички тези пороци на регулираната дейност, разгледани както поотделно по пера, така и в тяхната кумулативност, налагат категоричния извод за допуснато нарушение на основните принципи на ценообразуването (чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ), според които цените трябва да възстановяват икономически обоснованите разходи за лицензионната дейност. При прилагането на метода „норма за възвръщаемост на капитала“ регулаторът е задължен да определи необходимите годишни приходи, покриващи реалните, присъщи и обосновани разходи на оператора. Чисто математическото намаляване на разходите до нивата на отчета за 2024 г. без индивидуален анализ на променената пазарна среда нарушава този принцип. КЕВР е утвърдила необходимите годишни приходи в размер на 914 120 хил. лв. и общи разходи от 891 069 хил. лв., налагайки необосновани намаления, които лишават „Топлофикация София“ ЕАД от възможността да покрие фактическите си разходи и влошават финансовата стабилност на предприятието в противоречие с целите по чл. 2, ал. 1 ЗЕ. Напълно основателна е критиката на жалбоподателя по отношение на технологичните разходи (загубите по мрежата) - икономическите разминавания в модела отричат законосъобразността на корекцията им от заявените 20,66% (929 945 МВтч) до административно определените 17,01% (763 945 МВтч). КЕВР изцяло е игнорира факта, че „Топлофикация София“ ЕАД поддържа най-ниския процент на преносни загуби в страната. С. анализ (бенчмаркинг) с европейски градове като Х. и Прага е некоректен и

неприложим, тъй като не отчита специфичната топология на столичната топлопреносна мрежа. При обща дължина от 1034 км, над 60% от трасетата са разположени в амортизирани, 30–40 годишни непроходими стоманобетонни канали с компрометирана минерална вата. При реален коефициент на изолация от 1,5 до 1,7 и над 3900 отчетени аварии, водещи до загуби на добавъчна вода, достигането на заложените от КЕВР нива в краткосрочен план е обективно невъзможно. Комисията не е съобщила и корекционните коефициенти за канално полагане (от 1,15 до 1,25), разписани в чл. 133 и чл. 134 от Наредба № 15. КЕВР е допуснала закононарушение и като е прехвърлила служебно спестените „на хартия“ 166 000 МВтч като прогнозна продажба към битовите (+ 141 000 МВтч) и стопанските (+25 000 МВтч) потребители. Тъй като за този обем няма реални купувачи на пазара, дружеството е поставено в позиция да бъде „клиент сам на себе си“. Този подход директно уврежда предприятието в два аспекта, обективно доказани от заключението на СКТИЕ. От една страна, дружеството понася 14 027 хил. лв. чиста производствена загуба за генерирането на топлинна енергия, която фактически се разсейва в почвата. От друга страна, лицензиантът губи 8 531 хил. лв. от постоянни разходи за пренос и норма на възвръщаемост, тъй като тези суми са разпределени служебно върху несъществуващ обем пазарни продажби. Общият негативен резултат възлиза на 22 558 хил. лв. директна финансова загуба. Този икономически резултат изцяло потвърждава тезата на жалбоподателя, че регулаторът го лишава от ресурс, необходим за неотложната рехабилитация на съоръженията. Пример за това е извършената подмяна на 181 абонатни станции през 2024 г., която КЕВР е подминала в решението си без коментар.

Идентичен формален и незаконосъобразен подход регулаторът е приложил и по отношение на прогнозния обем електрическа енергия за собствени нужди. Комисията е намалила това количество с 18 000 МВтч (до 129 090 МВтч, съставляващи 17,15%), отхвърляйки без мотиви аргументираното възражение на дружеството. Жалбоподателят подробно е обосновал, че след отоплителния сезон основните високоефективни мощности (турбогенератори) в ТЕЦ „С.“ и ТЕЦ „С. И.“ се извеждат за дългосрочни ремонти. Това налага покриването на топлофикационния товар изцяло чрез водогрейни котли - експлоатационен режим, който технологично изисква по-висока собствена консумация на електроенергия. Следователно прехвърлянето на тези 18 000 МВтч към графата за пазарни продажби (с изкуствено нарастване на обема до 623 510 МВтч) е технически необосновано. То математически занижава цената на единица електроенергия, но тъй като дружеството фактически ще консумира тези количества в производствения процес, за него се генерира недостиг на приходи от продажби в размер на 12,9 млн. лв., оставащи изцяло като некомпенсирана загуба.

В същата поредица от необосновани корекции се намира и пълното непризнаване на разходите за инкасиране в размер на 5 058 хил. лв. Мотивът на регулатора за „недублиране на разходите“ е нормативно несъобразен и в противоречие с утвърдената му практика. СКТИЕ изрично потвърждава, че тези средства се отчитат по отделна, самостоятелна счетоводна сметка и са пряко свързани с лицензионната дейност по събиране на вземанията. Близко две трети от постъпленията на дружеството се инкасират чрез външни платежни оператори – метод, който повишава текущата събираемост, гарантира гъвкаво обслужване и оптимизира оперативните разходи. Липсата на обсъждане на тези доводи в акта съставлява съществен порок в мотивирането му. По отношение на разходите за текущ ремонт – административното им

намаляване до равнището на отчета за 2024 г. (7 468 хил. лв., вместо заявените 13 383 хил. лв.) влиза в противоречие с изискванията на самия регулатор. КЕВР императивно изисква от дружеството свиване на преносните загуби, но същевременно му отнема единствения финансов ресурс за постигането на тази цел. Заявените от оператора разходи са обвързани с нарасналата амортизация (регистрирани 3 999 аварии) и планираното обновяване на отклоненията при изпълнението на 14 инженерингови договора за магистрални топлопроводи, сключени през 2024 г. Тъй като тези дейности се финансират със собствени средства за възстановяване на експлоатационната годност, те правилно са класифицирани като текущ ремонт, а не като дълготрайна инвестиция. Намаляването им без индивидуален технически анализ принуждава оператора да покрива аварийните разходи за сметка на одобрената му възвръщаемост на капитала, което нарушава принципа на ценово регулиране по чл. 31, т. 1 ЗЕ.

Напълно немотивирани се явяват и останалите корекции на постоянните оперативни разходи (за охрана, абонаментна поддръжка, външни услуги и комунални нужди), които рефлектират пряко върху оборотния капитал. При разходите за въоръжена и противопожарна охрана КЕВР е ограничила сумата до отчета за 2024 г. (2 001 хил. лв.), пренебрегвайки обективното и задължително увеличение на минималната работна заплата от 01.01.2025 г. с 15,4% (от 933,00 лв. на 1077,00 лв.). Бюджетът за абонаментно поддържане в преноса е съкратен с 4 000 хил. лв. без нито един изложен фактически аргумент, въпреки че отчетените разходи за 2024 г. са в размер на 8 092 хил. лв., а заявените – 8 701 хил. лв. Тези необосновани корекции на оперативните разходи увреждат по дефиниция размера на Необходимия оборотен капитал (НОК). Тъй като съгласно чл. 14, ал. 8 от Наредба № 1 той се изчислява автоматично като 1/8 от одобрените оперативни разходи (без амортизации), изкуственото им занижаване свива НОК с 9 948 хил. лв. Оттук верижно намалява и признатата чиста сума за възвръщаемост на капитала с 556 хил. лв., което доказва наличието на пряка причинно-следствена връзка и обосновава сочения от жалбоподателя негативен ефект.

Наред с материалната незаконосъобразност на акта, данните по делото сочат и към допуснати от регулатора нарушения на административнопроизводствените правила. Налице е съществено разминаване между параметрите, заложили в Доклада на работната група (който е бил предмет на обществено обсъждане и по който дружеството е дало писмено становище), и окончателното Решение на КЕВР. Така например, в Доклада технологичните загуби са предвидени на 17,21% (намаление със 155 000 МВтч), докато в окончателния акт те са сведени до 16,97% (намаление със 166 000 МВтч). При въглеродните емисии (CO₂) в Доклада се предлага корекция само на прогнозната цена (намаление с 20 446 хил. лв.), докато в решението КЕВР е коригирала и количеството квоти с 39 701 тона (общо намаление от 25 881 хил. лв.). В съответствие с коректно цитираната от жалбоподателя съдебна практика (решение по адм. д. № 6143/2024 г. на ВАС), извършването на тези допълнителни ограничителни корекции едва с крайния акт, без излагане на мотиви и без предоставяне на възможността на дружеството да се запознае с тях и да упражни правото си на възражение, съставлява същностно процесуално нарушение и самостоятелно основание за отмяна на акта. По този начин Комисията е нарушила принципите за равенство, достоверност и пълнота на информацията (чл. 8 и чл. 12 АПК), както и императивното си задължение по чл. 35 АПК да изясни всички релевантни факти и да обсъди възраженията на страната, преди да постанови акта си.

В заключение съдът намира, че оспорените корекции в ценовия модел на „Топлофикация София“ ЕАД са извършени при съществено нарушение на материалния закон (чл. 31 от ЗЕ) и приложимата подзаконова нормативна уредба (НРЦТЕ, НРЦЕЕ и Методиката за определяне на технологичните разходи), както и при допуснати съществени нарушения на административнопроизводствените правила (чл. 35 и чл. 59, ал. 2, т. 4 от АПК). Това налага отмяна на ценовото решение в обжалваната му част и връщане на преписката на Комисията за ново произнасяне по заявлението на жалбоподателя при спазване на дадените от съда задължителни указания по тълкуването и прилагането на закона.

При новото произнасяне КЕВР следва да извърши индивидуален технико-икономически анализ, отразяващ специфичните експлоатационни характеристики на топлопреносната инфраструктура в столицата, и да преустанови незаконосъобразната практика за служебно трансформиране на непризнатите технологични загуби в прогнозна реализация (продажба) към крайните потребители. Прогнозният обем на реализираната топлинна енергия трябва да се основава единствено на обективни критерии за реално потребление, без да се използва като инструмент за изкуствено балансиране на модела. Прогнозният обем на електрическата енергия за собствени производствени нужди в Справка № 4 следва да бъде съобразен с фактическия и технологичен режим на работа на централите, като обективно се отчете извеждането на основните турбогенератори в ТЕЦ „С.“ и ТЕЦ „С. И.“ за дългосрочни ремонти и наложителната експлоатация на по-енергоемките водогрейни котли. КЕВР следва да направи обективен анализ на планираните разходи за ремонт, обвързвайки ги с високата аварийност на мрежата и пазарния ръст на цените в строително-ремонтния сектор, без да принуждава оператора да финансира текущото поддържане за сметка на нормата си на възвръщаемост. Необходимо е да се включат в ценообразуването доказаните разходи за инкасиране, явяващи се присъщ за дейността и самостоятелно отчитан оперативен разход с пряко значение за събираемостта на вземанията. При разходите за охрана следва да се отрази нормативното увеличение на минималната работна заплата, считано от 01.01.2025 г., а редукцията на разходите за абонаментно поддържане в преноса да се извърши с излагане на конкретни и ясни мотиви. Всички окончателни корекции, които се различават по стойност или метод на изчисление от първоначално заложените в Доклада на работната група (в това число тези за квотите за емисии и преносните загуби), трябва да бъдат предварително предявени на дружеството, за да се подsigури и гарантира правото му на защита и писмено становище в съответствие с чл. 35 АПК.

Предвид основателността на жалбата и на основание чл. 143, ал. 1 АПК, жалбоподателят има право на разноски. Същият претендира такива съгласно представен списък по чл. 80 от ГПК в общ размер на 279 277,23 евро, от които: 278 535,86 евро с ДДС за платено адвокатско възнаграждение, 25,56 евро за внесена държавна такса и 715,81 евро - възнаграждение на вещите лица по приетата СКТИЕ. Към тази сума следва да се прибави и определеният в о.с.з. допълнителен депозит от 4 424,86 евро.

Ответникът е направил своевременно възражение за прекомерност на платеното адвокатско възнаграждение по реда на чл. 78, ал. 5 ГПК във връзка с чл. 144 АПК, което съдът намира за основателно. Действително, настоящото дело се отличава с висока фактическа и правна сложност, проведени са няколко съдебни заседания и е събран обемен доказателствен материал. Голяма част от него обаче - електронни модели, заявления, регулаторни таблици и счетоводни справки, са част от съдържанието на

административната преписка, а технико-икономическата същност на спора е изяснена посредством заключението на назначената съдебна експертиза. Наред с това, оспореният административен акт няма директен имуществен характер, а поражда последващ материален ефект, който към настоящия момент е неконкретизиран и има изцяло прогнозен характер. В тази връзка съдът съобразява, че ценовите решения на КЕВР по своето правно естество представляват актове на административно регулиране. Самият факт, че изменението на отделните разходни компоненти рефлектира върху финансовия резултат на енергийното предприятие, не превръща правния спор в производство с определен материален интерес. Съгласно чл. 8, ал. 3 от Наредба № 1 от 09.07.2004 г. за минималните размери на адвокатските възнаграждения, минималният размер за този вид дела възлиза на 1000 лв. Разликата между законовия минимум и претендирания хонорар е несъразмерно голяма. Ето защо, отчитайки реалния обем на оказаната правна защита и процесуалната активност на пълномощника на жалбоподателя, съдът приема, че справедливият и адекватен размер на адвокатското възнаграждение възлиза на 3 000 евро. В останалата част, над тази сума до пълния претендиран размер, искането за присъждане на адвокатски хонорар следва да бъде отхвърлено като неоснователно. Ето защо в полза на жалбоподателя следва да се присъдят направените разноски за държавна такса в размер на 25,56 евро, както и внесеният депозит за вещи лица в размер на 5 140,67 евро, или общо разноски в размер на 8 166,23 евро.

Воден от горното и на основание чл. 172, ал. 2 АПК Административен съд София - град, III отделение, 75-ти състав,

Р Е Ш И:

ОТМЕНЯ Решение № Ц-24 от 01.07.2025 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране в частта му по т. 1, с която на „Топлофикация София“ ЕАД, считано от 01.07.2025 г., се утвърждават пределни цени на топлинната енергия и се определят 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 ново произнасяне по заявлението на „Топлофикация София“ ЕАД в едномесечен срок от влизане на настоящото решение в сила, при спазване на дадените в мотивите му задължителни указания по тълкуването и прилагането на закона.

ОСЪЖДА Комисията за енергийно и водно регулиране да заплати на "Топлофикация София" ЕАД разноски по делото в общ размер на 8 166,23 евро (осем хиляди сто шестдесет и шест евро и 23 цента).

Решението може да бъде обжалвано с касационна жалба чрез Административен съд София-град пред Върховния административен съд на Република България, в 14-дневен срок от съобщаването му на страните.

Препис от решението да се изпати на страните по реда на чл. 137 от Административнопроцесуалния кодекс.

СЪДИЯ: